

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ІНСТИТУТ ЕЛЕКТРОДИНАМІКИ
НАЦІОНАЛЬНОЇ АКАДЕМІЇ НАУК УКРАЇНИ
ВІДДІЛЕННЯ ЦІЛЬОВОЇ ПІДГОТОВКИ НАЦІОНАЛЬНОГО ТЕХНІЧНОГО
УНІВЕРСИТЕТУ УКРАЇНИ «КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ПРИ НАЦІОНАЛЬНІЙ АКАДЕМІЇ НАУК УКРАЇНИ

ОПТОВИЙ ТА РОЗДРІБНИЙ РИНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Навчальний посібник

Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
як навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра
за освітньою програмою «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Автори: І.В. Блінов, Є.В. Парус

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2023

Рецензенти

Жаркін А.Ф., доктор технічних наук, професор, академік НАН України,
Інститут електродинаміки НАН України

Борукаєв З.Х., доктор технічних наук, старший науковий співробітник,
Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН
України

Відповідальний
редактор

Денисюк С.П., доктор технічних наук, професор,
Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту,
Національний технічний університет України «Київський політехнічний
інститут імені Ігоря Сікорського»

Рекомендовано до видання Вченою радою Інституту електродинаміки НАН України як навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (протокол №1 від 09 лютого 2023 року)

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
(протокол № 6 від 30.03.2023 р.)*

*за поданням Вченої ради навчально-наукового інституту енергозбереження та енергоменеджменту
(протокол № 7 від 23.02.2023 р.)*

Начальний посібник призначено для вивчення, поглиблення та закріплення теоретичного та практичного матеріалу з дисципліни «Оптовий та роздрібний ринок електричної енергії». Висвітлено основні теми щодо загальних моделей ринків електричної енергії, особливостей функціонування оптового ринку електричної енергії та його сегментів, питання нормативного забезпечення ринку електричної енергії України, особливостей роздрібного ринку електричної енергії, процесів ціноутворення на оптовому та роздрібному ринку, питань прогнозування електричного навантаження, впливу відновлюваних джерел енергії на процеси ціноутворення на оптовому ринку електричної енергії. Для опрацювання теоретичного матеріалу запропоновано запитання для самоперевірки, наведено практичні завдання для закріплення теоретичного матеріалу.

Начальний посібник призначений для здобувачів ступеня магістра за освітньою програмою «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, буде також корисним для цільової підготовки фахівців з ефективного використання енергетичних ресурсів та моделювання ринку електричної енергії.

Реєстр. № НП 22/23-549. Обсяг 10,2 авт. арк.
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
проспект Перемоги, 37, м. Київ, 03056
<https://kpi.ua>

Свідцтво про внесення до Державного реєстру видавців, виготовлювачів
і розповсюджувачів видавничої продукції ДК № 5354 від 25.05.2017 р.

УДК 621.311:681.3

© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023

© Інститут електродинаміки НАН України, 2023

ЗМІСТ

ВСТУП	5
Розділ 1 Загальні питання організації оптового та роздрібного ринку електричної енергії України	7
Тема 1 Основні терміни та визначення	7
Тема 2. Основні види структури ринку електричної енергії	16
Тема 3. Загальні процеси формування вартості електричної енергії для споживача на ринку електричної енергії України.	30
Тема 4. Нормативно-правове регулювання ринку електричної енергії України	45
Розділ 2 Оптовий ринок електричної енергії України	60
Тема 5. Сегмент двосторонніх договорів	60
Тема 6. Ринок «на добу наперед» та внутрішньодобовий ринок	70
Тема 7. Поширені типи цінових заявок при торгівлі електричною енергією	81
Тема 8. Балансуючий ринок електричної енергії: принципи функціонування ...	98
Тема 9. Ціноутворення на балансуєчому ринку та розрахунок вартості небалансів	112
Розділ 3 Роздрібний ринок електричної енергії України	123
Тема 10. Структура та учасники роздрібного ринку електричної енергії	123
Тема 11. Універсальні послуги та постачальник останньої надії.....	136
Тема 12. Роздрібні ціни та тарифи постачальників за вільними цінами	144
Розділ 4 Форми участі споживачів на ринку електричної енергії.....	157
Тема 13. Переваги та ризики взаємодії з постачальником електроенергії	157
Тема 14. Оцінка доцільності зміни форми участі споживача на ринку електричної енергії	171
Тема 15. Прогнозування попиту/навантаження в електроенергетиці.....	180

Розділ 5 Вплив збільшення частки відновлюваних джерел енергії на процеси ціноутворення на ринку електричної енергії.....	198
Тема 16. Основні функції ДП «Гарантований покупець».....	198
Тема 17. Вплив збільшеної частки ВДЕ на функції ціноутворення сегментів ринку електроенергії.....	207
Тема 18. Механізми стимулювання розвитку ВДЕ	223
Розділ 7. Практичні завдання.....	231
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1 Визначення результатів аукціонів з купівлі-продажу електричної енергії.....	231
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2 Розрахунок результатів роботи ринку «на добу наперед»	237
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3 Нормативно-правове регулювання ринку електричної енергії України.....	246
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4 Пошук та аналіз ринкової інформації	249
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 5 Розрахунок вартості небалансів електричної енергії.....	257
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 6 Визначення ринкової складової ціни купівлі електричної енергії на оптовому ринку.....	262
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 7 Розрахунок ціни електричної енергії постачальника універсальних послуг та постачальника «останньої надії»	265
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 8 Оцінка комерційної пропозиції постачальника за вільними цінами	270
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 9 Порівняння методів прогнозування споживання електричної енергії споживачами	273
Перелік посилань	281

ВСТУП

Сьогодні функціонування електроенергетичної галузі відбувається в ринкових умовах, що обумовлює сучасні вимоги до професійної підготовки інженерно-технічних працівників та управлінських кадрів, зокрема у сфері енергетичного менеджменту. Необхідність знання процесів ціно- та тарифоутворення на електричну енергію для усіх учасників та суб'єктів ринку, розуміння ринкових процесів, форм купівлі-продажу електричної енергії є необхідною складовою управління підприємствами галузі. Знання та навички з моделювання та розрахунку відповідних складових цін та тарифів є невід'ємною складовою керування як виробництвом так і споживанням електричної енергії. Досягнення означених цілей дозволяє дисципліна "Оптовий та роздрібний ринок електричної енергії", яка передбачає вивчення основних понять щодо аналізу ситуації та тенденцій на ринку електричної енергії, розрахунків вартості електричної енергії на різних сегментах оптового ринку, визначення вартості небалансів електричної енергії, розрахунків тарифів на роздрібному ринку для різних груп споживачів, аналізу доцільності зміни постачальника споживачем, формування портфелю споживачів постачальника, формувати вимог до обсягів та вартості закупівлі електричної енергії в окремих сегментах ринку, оцінки пропозиції постачальників електричної енергії та графіків споживачів в ринкових умовах. Навчальна дисципліна є частиною програми професійної підготовки фахівців з питань забезпечення споживачів електричною енергією.

Важливою складовою дисципліни є отримання знань щодо практичних розрахунків тарифів на електроенергію та загальної її вартості в залежності від графіків постачання та споживання електроенергії, формування вимог до обсягів та вартості закупівлі електричної енергії в окремих сегментах ринку, оцінка пропозицій постачальників електричної енергії різних типів.

Метою опанування дисципліни є формування відповідного рівня знань і досвіду для моніторингу ринку електричної енергії України, визначення його кон'юнктури, визначення форми участі на ринку електричної енергії підприємств з урахуванням наявних переваг та ризиків, розрахунків оптових ціни та роздрібних

тарифів для різних груп споживачів та класів напруги, формування вимог щодо закупівлі електричної енергії, планування графіків споживання електричної енергії з урахуванням ринкових чинників.

Предметом навчальної дисципліни є підходи, методи, моделі організації та функціональної взаємодії сегментів оптового ринку електричної енергії України, моделювання результатів роботи роздрібного ринку електричної енергії, аналіз впливу відновлюваних джерел енергії на функціонування ринку електричної енергії.

В навчальному посібнику розглянуто основні види структури ринку електричної енергії та загальні питання організації та нормативного регулювання оптового та роздрібного ринку електричної енергії України. Наведено опис функціонування оптового ринку електричної енергії, а саме: сегменту двосторонніх договорів; ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, зокрема і поширені типи цінових заявок, що використовуються на ринку; принципи функціонування балансуючого ринку, розрахунку вартості небалансів електричної енергії. Наведено структуру ціноутворення на роздрібному ринку, його основних учасників, переваги та ризики взаємодії з постачальником електроенергії, розглянуто аспекти оцінки доцільності зміни форми участі споживача на ринку електричної енергії, основні методи прогнозування споживання електричної енергії. Розглянуто вплив збільшення частки відновлюваних джерел енергії на процеси ціноутворення на ринку електричної енергії, процеси продажу електричної енергії такими виробниками на ринку, механізми стимулювання розвитку відновлюваних джерел енергії. Для опрацювання теоретичного матеріалу запропоновано запитання для самоперевірки, наведено практичні завдання для закріплення теоретичного матеріалу по основним розділам, що дозволяють набути навички щодо розрахунків результатів аукціонів з купівлі-продажу електричної енергії, визначення вартості електричної енергії та небалансів в окремих сегментах ринку, розрахунків цін та тарифів електричної енергії для споживачів на роздрібному ринку.

Розділ 1

Загальні питання організації оптового та роздрібного ринку електричної енергії України

Тема 1 Основні терміни та визначення

Ринок будь-якого економічного блага (товару, послуги, або сукупності їх близьких замінників, за які ми платимо, купуючи їх) – це економічний механізм взаємодії споживачів (покупців) та виробників (продавців), результатом чого є комерційний обмін через угоди, що завершуються актом купівлі-продажу [1, 2].

Будь-який ринок завжди є двостороннім та складається зі сторони попиту, яку створює сукупність споживачів, які пред'являють попит на продукт ринку, і сторони пропозиції, яку створює сукупність виробників, які забезпечують пропозицію продукту ринку [3, 4].

Ринок електричної енергії – система відносин, що виникають між учасниками ринку під час здійснення купівлі-продажу електричної енергії та/або допоміжних послуг, передачі та розподілу, постачання електричної енергії споживачам.

Кон'юнктура ринку — це реальна економічна ситуація, яку характеризують співвідношення між попитом та пропозицією, рівень і динаміка цін, товарних запасів, а також інші показники та чинники (історичні, національні, природно-кліматичні, територіальні, політичні, соціально-економічні тощо). У процесі досліджень функціонування ринку вивчається як загальноекономічна кон'юнктура, так і кон'юнктура конкретних товарних ринків.

Електроенергія – це товар, а її постачання, передача та розподіл – це послуга.

Основна термінологія щодо ринку електричної енергії визначена у Законі «Про ринок електричної енергії», прийнятому Верховною радою України у 2017 році [5]. Крім того, окремі терміни додатково визначені у нормативно-правових

документах щодо функціонування ринку електричної енергії, затверджених Національною комісією що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, наприклад: «Правила ринку» [6], «Правила ринку “на добу наперед” та внутрішньодобового ринку»[7] та ін. Наведемо окремі терміни.

Учасниками ринку електричної енергії є: виробники, електропостачальники, трейдери, оператор системи передачі, оператор системи розподілу, оператор ринку, гарантований покупець та споживачі.

Споживач електричної енергії – це фізична чи юридична особа, яка здійснює закупівлю електричної енергії для власного споживання. Закон «Про ринок електричної енергії» визначає додаткову класифікацію споживачів електричної енергії, наприклад: побутовий споживач, малий непобутовий споживач, непобутовий споживач. Різниця між групами споживачів електричної енергії стосуються передусім права на купівлю електричної енергії за пільговими тарифами.

Виробник електричної енергії – суб'єкт господарювання, який отримав відповідну ліцензію та здійснює виробництво електричної енергії.

Оператор системи передачі – юридична особа, відповідальна за експлуатацію, диспетчеризацію, забезпечення технічного обслуговування, розвиток системи передачі та міждержавних ліній електропередачі, а також за забезпечення довгострокової спроможності системи передачі щодо задоволення обґрунтованого попиту на передачу електричної енергії.

Оператор системи розподілу – юридична особа, відповідальна за безпечну, надійну та ефективну експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток системи розподілу і забезпечення довгострокової спроможності системи розподілу щодо задоволення обґрунтованого попиту на розподіл електричної енергії з урахуванням вимог щодо охорони навколишнього природного середовища та забезпечення енергоефективності.

Оператор ринку – юридична особа, що забезпечує функціонування ринку "на добу наперед" та внутрішньодобового ринку та організацію купівлі-продажу електричної енергії на цих ринках, а також має право організовувати та проводити електронні аукціони з купівлі-продажу електричної енергії за двосторонніми договорами на підставі відповідних ліцензій, що видаються Національною комісією з цінних паперів та фондового ринку.

Гарантований покупець – суб'єкт господарювання, зобов'язаний купувати електричну енергію у виробників, яким встановлено "зелений" тариф, а також у виробників за аукціонною ціною та виконувати інші функції, визначені чинним законодавством.

Електропостачальник – юридична особа, яка отримала відповідну ліцензію та здійснює постачання електричної енергії споживачам за укладеним із цим споживачам договором.

Треjder – юридична особа, яка здійснює купівлю-продаж електричної енергії за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку електричної енергії, крім її продажу за договором постачання електричної енергії споживачу.

Додатково окремі терміни визначені в практичній роботі №3.

Для того, щоб дослідити особливості ринку енергетичного товару, перш за все, необхідно визначити межі цього ринку, тобто область товарів, яку можна віднести до розглянутого ринку.

Товарний ринок – це найменша номенклатура товарів, які покупець вважає можливим замінити, коли ціни збільшуються на невеликий відсоток і піддається передбаченню майбутньому.

Електроенергія є відокремленою через свою універсальність і практично не може бути замінена іншими товарами навіть при значній зміні ціни в довгостроковому періоді.

Особливості ринку електричної енергії (механізму, що зводить разом покупців і продавців енергетичного товару) визначаються технологічними особливостями галузі, до яких можна віднести наступні:

1. Виробництвом енергетичних товарів займаються енергетичні підприємства (виробники електроенергії, електростанції), які можуть розподіляти свою продукцію тільки за електричним, або тепловим мережам. Це дозволяє досить точно визначити територіальні межі ринку для виробників.
2. Енергетичні підприємства, як правило, не є цілком окремими самостійними суб'єктами ринку, оскільки процес виробництва та споживання електричної енергії накладає відповідні технологічні регуляторні обмеження на роботу підприємств на ринку. Це пояснюється високими і жорсткими вимогами до якості енергетичної продукції та надійності постачання. Відбувається об'єднання процесів роботи енергетичних підприємств у межах енергосистеми, що обумовлює необхідність виконання низки важливих функцій (складання та контроль балансів, розробка методики визначення тарифів, укладання договорів, доведення енергії до кінцевого споживача тощо).
3. Безперервність виробничого процесу і збіг процесів виробництва і споживання в часі вимагають їх координації і регулювання.
4. Загальнодержавна значимість енергетики, її існування і розвиток мають державне та оборонне значення. Це вимагає організації окремих договірних форм відносин між постачальниками і споживачами, які здійснювалися б за регульованою і контрольованою багатоступеневою схемою.
5. Соціальна значущість енергетики потребує регулювання ринку в частині поставок товару і цін з боку держави.
6. Значний вплив, який чиниться енергетикою на екологію, передбачає контроль з боку держави в галузі технологій, проведення інвестиційної політики з

метою технологічного переозброєння самих енергетичних підприємств та запровадження енергозберігаючих технологій у споживачів.

Техніко-економічні особливості електроенергетики.

1. Попит на електричну енергію у вирішальній мірі визначається наступними чинниками:

- Економічною динамікою країни (регіону), про вивчення попиту яких йде мова;
- Ефективністю і темпами електрифікації народного господарства, тобто ефективністю та темпами впровадження нових технологій;
- Енергетичною ефективністю використання електричної та теплової енергії.

2. Динаміка і рівень попиту на електроенергію в країні або регіоні є відображенням економічного зростання, темпів науково-технічного прогресу і є однією з важливих непрямих характеристик якості життя.

3. Виробництво і споживання електроенергії (і у великій мірі теплової енергії) збігаються у часі, і цю продукцію принаймні в скільки-небудь значних обсягах не можна зробити і закупити про запас, наприклад, в очікуванні поліпшення кон'юнктури ринку, збільшення тарифів на електроенергію або перебоїв в енергопостачанні.

Звідси випливає вимога до великої точності прогнозів попиту та графіків роботи учасників ринку електричної енергії.

4. Обмежені можливості поліпшення якості електричної та теплової енергії. Це означає, що конкуренція виробників електроенергії може відбуватись в основному за рахунок різниці у витратах на виробництво електроенергії та пропозиції її за більш низькими цінами.

5. Технічні та економічні можливості передачі електроенергії на великі відстані обмежені. Також обмеженими є можливості щодо передачі електроенергії між сусідніми енергосистемами. Все це обмежує можливості експорту - імпорту енергії.



Рисунок 1.1 – Основні складові ринку електричної енергії

Ринок електричної енергії може бути розділений за типами товару:

- товарний ринок (купівля-продаж електричної енергії);
- ринок пропускну́ї спроможності електричних перетинів;
- ринок потужності;
- ринок послуг (допоміжні послуги, послуги з постачання електричної енергії, комерційного обліку тощо).

Ринок електричної енергії може бути розділений за сегментами у часовому розрізі:

- форвардний ринок (двосторонні договори);
- ринок «на добу наперед»;
- внутрішньодобовий ринок;
- балансуючий ринок.

Функціонування більшості ринків електричної енергії базується на принципі двосторонньої подачі заявок і передбачає надання заявок щодо обсягів та ціни

купівлі-продажу електроенергії з боку як виробників, так і постачальників або споживачів електричної енергії. У цьому випадку відбір заявок та подальші розрахунки здійснюються на перетині кривих попиту постачальників (споживачів) та пропозиції виробників електричної енергії [8].

Основною метою проведення аукціону є отримання учасниками ринку додаткових прибутків від торгівлі електричною енергією та встановлення балансу між попитом і пропозицією на електричну енергію. Участь і перемога в аукціоні дозволяє виробникам отримати “гарантоване замовлення” на генерацію електричної енергії. В свою чергу, покупці електричної енергії в результаті виграшу на аукціоні отримують гарантії покриття частини прогнозованого навантаження. З економічної точки зору основним критерієм аукціону електричної енергії є досягнення максимуму добробуту при визначенні рівноважної ціни (C_p), що відповідає точці перетину кривих попиту та пропозиції (рис.1, а). Так рівноважна ціна C_p є ціною, при якій величини попиту та пропозиції є чисельно рівними. Тобто по ціні C_p виробники готові запропонувати рівно стільки товару, скільки покупці готові купити. При цьому рівноважним обсягом (V_p) є величина при якій співпадають величина попиту та пропозиції при рівноважній ціні.

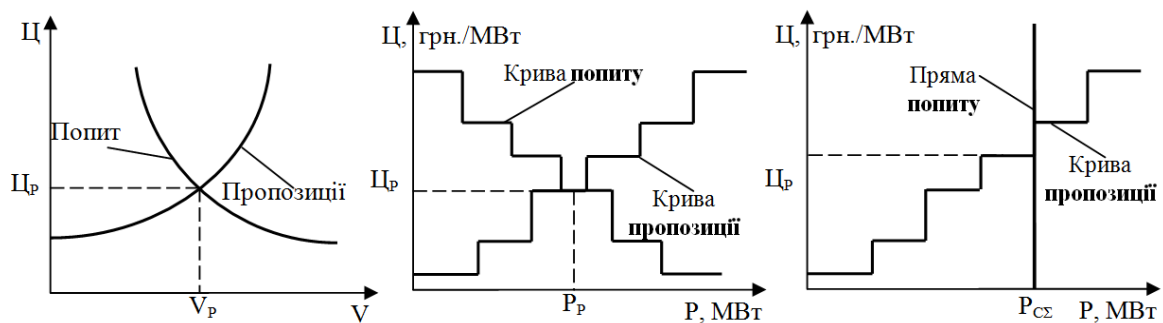


Рисунок 1.2,

а)

б)

в)

Різновиди аукціонів електричної енергії

Аукціони з купівлі-продажу електричної енергії за кількістю сторін, що приймають участь в аукціоні, поділяються на односторонні та двосторонні [8]. Причому для учасників двостороннього аукціону з купівлі-продажу електричної енергії криві як попиту, так і пропозиції подаються у вигляді східчастих чи лінійних залежностей, що відображають заявлені учасниками аукціону лоти – цінові заявки та пропозиції щодо обсягів купівлі-продажу електричної енергії (рис. 1,б). У випадку одностороннього аукціону, наприклад для виробників, функція нееластичного попиту споживачів (сумарне прогнозоване споживання електричної енергії – P_{CS}) подається прямою, паралельною осі ординат (рис.1,в).

Таблиця 1.1

Математичні апарати імітації аукціонних торгів

Односторонній аукціон	Двосторонній аукціон
$\begin{cases} \sum_{i=1}^n C_{Bi} \times P_{Bi} \rightarrow \min, & i = \{1, 2, \dots, n\} \\ \sum_{i=1}^n P_{Bi} - P_{CS} \rightarrow \min, & i = \{1, 2, \dots, n\} \end{cases}$ де: C_{Bi}, P_{Bi} – відповідно питома ціна та заявлена потужність і-го лоту продавців (виробництво електричної енергії); P_{CS} – сумарне прогнозоване навантаження (споживання електричної енергії).	$\begin{cases} \sum_{j=1}^m C_{Cj} \times P_{Cj} \rightarrow \max, & j = \{1, 2, \dots, m\} \\ \sum_{i=1}^n C_{Bi} \times P_{Bi} \rightarrow \min, & i = \{1, 2, \dots, n\} \\ \sum_{i=1}^n P_{Bi} - \sum_{j=1}^m P_{Cj} \rightarrow \min \end{cases}$ де: C_{Cj}, P_{Cj} – відповідно питома ціна та заявлена потужність j-го лоту покупців (споживання електричної енергії); C_{Bi}, P_{Bi} – відповідно питома вартість та заявлена потужність і-го лоту продавців (виробництво електричної енергії).

На рисунку 1.3 наведені фрагменти агрегованих функцій попиту та пропозиції на погодинних торгах угорського ринку «на добу наперед».



Рисунок 1.3 – Приклад функції агрегованого попиту на ринку «на добу наперед»

У цієї функції окремі фрагменти з принципово різними рівнями еластичності: і нахил значно менше 45° , і нахил значно більше 45° .

В маркетингових дослідженнях для електроенергетики, щоб отримати адекватні результати, попередньо слід структурувати попит. Виділити окремо групи споживачів різних категорій, постачальників, окремо трейдерів і здійснювати аналіз окремо кожної такої групи.

Аналогічно і дослідження функції пропозиції. Попередньо необхідно відокремити групи виробників з різними типами енергоресурсів і потім окремо досліджувати кожну таку групу.

Тема 2. Основні види структури ринку електричної енергії

Структура та особливості функціонування певного національного ринку електричної енергії (зокрема, і в Україні), навіть за наявності однакових сегментів, практично не може повністю повторювати жодну структуру іншого національного ринку [9]. Це пояснюється тим, що особливості функціонування ринку електричної енергії визначаються технологічними особливостями (структура генеруючих потужностей, структура мереж передачі та розподілу), особливостями національного законодавства, а також історичними особливостями розвитку національної енергосистеми [10]. Наприклад, у більшості країн національна електроенергетична система утворювалася та розвивалася як єдина державна монополія. У США та Канаді навпаки, електроенергетика створювалася місцевими комерційними підприємствами з виробництва та постачання електричної енергії.

Тому розвиток ринку електроенергії України відбувається з урахуванням як світового досвіду розвитку оптових ринків електричної енергії, так і особливостей функціонування об'єднаної електроенергетичної системи України, оскільки «фізичне» постачання електричної енергії є основною метою усіх ринків.

Історично на ринках електроенергії різних країн функціонували різні форми ринкових відносин, в яких можна виділити наступні основні структурні особливості:

- Вертикально інтегрований ринок електроенергії, який ще називають регульованою природною монополією;
- Пул єдиного покупця;
- Конкурентний оптовий ринок;
- Конкурентний роздрібний ринок.

Розглянемо детальніше особливості ринкових відносин кожної із цих структур.

Вертикально інтегрований ринок електроенергії.

За такої форми ринкових відносин усі сфери діяльності, тобто виробництво, передавання, розподіл і збут електроенергії в тій чи іншій формі регулюються єдиним підприємством (чи виокремленим міністерством для національної електроенергетичної системи). При цьому сфера транспортування електроенергії, як правило, практично у всіх формах національного ринку, як правило, регулюється державою.

Відповідно основна мета функціонування ринку електричної енергії у вертикально-інтегрованій монополії – це мінімізація витрат на виробництво і транспортування електроенергії для максимального задоволення попиту, іншими словами мінімізація вартості електроенергії для кінцевого споживача.



Рисунок 2.1 – Структура вертикально-інтегрованого ринку електричної енергії

Рівні завантаження генераторів електростанцій визначаються згідно із результатами планування режимів за економічними критеріями з урахуванням технологічних обмежень. При цьому споживачі отримують електричну енергію за

договорами із підприємствами енергозбуту, прив'язаними до обслуговування визначеної території.

Ціноутворення на вертикально-інтегрованому ринку електричної енергії визначається системою визначених державою тарифів за принципом «витати плюс» (тобто витрати на діяльність окремого підрозділу монополії плюс нормований державою відсоток рентабельності).

Основні переваги вертикально-інтегрованого ринку електроенергії наступні:

- збереження сформованої та оптимізованої у тій чи іншій мірі структури технологічних та економічних відносин на довгострокову перспективу;
- необмежені для держави можливості контролю і коригування цін;
- що надає ефект передбачуваності та прогнозованості ситуації як для споживачів, так і країни в цілому.

Основні недоліки моделі вертикально-інтегрованого ринку електроенергії полягають у:

- недостатності економічних стимулів для підвищення ефективності;
- а також у питанні про інвестиції: або за рахунок держбюджету, або за рахунок збільшення вартості електроенергії для споживачів.

Пул єдиного покупця. За такої структури ринкових відносин запроваджується конкурентне середовище для виробників електроенергії. Зокрема незалежні генерувальні компанії конкурують між собою за обсяги продажу електроенергії єдиному закупівельному агентству.

Основні переваги моделі єдиного покупця полягають у залученні приватних інвесторів за обмежених структурних змін в електроенергетиці в цілому; у збережених можливостях регулювання і контролю цін; а також у передбачуваності та прогнозованості ситуації в цілому як для споживачів, так і для держави.

Основними недоліками цієї ринкової моделі є необхідність забезпечення прозорості роботи «єдиного покупця», а також наявності перехресних дотацій,

коли пільгові тарифи для окремих споживачів забезпечуються за рахунок збільшеної вартості електричної енергії у не пільгових категорій.

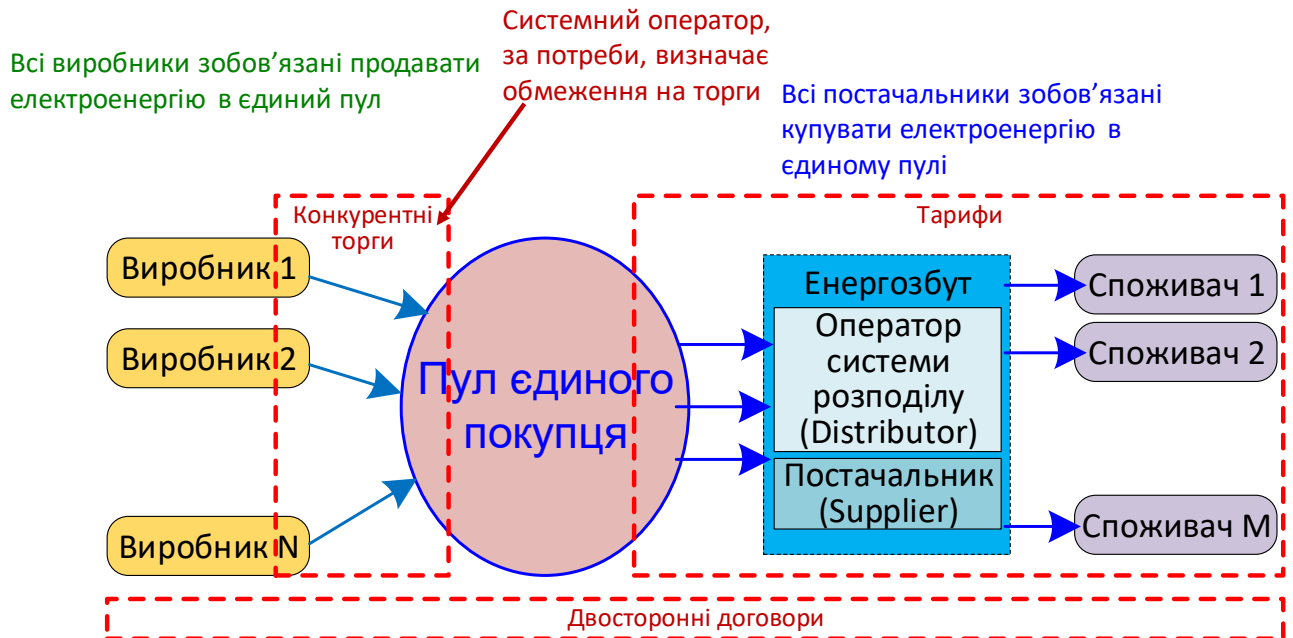


Рисунок 2.2 – Структура пулу «єдиного покупця» електричної енергії

Розрізняють дві форми ціноутворення для виробників електричної енергії в оптовому пулі: пул на основі собівартості та пул на основі ціни. Обидві форми ціноутворення стосуються правил визначення ціни у заявках на продаж електричної енергії, які генерувальні компанії подають на аукціон в оптовому пулі. Пул на основі собівартості розглядається як перший крок лібералізації ринку електричної енергії. За цієї форми ціноутворення для окремих генераторів електростанцій визначаються тарифи на відпуск електричної енергії виходячи із витрат на виробничу діяльність. Наступний крок розвитку ринкових відносин – запровадження пулу на основі ціни. За цієї форми ціноутворення генерувальні компанії отримують право самостійно визначати вартість пропонованої в оптовому пулі електричної енергії. Порівняння особливостей наведених форм ціноутворення зведено до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Порівняння основних форм ціноутворення в єдиному оптовому пулі.

Пул на основі собівартості	Пул на основі ціни
Прив'язка цін до економічних характеристик окремого генератора	Активна цінова політика виробника
Низька реакція на зміну попиту	Значна реакція на зміну попиту
Несуттєві коливання вартості електроенергії в оптовому пулі	Суттєві коливання вартості електроенергії в оптовому пулі
Широкі можливості держави вирівнювати коливання цін для всіх споживачів	
Слабкі стимули для виробника до підвищення ефективності	Сильні стимули для виробника до підвищення ефективності
Низька дохідність інвестицій	Висока дохідність інвестицій
Низькі економічні ризики для інвестицій	Високі економічні ризики для інвестицій
Слабка зацікавленість у задоволенні попиту Системного оператора на ресурси регулювання режиму	Висока зацікавленість у задоволенні попиту Системного оператора на ресурси регулювання режиму
Низька вартість послуг регулювання режиму	Висока вартість послуг регулювання режиму
Потреба в аудиті розрахункових чи фактичних витрат	Потреба в активному контролі цін з боку національного регулятора

В багатьох національних ринках електричної енергії розвиток ринкових відносин супроводжувався появою окремого ринкового сегмента – ринку допоміжних послуг. На цій торгівельній платформі Системний оператор закуповує у виробників електричної енергії послуги регулювання режимів. Рівень лібералізації цього ринкового сегменту залежить передусім від можливостей організації конкурентної торгівлі послугами регулювання, тобто – наявним у виробників доступним обсягом ресурсів регулювання рівнів завантаження генераторів електростанцій. Розрізняють наступні основні форми ціноутворення на ринку допоміжних послуг:

- обов’язкова неоплачувана послуга;
- тарифікація послуги за концепцією «витрати плюс»;
- ринкова ціна за результатами конкурентних торгів.

Конкурентний оптовий ринок електроенергії відрізняється від єдиного оптового пулу лібералізацією торгівлі електроенергії в оптовій частині ринку (рисунок 2.3).

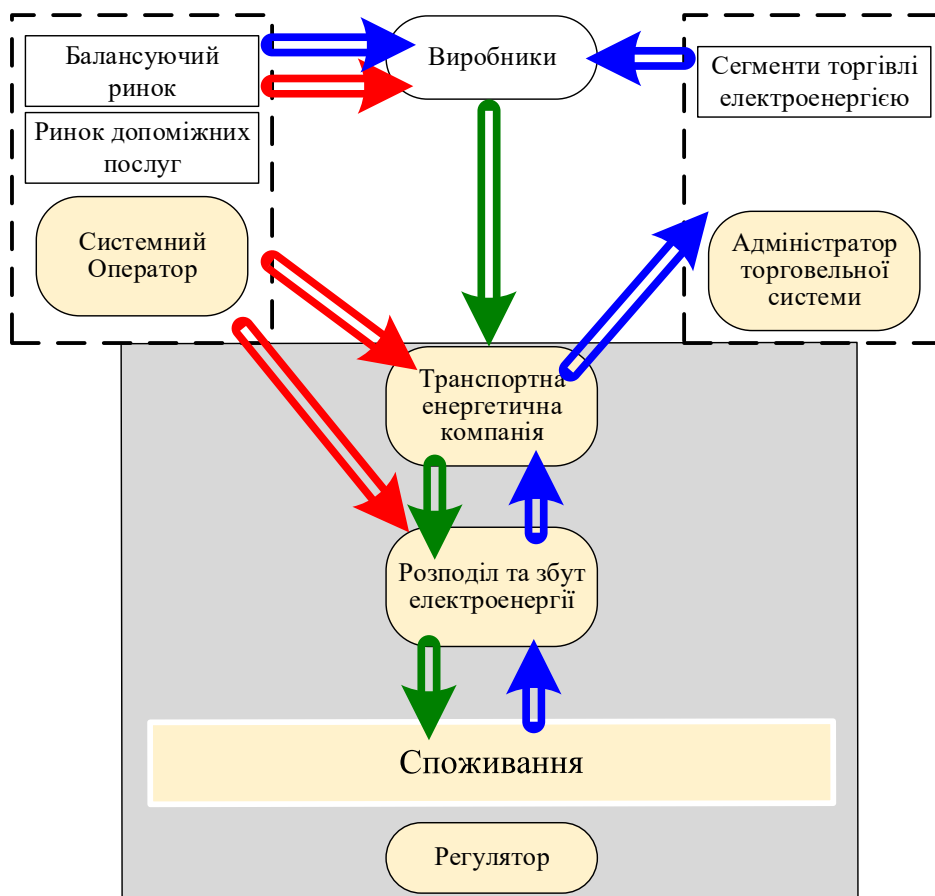


Рисунок 2.3 – Структура конкурентного оптового ринку електричної енергії

Платформа конкурентних торгів обслуговується адміністратором торговельної системи (оператор ринку), який відповідає виключно за процедури доступу учасників до торгівлі та за реалізацію конкурентних торгів. На процеси ціноутворення адміністратор торговельної системи не впливає. На торговій платформі конкурують енергогенерувальні компанії та розподільно-збутові

компанії. При цьому незалежний системний оператор забезпечує оперативно-диспетчерське управління енергосистемою через балансуючий ринок.

До основних переваг моделі конкурентного оптового ринку відносяться:

- наявність адекватних цінових індикаторів для залучення приватних інвестицій;
- можливість регулювання цін для споживачів;
- передбачуваність та деяка прогнозованість ситуації для споживачів.

До основних недоліків моделі конкурентного оптового ринку відносять необхідність залучення приватного капіталу під державні гарантії, що вносить додаткові ризики для держбюджету. Крім того в країнах, де впроваджено зазначену модель енергоринку, відмічалися труднощі у взаємодії Системного оператора (диспетчерське управління) з Адміністратором торговельної системи (Оператор ринку), що в окремих випадках призводило до зниження надійності роботи національної енергосистеми. Слід наголосити, що у моделі лібералізованого оптового ринку підвищений ризик операційної безпеки режимів енергосистем спостерігається саме у порівнянні з функціонуванням моделей Вертикально інтегрованого ринку та пулу єдиного покупця.

Конкурентний оптовий ринок електричної енергії принципово змінює постановку задачі планування Системним оператором режимів енергосистеми. До основних цілей планування тепер відносять: максимальна реалізація контрактів щодо купівлі/продажу електроенергії урахуванням технологічних обмежень; мінімізація витрат на регулювання режиму.

Конкурентний роздрібний ринок електроенергії впроваджується розділенням компаній зі збуту електричної енергії на Операторів систем розподілу та електропостачальників (рисунки 2.4).

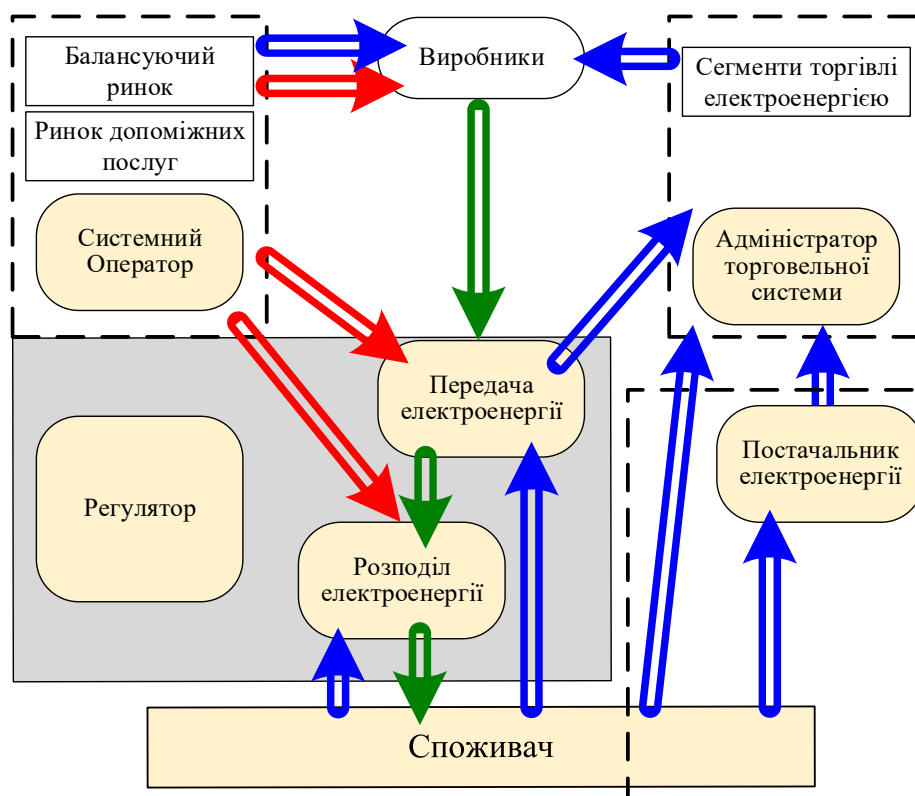


Рисунок 2.4 – Організація конкурентного роздрібного ринку електричної енергії

Функції Операторів систем розподілу обмежуються обслуговуванням розподільних електричних мереж та електричних підстанцій. Тарифи послуг Операторів систем розподілу затверджуються Регулятором. Постачальники закупають електричну енергію в оптовій частині ринку та продають електроенергію споживачам. При цьому споживачі отримують право вибору постачальника електроенергії, а за потреби, можуть самостійно купувати електроенергію в оптовій частині ринку.

Функції Регулятора звужуються до контролю природніх монополій, якими в умовах конкурентних оптового і роздрібного ринків залишаються Оператор системи передачі та оператори систем розподілу. Крім того, Регулятор реалізує державну політику пільгових тарифів для окремих категорій учасників ринку.

До переваг конкурентного роздрібного ринку електроенергії відносять активну участь споживача та конкуренцію між постачальниками електроенергії.

До основних недоліків конкурентного роздрібного ринку відносять неможливість контролю цін, що призводить до суттєвих коливань вартості електроенергії та потреби впровадження спеціальних механізмів реалізації державних програм пільгових тарифів для окремих категорій споживачів.

Передумови впровадження фінансових механізмів конкуренції.

Перехід від вертикально-інтегрованої енергетичної монополії до конкурентних оптового і роздрібного ринків уможлиблюється за наявності двох основних чинників:

- рівень надлишковості виробничих потужностей достатній для конкуренції між виробниками;
- пропускна спроможність електричних мереж та систем достатня для реалізації контрактних зобов'язань.

Розглянемо детальніше вплив цих чинників на можливості впровадження фінансових механізмів конкурентної торгівлі електричною енергією.

В моделі вертикально-інтегрованої монополії конкуренція між виробниками електроенергії реалізована у неявному вигляді, тобто здійснюється комплексна оптимізація режимів енергосистеми за економічними критеріями і більш дешеві електростанції мали можливість отримати більший обсяг замовлення від монополії на виробництво електроенергії. Потреби у надлишковості виробничих потужностей електростанцій зумовлюються виключно потребами операційної безпеки електроенергетичної системи на випадок планового чи аварійного вимкнення задіяних в роботу генераторів. В цьому випадку і надійність електричних мереж реалізується виключно в частині забезпечення виробництва і постачання електричної енергії споживачам у планових чи післяаварійних ремонтних схемах. Така постановка задачі дозволяє мінімізувати витрати основного власника вертикально-інтегрованої монополії – держави – на розвиток і експлуатацію електроенергетичної системи.

В моделі єдиного пулу для виробників реалізовані фінансові механізми конкурентних торгів, як правило у вигляді одностороннього аукціону, де єдиний покупець визначає прогнозований обсяг електроенергії і виробники змагаються за продаж електроенергії в межах цього обсягу [11, 12].

Відповідно основна вимога впровадження моделі єдиного пулу та реалізації конкурентних торгів для виробників електроенергії – це наявність в енергосистемі профіциту виробничих потужностей, достатнього для фактичної конкуренції між виробниками. Недостатній для конкуренції рівень профіциту виробничих потужностей призводить до неконтрольованого підвищення вартості електричної енергії, особливо у години піку електроспоживання.

Для недопущення неконтрольованого збільшення вартості електричної енергії запроваджуються регуляторні обмеження на процеси ціноутворення. Для пулу єдиного покупця основний механізм регуляторних обмежень – це вимога для виробників електричної енергії означувати свої подання на торги з цінами, розрахованими виходячи із витрат на виробництво електричної енергії.

Друга вимога – це наявність пропускнуєї спроможності мереж передачі, достатньої для фактичної реалізації будь-яких графіків завантаження електростанцій, сформованих за результатами торгів у єдиному пулі. Якщо друга вимога у повній мірі не виконується, то у структури організації та проведення торгів вносяться додаткові правила, якими враховуються технологічні обмеження електричних мереж. В таких випадках Системний оператор за результатами планування режимів визначає чисельні значення технологічних обмежень та подає ці значення в єдиний пул для врахування під час торгів. У такий спосіб на платформі єдиного пулу Системний оператор забезпечує повний контроль операційної безпеки режиму енергосистеми.

З огляду на вимогу контролю операційної безпеки режиму електроенергетичної системи основний принцип класичної структури пулу єдиного

покупця – це обов’язковий продаж виробниками електроенергії виключно в оптовий пул.

Відповідно постачальники електроенергії на торговій платформі пулу єдиного покупця мають можливість закуповувати електроенергію виключно у єдиного покупця (єдиного продавця). В цій частині пулу єдиного покупця починаючи від продажу електроенергії постачальникам і закінчуючи розрахунками споживача, як правило діють тарифи, встановлювані Регулятором.

Жодна країна в світі не здійснила ривок від моделі пулу єдиного покупця до лібералізованого ринку в один момент [1, 2]. Класичний оптовий пул поступово лібералізувався впровадженням системи двосторонніх комерційних договорів зазвичай в коридорі можливостей, які суттєво не позначалися на надійності функціонування енергосистеми.

Фактично кожна країна має свої особливості функціонування національної електроенергетичної системи і в межах цих можливостей прямує до конкурентного ринку електричної енергії. Тому фактичних унікальних структур ринку електроенергії у світі стільки, скільки є енергосистем з власним Системним оператором. Тому, обговорюючи сучасну структуру ринків електроенергії найчастіше говорять про структуру лібералізованих ринкових сегментів, де в тій чи іншій мірі реалізовані конкурентні торги. Також говорять про типову найбільш розповсюджену структуру учасників ринку, їх функції та правила взаємодії, відображену на рисунку 2.5.

Основною особливістю структури конкурентного ринку електричної енергії є відокремлення технологічного управління енергосистемою від механізмів торгівлі електричною енергією [13, 14]. Найбільш поширено розподіляти енергосистему на магістральні електричні мережі чи мережі передачі [15, 16], які обслуговує Оператор системи передачі, та розподільні електричні мережі, які обслуговують Оператори систем розподілу. Якщо у вертикально інтегрованій монополії здійснюється оптимізація з метою зменшення вартості електроенергії для кінцевого

споживача, то в умовах конкурентного ринку задача технологічних операторів – реалізувати фінансові контракти з купівлі/продажу електроенергії з найменшими для себе витратами.

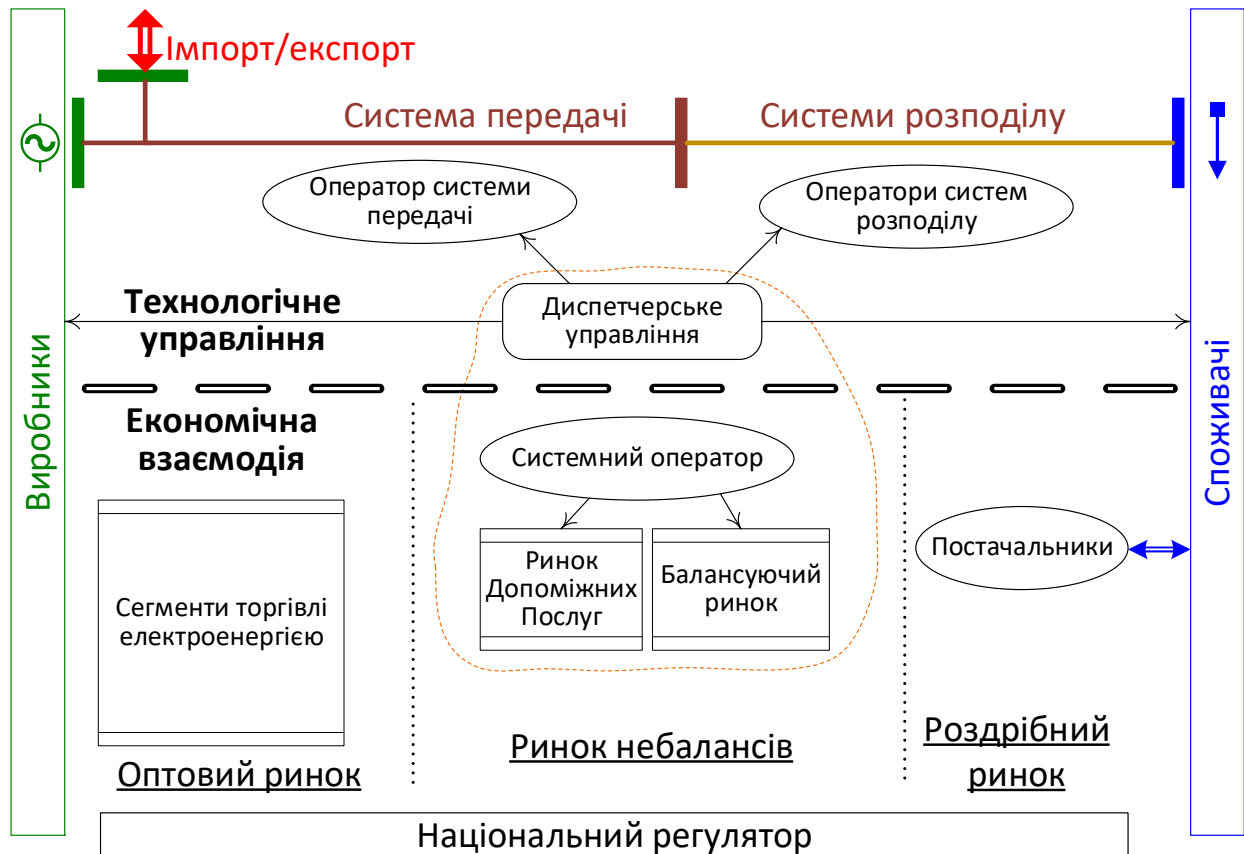


Рисунок 2.5 – Типова структура конкурентного ринку електричної енергії

На конкурентному ринку електричної енергії і оператори електричних мереж і диспетчерське управління відділені від процесів ціноутворення. Тарифікацію їх діяльності здійснює національний регулятор. Хоча є особливість – це втрати електроенергії. За результатами торгів оператори електричних мереж оцінюють режими електричних мереж і прогнозують обсяги втрат у своїх мережах [17]. Прогнозовані обсяги технологічних втрат електричної енергії купуються операторами електричних мереж у ринкових сегментах. Вартість технологічних втрат електроенергії враховується в тарифах операторів електричних мереж.

Фінансові контракти на конкурентному ринку електричної енергії відділені від технологічного управління. Для економічних відносин створені сегменти оптової та роздрібною частин ринку. Ця класифікація виділяє роздрібний ринок, до якого віднесено взаємодію між постачальниками та споживачами електроенергії. Хоча великі споживачі можуть і самостійно виходити у сегменти оптової частини ринку для закупівлі електроенергії на власні потреби.

На конкурентному ринку електричної енергії особлива роль відводиться Системному оператору, який об'єднує три основні функції:

- технологічне управління енергосистемою;
- облік фінансових договорів з купівлі/продажу електроенергії;
- та закупівля на ринкових засадах ресурсів з регулювання режиму енергосистеми.

Технологічне управління здійснює диспетчерська служба як окремий підрозділ Системного оператора. Облік зареєстрованих фінансових контрактів – це обов'язкова складова планування режимів енергосистем. За цими контрактами Системний оператор визначає графіки виробництва і споживання електроенергії та планує заходи з регулювання режимних параметрів [18-21].

Для регулювання режиму енергосистеми Системний оператор закуповує у спеціально організованих ним ринкових сегментах послуги регулювання. В окремих країнах це єдиний ринок небалансів. Але у більшості ринків виділяються окремо балансуєчий ринок і окремо ринок допоміжних послуг, сегментований по окремим видам таких послуг [22, 23].

Нарешті, за всіма процесами ціноутворення на ринку електроенергії наглядає національний Регулятор. Регулятор здійснює тарифікацію послуг природніх монополій та вводить обмеження до функціонування тих ринкових сегментів, де, на думку Регулятора, спостерігаються проблеми із конкурентним ціноутворенням.

Питання для самоперевірки.

1. Особливості вертикально-інтегрованого ринку у порівнянні з іншими типами структурування ринків електричної енергії.
2. Основні переваги та недоліки вертикально-інтегрованого ринку електричної енергії.
3. Особливості пулу єдиного покупця у порівнянні з іншими типами структурування ринків електричної енергії.
4. Основні переваги та недоліки пулу єдиного покупця.
5. Порівняння особливостей пулу на основі собівартості та пулу на основі ціни.
6. Особливості конкурентного оптового ринку у порівнянні з іншими типами структурування ринків електричної енергії.
7. Основні переваги та недоліки конкурентного оптового ринку електричної енергії.
8. Основні переваги та недоліки конкурентного роздрібного ринку електричної енергії.
9. Сучасна структура конкурентного ринку електричної енергії.

Тема 3. Загальні процеси формування вартості електричної енергії для споживача на ринку електричної енергії України.

Закон України «Про ринок електричної енергії» (від 13.04.2017 № 2019-VIII) обумовив створення принципово нових для ринку електричної енергії України складових: ринок двосторонніх договорів та організовані сегменти ринку [5].

Сучасна структура ринку електричної енергії України з точки зору ціноутворення базується на впровадженні таких основних сегментів ринку, як: ринок двосторонніх договорів, ринок «на добу наперед», внутрішньодобовий ринок, балансуєчий ринок, ринок допоміжних послуг та роздрібний ринок. Загальна архітектура ринку електричної енергії України наведена на рисунку 3.1.

З початком функціонування в Україні відображеної ринкової структури, учасники ринку електричної енергії набули широкого спектра інструментів та більш гнучку систему організації своєї діяльності у порівнянні із пулом єдиного покупця, що також дало змогу підвищити конкурентну спроможність її учасників.



Рисунок 3.1 – Структура ринку електричної енергії України

До організованих сегментів ринку електроенергії віднесені [24]: ринок «на добу наперед» (РДН), внутрішньодобовий ринок (ВДР) [7] та балансуючий ринок (БР) [6]. Купівля-продаж електричної енергії в цих сегментах здійснюється в різних часових рамках та на різні часові періоди реалізації.

Ринок «добу наперед» призначений для купівлі/продажу погодинних обсягів електроенергії для окремої доби постачання. Наразі цей ринковий сегмент в Україні відіграє визначальну роль у формуванні ринкової вартості електроенергії.

Внутрішньодобовий ринок призначений для купівлі/продажу електроенергії на окрему годину доби постачання з метою зменшення потенційних обсягів та вартості небалансів з урахуванням уточненого після торгів у сегменті РДН прогнозу споживання електроенергії.

Балансуючий ринок (БР) електроенергії призначений для врегулювання балансу між фізичними обсягами виробництва і споживання електроенергії [25]. Механізми балансування у цьому ринковому сегменті полягають у коригуванні обсягів виробництва електроенергії: в залежності від навантаження ОЕС України, оператор системи передачі видає постачальнику послуг балансування команди на додаткове завантаження незадіяних генерувальних потужностей для компенсації дефіциту у виробництві електроенергії, чи навпаки, видає команду розвантажити задіяні договорами в інших ринкових сегментах генерувальні потужності для усунення надлишку в обсягах виробництва електроенергії. За результатами роботи балансуючого ринку Адміністратор розрахунків визначає вартість небалансів електроенергії для відповідної зони ОЕС України та розраховує фактичну вартість допущених небалансів для кожного учасника ринку.

В сегменті РДН торги здійснюються шляхом разового аукціону на централізованому майданчику в період доби, яка передує добі постачання. Відповідальність за організацію та проведення торгів в сегменті РДН покладено на ДП «Оператор ринку» (ОР).

На ОР також покладено відповідальність за організацію та проведення торгів в сегменті ВДР. В цьому сегменті купівля-продаж електричної енергії здійснюється безперервно після завершення торгів на РДН та впродовж доби фізичного постачання електричної енергії. Ціна в погодинних двосторонніх договорах з купівлі/продажу електроенергії в сегменті ВДР визначається за принципом ціноутворення “за заявленою (пропонованою) ціною”.

В новій моделі ринку БР означено як організований Оператором системи передачі (ОСП) сегмент, на якому забезпечуються достатні обсяги електричної потужності та енергії, необхідні для балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту електричної енергії і споживання та експорту електричної енергії. Роль ОСП виконує НЕК «Укренерго». Додатково на ОСП покладено відповідальність за врегулювання системних обмежень в ОЕС України, а також фінансове врегулювання небалансів електричної енергії, у ролі Адміністратора розрахунків (АР). Таким чином, ОСП реалізує механізмами БР наступні функції:

- 1) купівля та продаж електричної енергії для балансування обсягів попиту та пропозиції електричної енергії у межах поточної доби;
- 2) купівля та продаж електричної енергії з метою врегулювання небалансів електричної енергії сторін, відповідальних за баланс.
- 3) врегулювання системних обмежень з виробництва, передачі та розподілу електроенергії з метою підтримки операційної безпеки режиму ОЕС України.

Всі три функції виконуються з метою забезпечення сталої та надійної роботи енергосистеми. При цьому потреба у виконанні перших двох функцій зумовлюється відхиленнями фактичного балансу виробництва/споживання електроенергії від сформованих в інших організованих сегментах ринку прогнозованих сукупних балансів попиту/пропозиції електроенергії. Третя функція БР призначена для контролю за дотриманням режиму ОЕС України в технологічно допустимих межах.

Ринок двосторонніх договорів призначений для укладання довгострокових угод (від декількох днів до кількох місяців) з купівлі продажу електроенергії.

Купівля електроенергії з рівними погодинними обсягами протягом усього строку дії договору доцільна для покриття добового базису електроспоживання за цінами нижчими, ніж середньозважена ринкова ціна.

Загальні відмінності між організацією роботи ринку електричної енергії за попередньою моделлю на оптовому рівні та запровадженою новою моделлю з точки зору реорганізації та створення суб'єктів нового ринку наведені на рисунку 3.2.



Рисунок 3.2 – Зміна структури ринкових відносин в Україні у 2018 році

На вимоги Закону «Про ринок електричної енергії» у 2018 році відбувся анбандлінг розподільних систем з відокремленням функцій розподілу та постачання електроенергії (рисунок 3.3).

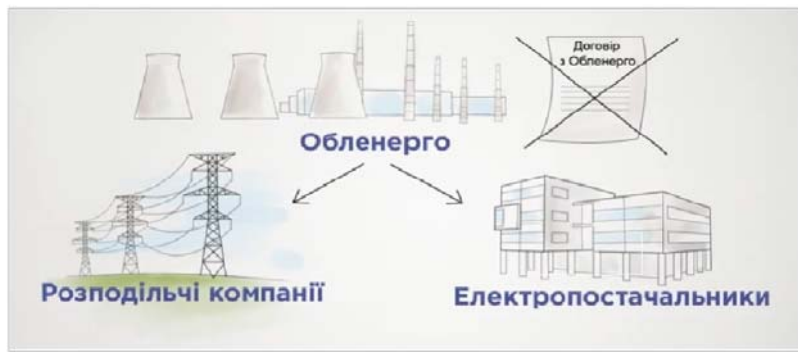


Рисунок 3.3 – Відокремлення функцій розподілу та постачання електроенергії

За результатами цього процесу сформувалися окремі суб'єкти ринку електроенергії, такі як Оператори систем розподілу та постачальники електричної енергії. До обов'язків оператора розподільних мереж віднесені підтримка розподільних електричних мереж в належному стані та надання учасникам ринку послуг з розподілу електроенергії. При цьому обов'язки укладання та виконання угод про постачання електроенергії кінцевому споживачеві покладені на постачальні організації. Відповідно, для операторів розподільних мереж, як природніх монополістів, зберігається система тарифікації наданих послуг. Для енергопостачальних організацій передбачається формування конкурентного середовища, хоча при цьому зберігаються обов'язки укладання угод на постачання електроенергії за регульованими тарифами з окремими категоріями споживачів.

Таким чином, одним із основних нововведень конкурентного ринку електроенергії в частині передачі і розподілу є розмежування функцій та пов'язаних з їх реалізацією витрат окремо на експлуатацію розподільних електричних мереж та постачання електроенергії кінцевим споживачам. Як показано на рисунку 3.4, в лібералізованій моделі ринку електричної енергії центр фінансових потоків переміщується до постачальника. Дійсно, отримана від споживача плата за електроенергію направляється постачальником до виробників, операторів систем передачі і розподілу та давачам окремих системних послуг.

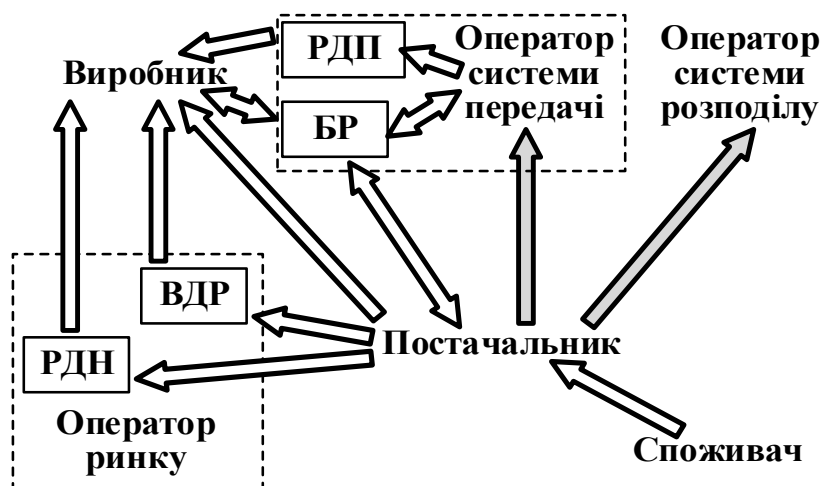


Рисунок 3.4 – Взаємодія електропостачальника з іншими учасниками конкурентного ринку

В структурі конкурентного ринку електроенергії України передбачено, що постачальники, зокрема, купують електроенергію безпосередньо у виробників за двосторонніми договорами. За прогнозом споживання на добу наперед постачальники купують додаткові чи продають надлишкові обсяги електроенергії в сегментах РДН і ВДР.

Врегулювання небалансів між закупленими та фактично поставленими обсягами електроенергії як в частині дотримання балансу між виробництвом і споживанням електроенергії, так і в частині фінансових розрахунків, здійснюватиметься на основі результатів роботи сегменту БР. Загалом визначена Законом «Про ринок електричної енергії» модель характеризується суттєвим розширенням конкурентного середовища для виробників та постачальників електроенергії. Зміна структури відносин між учасниками конкурентного ринку безумовно призвела до зміни у структурі фінансових потоків, проте складові витрат, які відображаються в тарифах на електроенергію для кінцевого споживача, при цьому майже не змінилися. Важливим є відокремлення діяльності з передачі місцевими (локальними) мережами та створення Постачальників універсальних послуг і Постачальника «останньої надії». Загальні відмінності між організацією

роздрібного ринку згідно із попереднім пулом єдиного постачальника та запровадженим конкурентним ринком наведені на рисунку 3.5.



Рисунок 3.5 – Структура відносин в пулі єдиного постачальника та конкурентного ринку в Україні

Узагальнено вартість електроенергії для кінцевого споживача формується з наступних видів платежів учасникам процесу виробництва, передачі, розподілу електроенергії (рис. 3.6): платежі за виробництво електричної енергії; платежі за системні послуги; платежі за передачу та розподіл електричної енергії; платежі за постачання електроенергії.

Платежі виробникам електроенергії формуються за результатами реалізації двосторонніх угод, укладених безпосередньо з постачальниками, а також в організованих сегментах ринку (РДН та ВДР). У сегменті БР додатково купуються чи продаються обсяги виробництва електроенергії з метою зведення балансу між виробництвом та споживанням. З точки зору процесів ціноутворення БР

розглядається як механізм узгодження фінансових угод із технологічними обмеженнями на виробництво, передачу та розподіл електроенергії, а також як засіб узгодження небалансів між прогнозованими та фактичними значеннями споживання електроенергії.

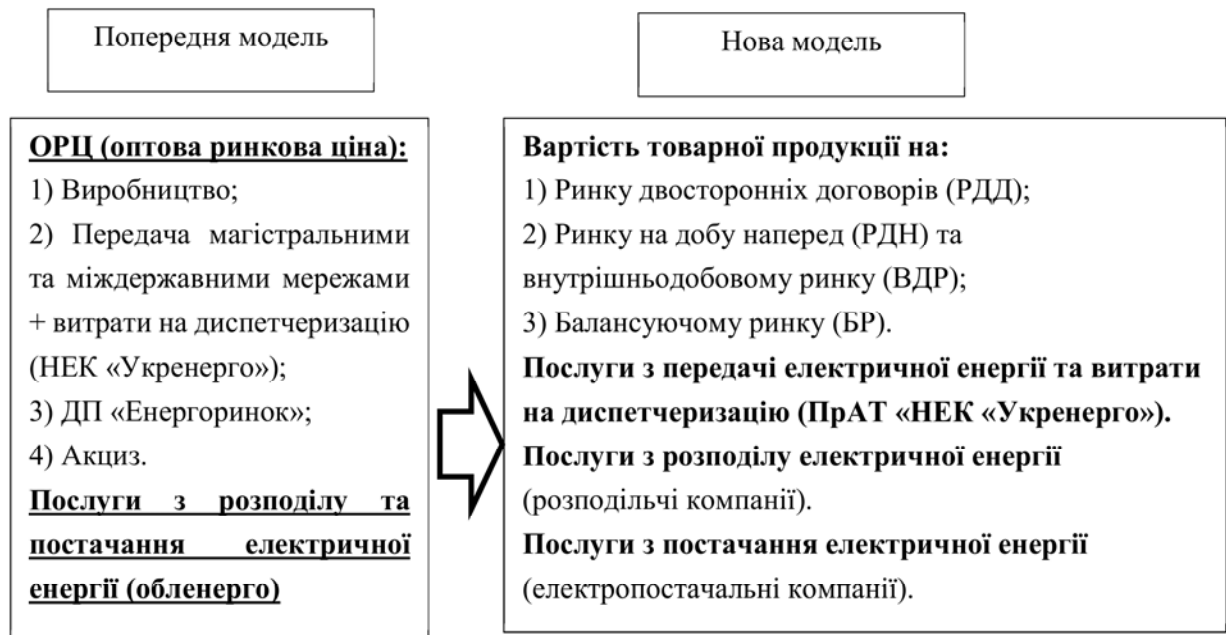


Рисунок 3.6 – Правила ціноутворення в пулі єдиного постачальника та на конкурентному ринку в Україні

Окремо слід відзначити ринок допоміжних послуг, на якому ОСП фактично купує у виробників електроенергії можливості роботи виробників у маневрених режимах (резерви). В даному випадку виробники електроенергії резервують (не продають на ДД, РДН та ВДР) необхідну потужність для можливості використовувати цю потужність на потреби балансування виробництва та споживання електроенергії.

Структура конкурентного ринку електроенергії також виділяє послуги з передачі електроенергії по магістральним електричним мережам та розподілу електроенергії.

З точки зору процесів ціноутворення БР розглядається як механізм узгодження фінансових угод із технологічними обмеженнями на виробництво, передачу та розподіл електроенергії, а також як засіб узгодження небалансів між прогнозованими та фактичними значеннями споживання електроенергії.

Розглянемо загальні відмінності між ціноутворенням для кінцевого споживача в пулі єдиного постачальника та на конкурентному ринку в Україні (рис. 3.6). На конкурентному ринку електроенергії України залишається система регульованих тарифів для окремих категорій виробників і споживачів електроенергії, а також встановлення Регулятором (НКРЕКП) цінових обмежень на організованих сегментах ринку для обмеження неконтрольованого зростання цін. Варто зазначити, що даний механізм суттєво спотворює ціну на електричну енергію, особливо в нічні години доби на РДН і спонукає виробників електричної енергії знижувати свою участь в цьому сегменті ринку.

Оптова вартість електроенергії формується з наступних складових [26, 27]:

- вартість електроенергії за окремими двосторонніми договорами;
- вартість електроенергії за результатами торгів на РДН і ВДР;
- додаткові складові вартості електроенергії за результатами функціонування БР.

Принципово новим для України є сегмент внутрішньодобового ринку (ВДР), основна задача якого – коригування раніше укладених фінансових угод з урахуванням уточненого прогнозу споживання та нерегульованого виробництва електроенергії. Також ВДР надає інструментарій для самостійного врегулювання учасниками ринку потенційно проблемних зобов'язань. Перелік учасників ринку електричної енергії України наведено на рисунку 3.7.



Рисунок 3.7 – Основні учасники ринку електричної енергії в Україні.

Послідовність укладання договорів на ринку електричної енергії в Україні сьогодні відповідає загальноєвропейській практиці та наведена на рисунку 3.8.



Рисунок 3.8 – Послідовність укладання договорів на ринку електричної енергії в Україні.

У структурі вартості електроенергії виділяються три основні групи складових:

- вартість електроенергії на оптовому ринку;
- витрати на доставку електроенергії кінцевому споживачу;
- вартість послуг постачальника електроенергії.

Ринкова вартість електроенергії формується виходячи з вартості закупівлі замовлених споживачем обсягів електроенергії, витрат на компенсацію різниці між замовленими та фактично спожитими обсягами електроенергії, а також платежів, пов'язаних із участю на аукціонах з купівлі/продажу електроенергії в організованих сегментах ринку електроенергії України. Вартість доставки електроенергії кінцевому споживачу враховує витрати Оператора системи передачі та оператора системи розподілу відповідно на передачу і розподіл електроенергії. Нарешті, додатково до наведених складових, у структурі вартості електроенергії для кінцевого споживача враховуються витрати, пов'язані із послугами, які постачальник електроенергії надає споживачеві.

Ринкова вартість електричної енергії для кінцевого споживача, відображена більшістю постачальників електроенергії в Україні, формується із вартості закупівлі замовлених обсягів споживання, витрат на компенсацію різниці між замовленими та фактичними обсягами споживання та витрат, пов'язаних із участю постачальника електроенергії у відповідних сегментах ринку:

$$Cost_p = Cost_{pдд} + Cost_{pдн} + Cost_{вдр} + Cost_{бр} + Cost_{уч}$$

де: $Cost_{pдд}$ – вартість електроенергії, закупленої в сегменті двосторонніх договорів;

$Cost_{pдн}$ – вартість електроенергії, закупленої в сегменті РДН;

$Cost_{вдр}$ – витрати, пов'язані з купівлею/продажем електроенергії у сегменті внутрішньодобового ринку;

$Cost_{БР}$ – витрати на компенсацію небалансів між замовленими та фактичними обсягами споживання електроенергії у сегменті балансуючого ринку;

$Cost_{уч}$ – витрати, пов'язані з діяльністю постачальника електроенергії в торгових сесіях ринку електроенергії.

Ціна закупленої в ринкових сегментах електричної енергії розраховується як:

$$P_p = \frac{Cost_p}{V_{РДД} + V_{РДН} + V_{ВДР} + V_{БР}},$$

де: P_p – середньозважена ціна закупівлі на оптовому ринку, грн/кВт·год;

$V_{РДД}, V_{РДН}, V_{ВДР}, V_{БР}$ – обсяги купівлі електроенергії на відповідних сегментах ринку.

Додатково слід відзначити, що платежі за участь в організованих сегментах ринку електричної енергії формуються з наступних складових:

- платіж учасника Оператору ринку за участь в сегментах РДН та ВДР;
- платіж учасника Оператору ринку за торгівлю електроенергією;
- платіж учасника Оператору системи передачі за диспетчеризацію.

В таблиці 3.1 представлені базові складові ціни електричної енергії у кінцевого споживача в сучасній моделі ринку електричної енергії України [28].

Ринок електричної енергії України функціонує, як інтегрована система в межах ОЕС України. Об'єднана енергетична система України (ОЕС України) – сукупність атомних, теплових, гідравлічних і гідроакumuлюючих електростанцій, теплоелектроцентралі, а також електростанції з відновлювальних джерел енергії (вітряні, сонячні та інші), магістральні електричні мережі Укренерго та розподільчі електромережі (обленерго), які об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної та теплової енергії.

Таблиця 3.1

Складові тарифу електричної енергії у кінцевого споживача

Ціна електроенергії формується на основі укладених договорів в сегментах:	Ринку двосторонніх договорів
	Ринку "на добу наперед" та внутрішньодобовому ринку
	Балансуючому ринку
Тариф на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління	Складова на покриття витрат на допоміжні послуги
	Складова тарифу на покриття господарчих видатків
	Складова тарифу на покриття витрат, які виникають у оператора системи передачі під час усунення системних обмежень механізмами БР
	Складова на покриття витрат при виконанні функцій Адміністратора комерційного обліку
	Складова на покриття витрат при виконанні функцій Адміністратора розрахунків
Тариф на послуги з передачі електричної енергії	Складова на купівлю електричної енергії для покриття витрат в магістральних електричних мережах
	Складова на покриття витрат на БР для купівлі та продажу небалансів електроенергії внаслідок витрат в магістральних та міждержавних мережах
	Складова тарифу на покриття господарчих видатків
	Складова тарифу на покриття компенсаційного платежу Гарантованому покупцю
	Складова тарифу на покриття витрат при наданні послуг комерційного обліку електричної енергії
Тариф на послуги з розподілу електричної енергії	Складова витрат для купівлі електричної енергії на покриття витрат в розподільчих мережах
	Складова на покриття витрат на БР для купівлі та продажу небалансів електроенергії внаслідок витрат в розподільчих мережах
	Складова тарифу на покриття господарчих видатків, інвестиційних програм
	Складова тарифу на покриття витрат під час надання послуг з комерційного обліку
Ціна послуг (маржа) постачальника	Складова ціни на покриття господарчих видатків та прибутку підприємства при виконанні цієї функції
	Складова на покриття витрат при здійсненні діяльності з виконання функції "постачальника останньої надії"
	Складова ціни на покриття витрат при здійсненні діяльності з надання універсальних послуг

Функції централізованого диспетчерського управління ОЕС України здійснює Оператор системи передачі – НЕК «Укренерго» [15]. Зв'язок з енергосистемами інших країн здійснюється через міждержавні лінії електропередачі і також контролюється НЕК «Укренерго».

Режим роботи ОЕС України визначається виходячи з балансу виробництва та споживання потужності, ремонтів електромереж та генеруючого обладнання, а також можливості ліквідації аварійних ситуацій у разі відключення генеруючого обладнання на електростанціях та магістральних ліній електропередачі.

Для запобігання порушенням режиму роботи ОЕС України або її окремих частин внаслідок певних факторів ОСП вживає необхідні заходи для обмеження споживання електричної енергії та потужності, а також застосовує спеціальні графіки і протиаварійні системи зниження електроспоживання.

НЕК «Укренерго» як ОСП забезпечує передачу електроенергії магістральними та міждержавними мережами, виконує функції диспетчерського (оперативно-технологічного) управління об'єднаною енергосистемою України.

Зокрема, в частині диспетчерського управління та передачі електроенергії Укренерго забезпечує:

- передачу електроенергії магістральними мережами напругою 110-750 кВ від генерації до мереж операторів систем розподілу з дотриманням критеріїв якості електроенергії та безпеки передачі;
- технічне обслуговування, реконструкцію та розвиток системи передачі;
- централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України для забезпечення балансу виробництва та споживання електроенергії з дотриманням вимог з операційної безпеки;
- паралельну роботу ОЕС України – з ENTSO-E.
- можливість імпорту/експорту електроенергії відповідно до погоджених комерційних графіків з урахуванням дотримання вимог з операційної безпеки;

- запобігання порушенням режимів роботи енергосистеми, аварій системного значення, забезпечує цілісність енергосистеми України.

Приклад добового графіка виробництва/споживання електричної енергії в ОЕС України наведений на рисунку 3.10.

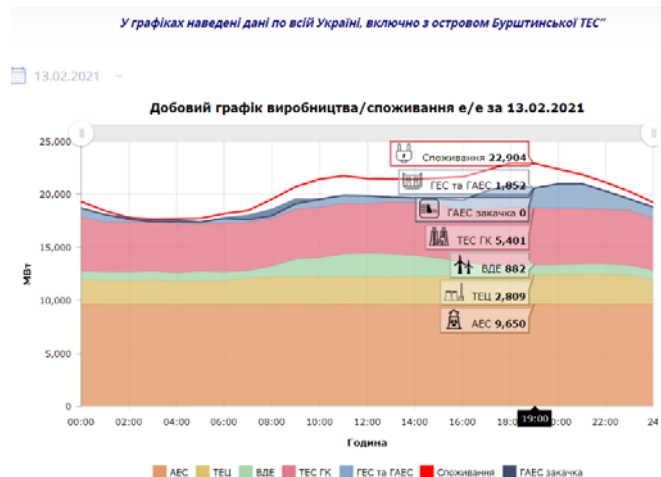


Рисунок 3.10 – Приклад добового графіка виробництва/споживання електричної енергії в ОЕС України

Питання для самоперевірки.

1. Структура сучасного ринку електричної енергії України.
2. Які сегменти називають організованими? Яким чином організовані торги у цих ринкових сегментах?
3. На кого покладено роль Адміністратора розрахунків в Україні? Які функції виконує Адміністратор розрахунків?
4. Основна роль та принцип організації торгів ринку «на добу наперед» в Україні?
5. Основна роль та принцип організації торгів внутрішньодобового ринку в Україні?
6. Основні функції постачальника на ринку електричної енергії України.
7. Структура вартості та складові тарифу електричної енергії для кінцевого споживача.
8. Основні функції Оператора системи передачі в Україні.

Тема 4. Нормативно-правове регулювання ринку електричної енергії України

В сучасних умовах глобалізації електроенергетика стає все більш важливим фактором економічного розвитку. Постачання електроенергії можливе за умови впровадження комплексної й чітко збалансованої нормативно-правової бази для стимулювання розвитку національної економіки. За оцінкою міжнародних енергетичних організацій, реформування електроенергетичних ринків – один з найголовніших етапів розвитку цієї сфери [1-4]. Поглиблення конкуренції на лібералізованих ринках стимулює до більш ефективної роботи електроенергетичних систем і впровадження інновацій та прийнятних інвестицій. Успішний розвиток національного ринку електроенергетики визначається рівнем його конкуренції та входженням у єдиний лібералізований міжнародний ринок.

З 1994 року відбувалося реформування електроенергетики. В таблиці 4.1 наведена хронологія законів, за якими здійснюється регулювання діяльності національного електроенергетичного ринку [29].

Таблиця 4.1

Хронологія законодавчих актів щодо регулювання електроенергетики

Хронологія законів України у сфері електроенергетики	
Дата прийняття	Назва
01 липня 1994 р.	Закон України №74/94 «Про енергозбереження»
16 жовтня 1997 р.	Закон України від 16.10.1997 №575/97 – ВР «Про електроенергетику»
14 січня 2000 р.	Закон України від № 14.01.2000 №1391-XIV «Про альтернативні види палива»
20 лютого 2003 р.	Закон України від 20.02.2003 №555-IV «Про альтернативні джерела енергії»
02 червня 2005 р.	Закон України від 02.06.2005 № 2633-IV «Про тепlopостачання»
05 квітня 2005 р.	Закон України від 05.04.05 №2509-IV «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії та використання скидного енергопотенціалу»
13 квітня 2017 р.	Закон України від 13.04.2017 «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII
22 червня 2017 р.	Закон України від 22.06.2017 «Про енергетичну ефективність будівель» № 2118-VIII

Державна політика в електроенергетиці спрямована на [30]:

- 1) забезпечення надійного, безпечного постачання електричної енергії;

- 2) створення умов для ефективного функціонування ліквідного ринку електричної енергії та його розвитку;
- 3) забезпечення умов та застосування заходів для розвитку енергоефективності в електроенергетиці, управління попитом та енергозаміщення;
- 4) сприяння виробництву електричної енергії з альтернативних джерел енергії та розвитку розподіленої генерації і обладнання для акумулювання енергії;
- 5) захист навколишнього природного середовища;
- 6) створення умов для залучення інвестицій в електроенергетику, спрощення доступу до інформації та адміністративних процедур;
- 7) стимулювання застосування інноваційних технологій;
- 8) захист прав споживачів;
- 9) інтеграцію ринку електричної енергії на регіональному та загальноєвропейському рівнях.

Формування та реалізацію державної політики в електроенергетиці здійснюють (рис.4.1):

- Кабінет Міністрів України,
- Центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі (Міністерство енергетики),
- Центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, та інші органи державної влади відповідно до законодавства (Державна інспекція енергетичного нагляду України).

Державне регулювання ринку електричної енергії здійснює Регулятор (Національна комісія, що здійснює державне регулювання в сферах електроенергетики та комунальних послуг) у межах повноважень, визначених Законом та іншими актами законодавства.

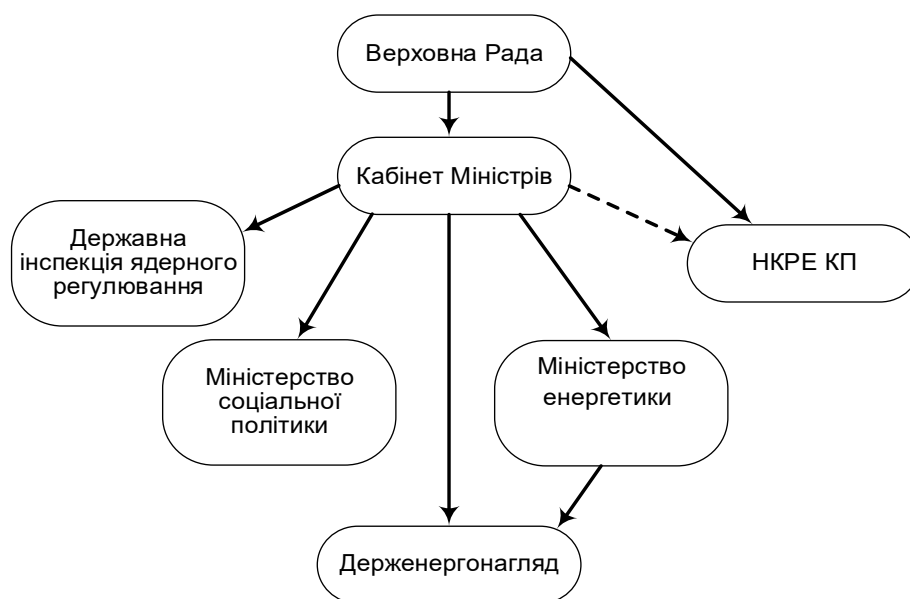


Рисунок 4.1 – Спрощена структура державного регулювання електроенергетики в Україні

Функції наведених на рисунку 4.1 держорганів в частині регулювання електроенергетики зведені у таблицю 4.2.

Таблиця 4.2

Функції державного регулювання в електроенергетиці.

Верховна Рада України	Орган законодавчої влади, представницьке прийняття рішень. ➤ Приймає закони та формує нормативно-правову базу ➤ Прийняті закони затверджує Президент
Кабінет Міністрів України (КМУ)	Вищий орган виконавчої влади, колегіальне прийняття рішень. ➤ Імплементує прийняті Верховною Радою закони ➤ Нагляд за державною політикою в енергетичному секторі
Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики	Постійно діючий незалежний державний колегіальний орган. Переважно звітує перед Верховною Радою, проте також подає звіти до КМУ. Офіс Президента опосередковано бере участь у призначенні складу та голови комісії.

та комунальних послуг (НКРЕ КП)	➤ Здійснює регулювання, моніторинг і контроль за діяльністю підприємств у секторах енергетики та комунальних послуг ➤ встановлює тарифи/ціни на електроенергію ➤ затверджує законодавчі та нормативно-правові акти
Державна інспекція ядерного регулювання	Забезпечує формування та реалізацію державної політики у сфері ядерної безпеки. Діяльність спрямовується та координується КМУ.
Міністерство енергетики.	Основний орган, що відповідає за формування і реалізацію державної політики в енергетичному секторі. Сфери контролю: ➤ Електроенергетика; ➤ Ядерна енергетика; ➤ Нафтогазова промисловість; ➤ Вугільна промисловість. Звітує перед КМУ та імплементує закони, прийняті Верховною Радою.
Міністерство соціальної політики	Розробляє та формулює політику допомоги споживачам в частині сплати комунальних послуг, зокрема сплати за електроенергію. Згідно із розробленими та затвердженими КМУ правилами призначає субсидії.
Держенергонагляд	Реалізує державну політику в секторах електроенергетики та теплопостачання. Діяльність спрямовується та координується КМУ та Міненерговугілля.

За період функціонування оптового ринку електричної енергії (ОРЕ) у формі пулу єдиного постачальника в Україні було закладено основу запровадження ринкових відносин в електроенергетиці та набуто значного досвіду, а саме [31-33]:

- створено підґрунтя для запровадження конкурентного середовища шляхом розподілення виробництва, передачі та постачання електричної енергії;
- збережено ОЕС України, що створило можливість безперервного доступу постачальників електричної енергії до об'єднаної та збалансованої потужності усіх виробників електричної енергії для гарантованого енергозабезпечення споживачів, а також забезпечено функціонування

збалансованого за потужністю погодинного ОРЕ України, який мав просту організаційну структуру;

- в умовах ОРЕ України досягнуто (за допомогою державного регулювання) підвищення рівня розрахунків коштами та призупинено застосування бартерних схем, створено прозору систему функціонування, як в частині обсягів купівлі-продажу електричної енергії, так і формування цін та платежів, забезпечується формування єдиної усередненої оптової ціни на електричну енергію;

- створено умови для рівноправного доступу суб'єктів господарювання до ОРЕ України і певні передумови для залучення інвестицій, забезпечується формування єдиної усередненої оптової ціни на електричну енергію;

- закладено систему саморегулювання ОРЕ України та закріплено розподіл функцій державного управління і регулювання діяльності в електроенергетиці, зокрема і на ОРЕ України.

- напрацьовано та запроваджено нормативно-правову та договірну основу функціонування ОРЕ, яка може слугувати основою для його розвитку, умови та правила здійснення ліцензованих видів діяльності.

З точки зору інтеграції України до європейської спільноти, структура ОРЕ значною мірою відповідала вимогам норм Європейського права, однак потребувала подальшого розвитку і вдосконалення [33].

До основних недоліків пулу «єдиного постачальника» в Україні слід віднести те, що таким єдиним покупцем було Державне підприємство (в Україні - ДП «Енергоринок»), якому бракувало необхідної економічної незалежності. В результаті існували ризики укладання не вигідних договорів щодо закупівлі електричної енергії за завищеними цінами, підвищувався ризик втручання влади в процес розподілу коштів зазначеного державного підприємства, використовуючи для цього політичні або комерційні важелі впливу [33, 34]. Разом з позитивними рисами функціонування моделі «єдиного постачальника» в ОРЕ України виникла

низка проблем, які заважали ефективному функціонуванню ОРЕ України, а саме [33, 34]: борги в ОРЕ України та їх дисбаланс; неповна поточна оплата за електричну енергію; недосконалість системи договірних відносин в ОРЕ; адміністративне втручання в управління грошовими потоками на ОРЕ; недосконалість тарифоутворення та ціноутворення на ОРЕ; обмеження платоспроможного попиту в межах ОРЕ; нерівність створення умов конкурентного середовища на ринку постачання електричної енергії; недостатня урегульованість і прозорість процедур здійснення експорту, імпорту і транзиту електричної енергії.

Крім наведених проблем, що заважали ефективному функціонуванню ОРЕ України, також слід виділити такі проблеми як [33, 34, 35]: відсутність ринку допоміжних послуг, (наприклад, відновлення електропостачання після системної аварії, регулювання частоти, регулювання напруги); недосконалість систем комерційного обліку електричної енергії; високий рівень витрат електричної енергії в місцевих (локальних) електричних мережах; недосконалість нормативної бази з питань організації роботи суб'єктів ОРЕ в енергосистемі України та їх диспетчеризації.

Для майбутнього розвитку економічних відносин в електроенергетичній галузі була розроблена Концепція функціонування та розвитку ОРЕ України, яка ухвалена постановою Кабінету Міністрів України від 16 листопада 2002 року № 1789 [33]. Ця Концепція була розроблена для того, щоб покращити організаційні, правові та економічні засади функціонування оптового ринку електроенергії для підтримки ефективного виробництва, розподілу, постачання та передачі електроенергії для розвитку конкурентної електроенергетичної галузі, було заплановано поетапне впровадження ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії [34].

У 2004-2005 роках було розроблено і прийнято законодавчі та нормативно-правові акти, спрямовані на виконання Концепції, удосконалено нормативну-договірну базу, яка встановлює умови діяльності оптового електроенергетичного

ринку України, для забезпечення економічної диспетчеризації, прозорого розподілу коштів, дотримання балансу інтересів між постачальниками і виробниками електроенергії, оптимізації оптових тарифів [34].

Для того, щоб була вдосконалена нормативно-правова база функціонування оптового ринку електроенергії та для забезпечення розвитку електричного ринку була визначена необхідність встановлення на законодавчому рівні наступного:

- визначити функції, за які відповідають конкретні структури щодо здійснення державного регулювання та управління на ОРЕ;

- удосконалити систему тарифоутворення на ОРЕ у розділі, де містяться пункти про втрати в електричних мережах, особливості утворення тарифів для атомних енергогенеруючих підприємств, умови повернення інвестицій суб'єктами електроенергетики;

- впорядкувати етапи ліцензування, а саме розробку певних правил щодо ліцензування;

- покращити організаційну структуру оптового ринку електричної енергії, а саме створити енергетичну біржу та розробити відповідні правила торгівлі на цій біржі;

- розробити заходи, що дозволять вирішити проблеми, пов'язані з боргами;

- запровадити заходи, що пов'язані з забезпеченням повної та вчасної оплати;

- створити додаткові механізми забезпечення виконання зобов'язань згідно договорів;

- встановити міру відповідальності через несанкціоноване споживання електроенергії;

- розробити вимоги та процедури комерційного обліку електроенергії;

- удосконалити процедури митного оформлення імпорту, експорту та транзиту електроенергії;

- змінити порядок купівлі та продажу електроенергії під час функціонування конкурентного ринку електроенергії у пункті ліквідації оптового постачальника

електроенергії, а також зміни системи договорів та розрахункових взаємовідносин учасників ОРЕ.

11 червня 2017 року вступив в силу Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019–VIII [5]. Даним законом визначаються економічні, правові та організаційні засади функціонування ринку електроенергії. Здійснюється регулювання взаємовідносин, пов'язаних з виробленням, передачею, розподілом, купівлею-продажом, постачанням електричної енергії для забезпечення надійного та безперебійного постачання електричної енергії споживачам з урахуванням їх інтересів, розвитку ринкових відносин, мінімізації витрат на постачання електричної енергії та зменшення негативного впливу на навколишнє природне середовище.

Цей закон розроблений на виконання зобов'язань України за Договором про заснування Енергетичного Співтовариства та Угодою про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони [36].

Закон спрямований на імплементацію актів законодавства Енергетичного Співтовариства у сфері енергетики, а саме Директиви 2009/72/ЄС [37] про спільні правила внутрішнього ринку електричної енергії та про скасування Директиви 2003/54/ЄС, Регламенту (ЄС) 714/2009 про умови доступу до мережі транскордонного обміну електроенергією та скасування Регламенту (ЄС) 1228/2003, Директиви 2005/89/ЄС про заходи для забезпечення безпеки інвестування до системи електропостачання та інфраструктури.

Принципи функціонування ринку електричної енергії згідно з Законом:

1. Ринок електричної енергії функціонує на конкурентних засадах, крім діяльності суб'єктів природних монополій, з обмеженнями, встановленими цим Законом.

2. Функціонування ринку електричної енергії здійснюється на принципах [5]:

1) забезпечення енергетичної безпеки України;

2) забезпечення безпеки постачання електричної енергії споживачам, захисту їхніх прав та інтересів;

3) створення умов безпечної експлуатації об'єктів електроенергетики;

4) збереження цілісності, забезпечення надійного та ефективного функціонування ОЕС України, єдиного диспетчерського (оперативно-технологічного) управління нею;

5) забезпечення балансу між попитом та пропозицією електричної енергії;

6) розвитку міждержавних перетинів з енергосистемами суміжних держав;

7) енергоефективності та захисту навколишнього природного середовища;

8) сприяння розвитку альтернативної та відновлюваної енергетики;

9) добросовісної конкуренції;

10) рівності прав на продаж та купівлю електричної енергії;

11) вільного вибору електропостачальника споживачем;

12) недискримінаційного і прозорого доступу до системи передачі та систем розподілу;

13) недискримінаційної участі в ринку електричної енергії;

14) незалежного державного регулювання;

15) недискримінаційного ціно- та тарифоутворення, що відображає економічно обґрунтовані витрати;

16) відповідальності учасників ринку за недотримання правил ринку, правил ринку "на добу наперед" та внутрішньодобового ринку, кодексу системи передачі, кодексу систем розподілу, кодексу комерційного обліку, правил роздрібного ринку, інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та умов договорів, що укладаються на цьому ринку;

17) співробітництва та інтеграції ринку електричної енергії на регіональному та загальноєвропейському рівнях.

3. Обов'язковою умовою участі в ринку електричної енергії (крім споживачів, які купують електроенергію за договором постачання електричної енергії

споживачу) є укладення договору про врегулювання небалансів з оператором системи передачі.

Ціноутворення (тарифоутворення) на ринку електричної енергії.

На ринку електричної енергії державному регулюванню підлягають [5]:

- 1) тарифи на послуги з передачі електричної енергії;
- 2) тарифи на послуги з розподілу електричної енергії;
- 3) тарифи на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління;
- 4) ціни на універсальні послуги, ціни, за якими здійснюється постачання електричної енергії споживачам постачальником "останньої надії", в частині методики (порядку) їх формування;
- 5) ціни (тарифи) на послуги постачальника універсальних послуг, постачальника "останньої надії" у випадках, передбачених Законом;
- 6) ціни на допоміжні послуги у випадках, передбачених Законом;
- 7) ставки плати за приєднання потужності та ставки плати за лінійну частину приєднання;
- 8) "зелені" тарифи;
- 9) інші тарифи та ціни в рамках покладення спеціальних обов'язків для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії відповідно до цього Закону.

Національна комісія, що здійснює державне регулювання в сферах електроенергетики та комунальних послуг (НКРЕ КП) яка відповідає за регулювання на ринку електроенергетики, затверджує документи, які є основою вторинного законодавства, що регулює діяльність національного конкурентного електроенергетичного ринку.

Нормативно-правові акти НКРЕКП, що регулюють функціонування ринку електричної енергії відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» були затверджені 14 березня 2018 року і включають:

- Правила ринку (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 307).
- Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 №308).
- Кодекс системи передачі(Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309).
- Кодекс систем розподілу (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310).
- Кодекс комерційного обліку електричної енергії (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 311).
- Правила роздрібного ринку електричної енергії (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 312).

Правила ринку [6] визначають, зокрема, порядок реєстрації учасників ринку, порядок та вимоги до забезпечення виконання зобов'язань за договорами про врегулювання небалансів електричної енергії, правила балансування, правила функціонування ринку допоміжних послуг, порядок проведення розрахунків на балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг, порядок надання послуг із зменшення навантаження виробником, який здійснює продаж електричної енергії за "зеленим" тарифом або за аукціонною ціною, порядок виставлення рахунків, порядок внесення змін до правил ринку, положення щодо функціонування ринку при виникненні надзвичайної ситуації в ОЕС України.

Правила ринку "на добу наперед" та внутрішньодобового ринку [7] визначають, зокрема, порядок реєстрації учасників ринку "на добу наперед" та внутрішньодобового ринку, порядок та вимоги до забезпечення виконання зобов'язань за договорами купівлі-продажу електричної енергії на цих ринках, порядок організації та проведення торгів, порядок визначення ціни на електричну енергію, у тому числі у разі неконкурентної поведінки, порядок проведення розрахунків на цих ринках, порядок визначення вартості послуг оператора ринку та порядок її оплати, порядок розкриття інформації та оприлюднення інформації, порядок врегулювання спорів між оператором ринку та учасниками ринку "на добу

наперед" та внутрішньодобового ринку, порядок внесення змін до правил ринку "на добу наперед" та внутрішньодобового ринку.

Правила роздрібного ринку [38] передбачають, зокрема, загальні умови постачання електричної енергії споживачам, систему договірних відносин між учасниками роздрібного ринку, права та обов'язки учасників ринку, процедуру заміни споживачем постачальника електричної енергії, умови та порядок припинення та відновлення постачання електричної енергії споживачу, процедуру розгляду скарг споживачів, особливості постачання електричної енергії постачальником універсальної послуги, постачальником "останньої надії".

Кодекс системи передачі та кодекс систем розподілу [15, 16] визначають, зокрема, порядок планування розвитку системи передачі та систем розподілу; умови та порядок доступу до системи передачі/розподілу, умови та порядок приєднання до системи передачі/розподілу, характеристики та порядок надання допоміжних послуг оператору системи передачі, порядок оперативного планування; порядок управління та експлуатації системи в нормальних та аварійних режимах; стандарти операційної безпеки, критерії, що застосовуються оператором системи передачі для диспетчеризації генеруючих потужностей та використання міждержавних перетинів, порядок диспетчеризації розподіленої генерації та умови надання пріоритетності об'єктам електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії.

Кодекс комерційного обліку [39] визначає, зокрема, основні положення щодо організації комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії, права та обов'язки учасників ринку, постачальників послуг комерційного обліку та адміністратора комерційного обліку щодо забезпечення комерційного обліку електричної енергії, отримання точних і достовірних даних комерційного обліку та їх агрегації (об'єднання), порядок проведення реєстрації постачальників послуг

комерційного обліку, точок комерційного обліку та реєстрації автоматизованих систем, що використовуються для комерційного обліку електричної енергії.

Також до вторинного законодавства в сфері регулювання ринку електричної енергії України відносяться Нормативно-правові акти НКРЕКП щодо ліцензійних умов провадження діяльності на ринку, порядки та методики формування регульованих цін та тарифів, порядку приєднання до системи передачі та систем розподілу, вимог щодо стандартів якості електричної енергії та інші нормативно-правові акти.

Ліцензійні умови:

- Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з передачі електричної енергії
- Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з постачання електричної енергії споживачу
- Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії
- Ліцензійні умови провадження господарської діяльності зі здійснення функцій оператора ринку
- Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії
- Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з перепродажу електричної енергії (трейдерської діяльності)
- Ліцензійні умови провадження господарської діяльності із здійснення функцій гарантованого покупця

Регулювання тарифів:

- Порядок встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії
- Методика розрахунку тарифу на послуги постачальника універсальних послуг

- Порядок формування цін на універсальні послуги
- Методика розрахунку тарифу на послуги постачальника «останньої надії»
- Порядок формування ціни, за якою здійснюється постачання електричної енергії споживачам постачальником «останньої надії»

Приєднання до системи передачі та систем розподілу:

- Методика (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та систем розподілу
- Порядок повернення замовнику оператором системи передачі, операторами систем розподілу коштів, залучених як плата за приєднання на створення (будівництво) електричних мереж лінійної частини приєднання (за умови включення таких активів до регуляторної бази активів)

Якість електричної енергії:

- Мінімальні вимоги до якості обслуговування споживачів електричної енергії кол-центрами.
- Форми звітності щодо показників якості електропостачання та інструкцій щодо їх заповнення.
- Порядок забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання.

Інші нормативно-правові акти:

- Порядок складання, подання, погодження, оприлюднення програми відповідності оператора системи розподілу, звіту про її виконання та погодження уповноваженої особи з питань відповідності.
- Порядок сертифікації оператора системи передачі електричної енергії
- Порядок збору та передачі даних щодо функціонування ринку електричної енергії для оприлюднення на платформі прозорості ENTSO-E.
- Методика визначення доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів (міждержавних електричних мереж України).
- Порядок погодження будівництва та експлуатації прямої лінії.

- Порядок розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу.

Нормативно-правові акти, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом та за аукціонною ціною:

- Порядок купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії
- Методика формування кошторису гарантованого покупця.

Питання для самоперевірки.

1. Основні напрямки державної політики в електроенергетиці України.
2. Органи формування та реалізацію державної політики в електроенергетиці, їх основні функції.
3. Основні проблеми пулу «єдиного постачальника» в Україні.
4. Принципи функціонування сучасного конкурентного ринку електричної енергії в Україні.
5. Які ціни та тарифи в українській електроенергетиці підлягають державному регулюванню?
6. Узагальнений зміст «Правил ринку» електричної енергії в Україні.
7. Узагальнений зміст «Правил ринку "на добу наперед" та внутрішньодобового ринку» електричної енергії в Україні.
8. Узагальнений зміст «Правил роздрібного ринку» електричної енергії в Україні.
9. Узагальнений зміст Кодексу системи передачі та кодексу систем розподілу в Україні.
10. Узагальнений зміст Кодексу комерційного обліку в Україні.

Розділ 2

Оптовий ринок електричної енергії України

Тема 5. Сегмент двосторонніх договорів

Законом «Про ринок електроенергії» [5] означено термін «двосторонній договір» як договір купівлі-продажу електричної енергії, укладений між двома учасниками ринку поза організованими сегментами ринку (окрім договору на постачання електричної енергії споживачу). Сегмент ринку двосторонніх договорів (РДД) в Україні не має єдиного окремо виділеного майданчика для укладання угод. За чинним законодавством будь-які два учасника ринку мають право укласти договір з купівлі/продажу електричної енергії виходячи із власних інтересів. Єдина вимога для таких угод – обов’язкова реєстрація угоди в частині обсягів та часу реалізації в НЕК «Укренерго». Крім того, ТБ «Українська енергетична біржа» ліцензована надавати послуги з проведення аукціонів та укладання договорів щодо купівлі/продажу електричної енергії.

На РДД продаж та купівля електричної енергії здійснюється за двосторонніми договорами, умови яких самостійно визначаються сторонами договору або регулюються органом державного регулювання діяльності в електроенергетиці в межах, передбачених Законом «Про ринок електричної енергії України».

Двосторонні договори з купівлі-продажу електроенергії між виробниками та постачальниками електроенергії визначають обсяги, ціни, а також інші умови її постачання учасниками ринку електроенергії згідно домовленості сторін договору [8, 31]. Двосторонні договори можуть укладатися на різні терміни (операційні періоди) як на постійний обсяг купівлі-продажу електричної енергії, так і змінний. Крім того, учасники ринку електроенергії мають можливість домовлятися про певну «гнучкість» поставок електричної енергії як для однієї, так і обох сторін договору. Слід відзначити, що під поставкою певного обсягу електричної енергії

розуміється, в даному випадку, передача прав власності на цей обсяг електричної енергії від однієї сторони договору іншій стороні договору.

Існують різні форми укладання двосторонніх договорів (рисунок 5.1).

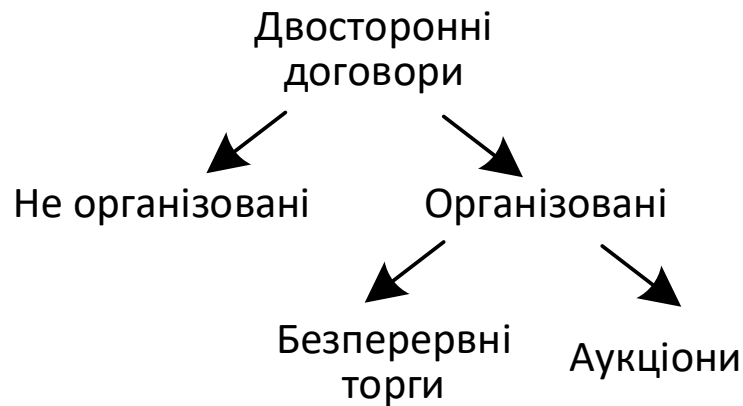


Рисунок 5.1 – Основні форми укладання двосторонніх договорів

Закон «Про ринок електричної енергії» [5] передбачає можливість укладання двосторонніх угод з купівлі/продажу електроенергії за обоюсторонньою згодою обох сторін. Сторони угоди реєструють факт купівлі/продажу електроенергії у Оператора системи передачі з означеним обсягом, а фінансові умови цієї угоди залишаються комерційною таємницею. Для окремих учасників ринку можливості укладання таких угод відрізняються.

Згідно укладених договорів та за декілька днів до операційної доби (часу фізичної поставки електричної енергії) виробники мають подати заявки оператору системи передачі на введення їх електротехнічного обладнання в роботу.

Слід підкреслити, що учасники ринку мають право укладати двосторонні договори у зручний спосіб без використання спеціалізованих платформ за винятком учасників ринку, які мають використовувати виключно встановлені нормативно-регулюючими актами окремі типи торговельних платформ, зокрема в межах виконання покладених на них спеціальних обов'язків.

Однак найбільш розповсюджена форма укладання двосторонніх угод з купівлі/продажу електроенергії – це біржові торги. Договори на біржі з

купівлі/продажу електроенергії формуються за результатами аукціону або за результатами торгів реального часу. Серед аукціонних форм торгів розрізняють односторонній аукціон єдиного покупця (наприклад, Оператор системи передачі закуповує ресурси допоміжних послуг за результатами аукціону серед постачальників таких послуг), аукціон єдиного продавця (наприклад, ДП «Гарантований покупець» продає обсяги зеленої генерації на аукціоні для покупців електроенергії), а також двосторонні аукціони [40].

В залежності від форми організації біржових торгів, двостороння угода може формуватися безпосередньо між покупцем та продавцем, а також між учасником торгів та оператором біржі або ринку.

Купувати електричну енергію у виробників на ринку двосторонніх договорів також можуть: оператор системи передачі та оператори систем розподілу з метою компенсації витрат електричної енергії під час її передачі магістральними і міждержавними електричними та/або розподільними електричними мережами, а також постачальники універсальних послуг з метою постачання її споживачам.

При цьому умови (зокрема, ціна, обсяг та термін поставки електричної енергії) відповідних двосторонніх договорів визначаються органом державного регулювання діяльності в електроенергетиці відповідно до Закону «Про ринок електричної енергії України».

Основною метою РДД є покриття «базису» добового графіка навантаження за довгостроковим прогнозом (рисунок 5.2).

Наприклад, на ТБ «Українська енергетична біржа» учасникам торгів надаються стандартизовані форми договорів, зокрема:

1) за профілем постачання: базове навантаження (BASE) - постачання електричної енергії протягом 24-годинного періоду від 00:00 до 24:00, пікове навантаження (PEAK) - постачання електричної енергії протягом 12-годинного періоду від 08:00 до 20:00, позапікові навантаження (OFFPEAK) - постачання

електричної енергії протягом 12- годинного періоду від 00:00 до 08:00 та від 20:00 до 24:00;

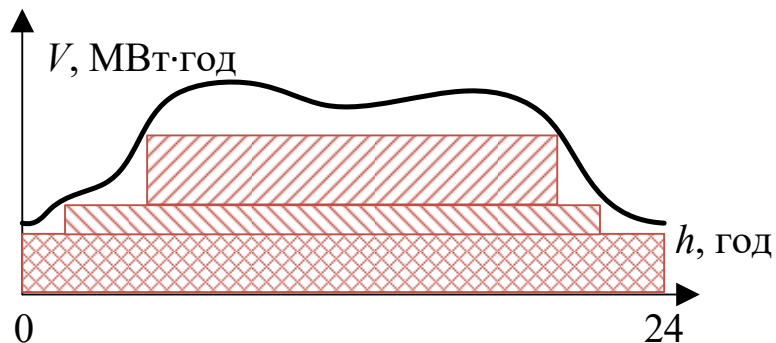


Рисунок 5.2 – Покриття «базису» добового графіка навантаження на РДД

2) за періодами постачання електричної енергії: тиждень (W); календарний місяць (M); квартал (Q): січень-березень, квітень-червень, липень-вересень, жовтень-грудень; півріччя (S): січень-червень, липень-грудень; календарний рік (Y) тощо.

Приклад переліку основних продуктів на РДД, що пропонується торгівельною платформою ТБ «Українська енергетична біржа» наведено на рисунку 5.3.

Рисунок 5.3 – Типи стандартних форм на
ТБ «Українська енергетична біржа»

На рисунку 5.4 наведено статистику обсягів купівлі та продажу електроенергії у сегменті РДД за даними Оператора системи передачі.



Рисунок 5.4 – Обсяги торгів РДД України за грудень 2021 року
(заданими сайту <https://www.nerc.gov.ua/>)

Основний критерій економічної вигідності закупівлі електроенергії за двостороннім договором із виробником – менша вартість 1 кВт·год за цим договором $C_{\text{РДД}}^{(3)}$ у порівнянні із закупівлею цих обсягів електроенергії у сегменті ринку «на добу наперед» (РДН). Додатково двосторонні договори дозволяють зафіксувати ціну на електроенергію на деякий проміжок часу, що у випадку підвищення цін на РДН виливається у вигоду покупця, але при зниженні цін РДН вигоду отримує продавець.

Геометрична інтерпретація оцінки за таким критерієм наведена на рисунку 5.5. Купівля електроенергії за двостороннім договором вигідна, якщо площа заштрихованої області «Б» менша за площі штрихованих областей «А» і «В»:

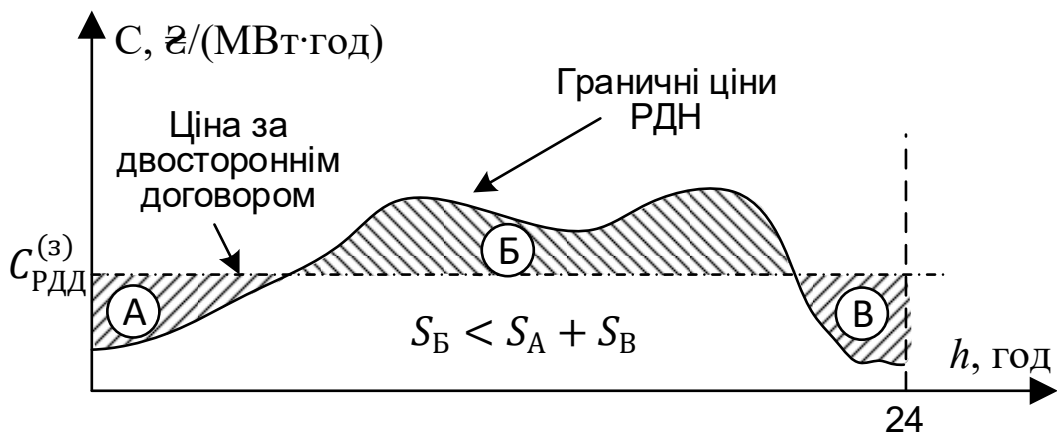


Рисунок 5.5 – Приклад оцінки доцільності укладання двостороннього договору

Оскільки у сегменті РДД укладаються довгострокові договори купівлі/продажу електроенергії з рівними погодинними обсягами, то для оцінки вигідності запропонованої ціни $C_{РДД}^{(3)}$ використовується середнє арифметичне значення погодинних граничних цін у сегменті РДН. Крім того, при порівнянні необхідно враховувати обсяги платежів, здійснюваних як при укладанні двостороннього договору у сегменті РДД, так і при закупівлі електроенергії у сегменті РДН.

Тоді критерій вигідності запропонованої виробником вартості 1 кВт·год електроенергії оцінюється як:

$$C_{РДД}^{(3)} < \frac{1}{24} \sum_{h \in D} C_{РДН(h)}^{гр} + \Delta C_{РДН}^{(п)} - \Delta C_{РДД}^{(п)}$$

де: $C_{РДН(h)}^{гр}$ – погодинні граничні ціни у сегменті РДН протягом доби D ;

$\Delta C_{РДН}^{(п)}$ – приведені до 1 кВт·год закупленого обсягу витрати на платежі, здійснюванні при закупівлі електроенергії у сегменті РДН;

$\Delta C_{РДД}^{(п)}$ – приведені до 1 кВт·год закупленого обсягу витрати на платежі, здійснюванні при закупівлі електроенергії за двостороннім договором із виробником.

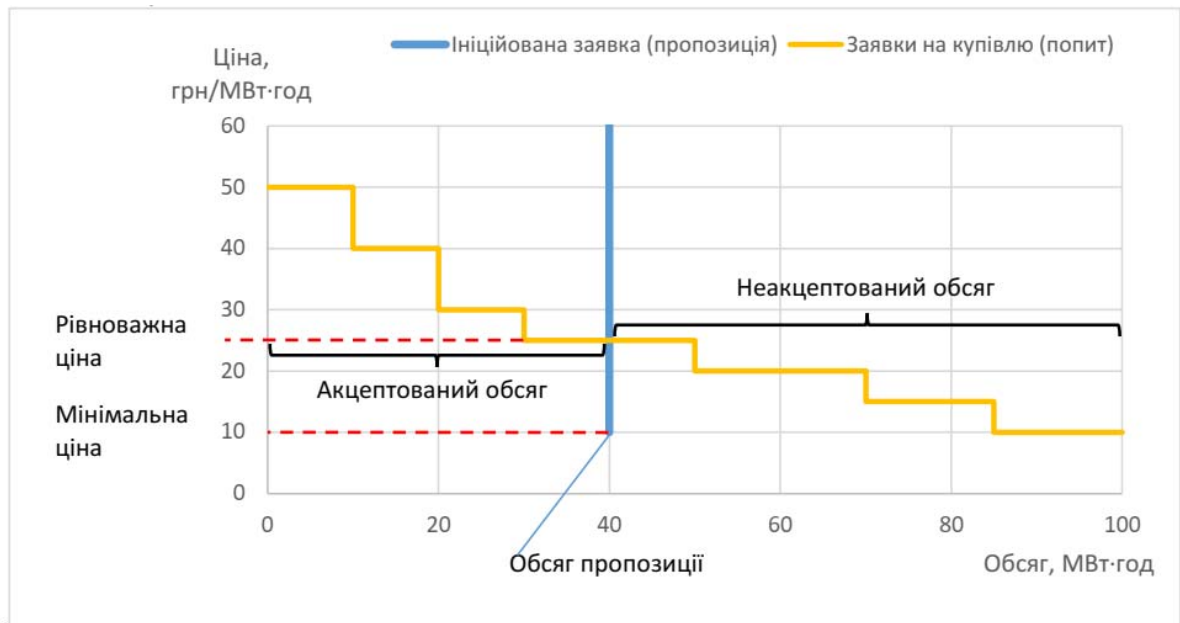
Наведена формула демонструє порівняльну оцінку економічної вигідності запропонованої виробником вартості 1 кВт·год електроенергії для статистики цін на РДН протягом однієї доби. При здійсненні практичних розрахунків для довгострокових договорів необхідно враховувати статистику погодинних граничних цін у сегменті РДН за місяць чи квартал.



Рисунок 5.6 – Частка кожного сегменту ринку електроенергії України за листопад та грудень 2020 року (заданими сайту <https://www.nerc.gov.ua/>)

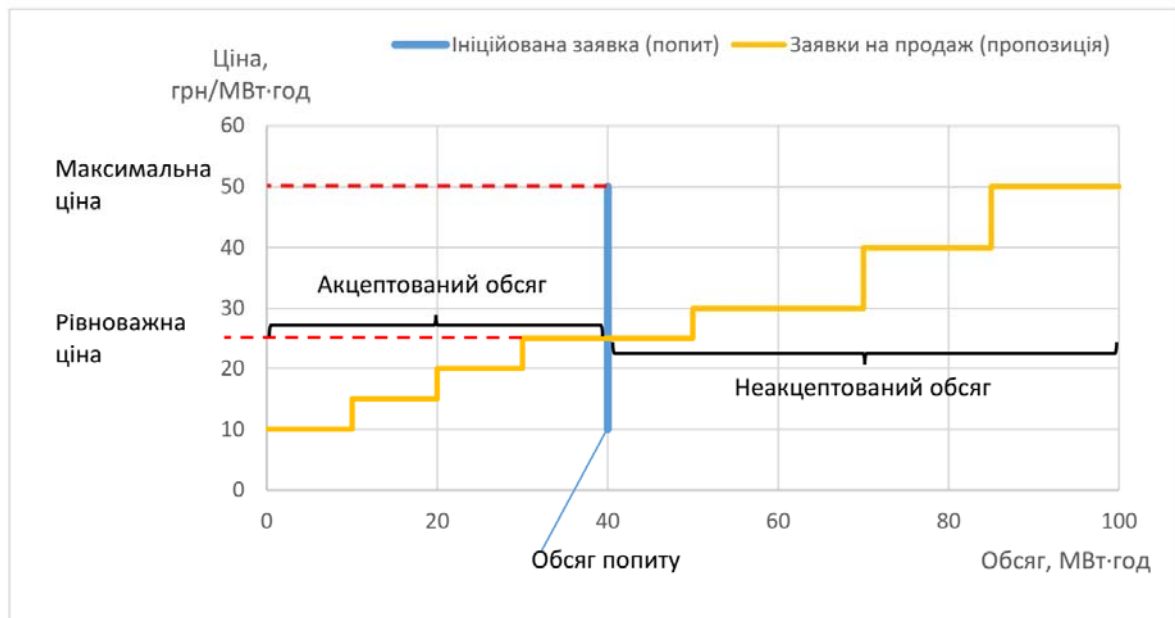
Торгівельні платформи сегменту двосторонніх договорів пропонують учасникам ринку організацію конкурентних торгів за процедурою закритого аукціону. Закритий аукціон – вид аукціону, при якому у Торгах може брати участь лише один ініціатор аукціону та необмежена кількість інших учасників, які подають заявки із зустрічною за видом операцією до заявки ініціатора аукціону.

Механізмом реалізації таких торгів є односторонній аукціон щодо купівлі або продажу електричної енергії. Для визначення обсягів та ціни купівлі-продажу електричної енергії алгоритм закритого аукціону визначає точку перетину між кривою попиту і кривою пропозиції (Рисунок 5.7 та Рисунок 5.8).



(Джерело ДП «Оператор ринку», <https://www.oree.com.ua/index.php/web/564665465>)

Рисунок 5.7 – Визначення обсягів та рівноважної ціни закритого аукціону для випадку, коли ініціатор аукціону – продавець



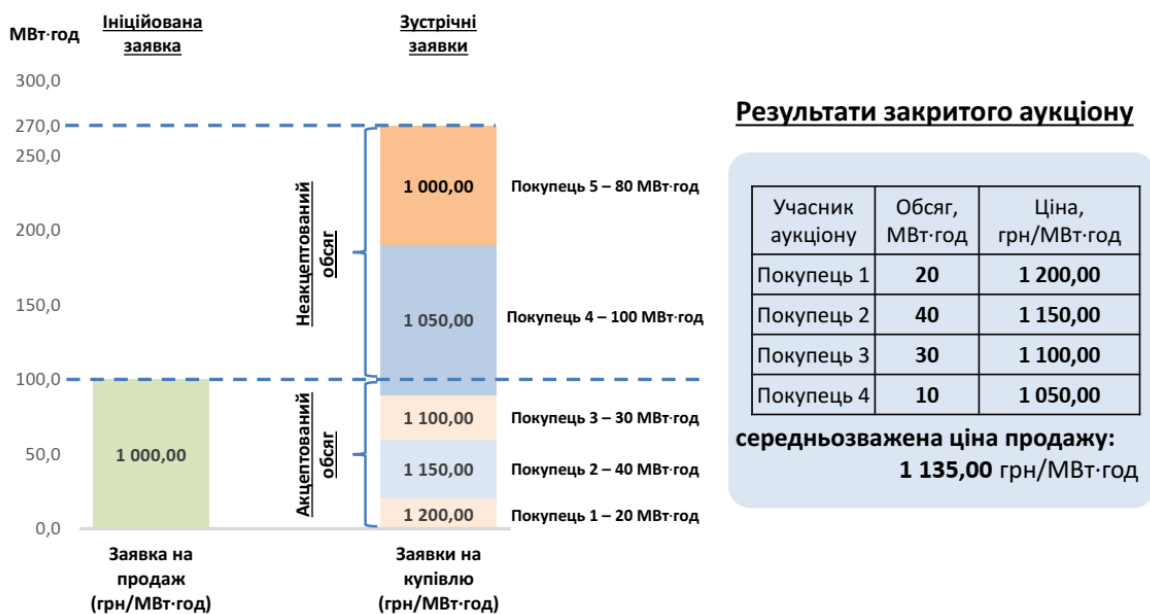
(Джерело ДП «Оператор ринку», <https://www.oree.com.ua/index.php/web/564665465>)

Рисунок 5.8 – Визначення обсягів та рівноважної ціни закритого аукціону для випадку, коли ініціатор аукціону - покупець

Точка перетину кривої попиту, побудованої на підставі сукупності заявок учасників закритого аукціону, з кривою пропозиції, побудованою на підставі заявки ініціатора аукціону (рисунок 5.7), або кривої попиту, побудованої на підставі заявки ініціатора аукціону, з кривою пропозиції, побудованою на підставі сукупності заявок учасників закритого аукціону (рисунок 5.8), представляє баланс між попитом і пропозицією. Ціна, що відповідає точці перетину кривих попиту і пропозиції визнається рівноважною ціною закритого аукціону. Якщо обсяг електричної енергії, зазначений у заявці ініціатора аукціону більший або дорівнює обсягу електричної енергії, складеному із усіх заявок, поданих на закритий аукціон учасниками, криві попиту і пропозиції не перетинаються. В цьому разі аукціон є таким, що не відбувся.

Переможцем(-ями) визнаються учасники (рисунок 5.9), які на момент завершення закритого аукціону запропонували ціну купівлі, що є вищою або дорівнює рівноважній ціні закритого аукціону або ціну продажу, що є нижчою або дорівнює рівноважній ціні закритого аукціону. Якщо обсяг електричної енергії, зазначений у Заявці ініціатора аукціону менший, ніж обсяг електричної енергії, складений із усіх Заявок Учасників, поданих на закритий аукціон, то: всі Заявки на купівлю, що містять ціну вище рівноважної ціни закритого аукціону приймаються або всі заявки на продаж, що містять ціну нижче рівноважної ціни закритого аукціону приймаються; всі заявки, що містять ціну, яка дорівнює рівноважній ціні закритого аукціону, будуть прийняті остаточно тільки з меншою кількістю.

Ціна акцепту Заявок визначається на рівні цін, зазначених у відповідних заявках учасників.



(Джерело ДП «Оператор ринку», <https://www.oree.com.ua/index.php/web/564665467>)

Рисунок 5.9 – Приклад акцепту заявок за закритим аукціоном

Питання для самоперевірки.

1. Яким чином функціонує сегмент двосторонніх угод з купівлі/продажу електричної енергії в Україні?
2. Основні форми організації біржової торгівлі електричною енергією в Україні.
3. Які стандартизовані часові профілі постачання використовуються на ТБ «Українська енергетична біржа»?
4. Які показники порівнюються для оцінки доцільності укладання двостороннього договору.
5. Принцип організації закритого аукціону та приклади його реалізації при торгівлі електричною енергією в Україні.

Тема 6. Ринок «на добу наперед» та внутрішньодобовий ринок

Ринок «на добу наперед» – організований сегмент ринку електричної енергії України, діяльність якого регулюється Законом «Про ринок електричної енергії» [5], правилами ринку електричної енергії, а також правилами ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку [7]. Відповідальність за створення організаційних, технологічних, інформаційних та інших умов для здійснення регулярних торгів за правилами ринку «на добу наперед», укладання і виконання договорів та розрахунків за ними, покладена на оператора ринку.

Це сегмент ринку електричної енергії, на якому здійснюється купівля-продаж електричної енергії на наступну за днем проведення торгів добу [40-44]. В ході торгів, організованих у формі двостороннього аукціону, оператор ринку здійснює купівлю електроенергії у продавців та продаж електроенергії покупцям [40, 41].

Таким чином основною метою участі на РДН є закупівля або продаж погодинних обсягів електроенергії за прогнозом на добу наперед (рисунок 6.1).

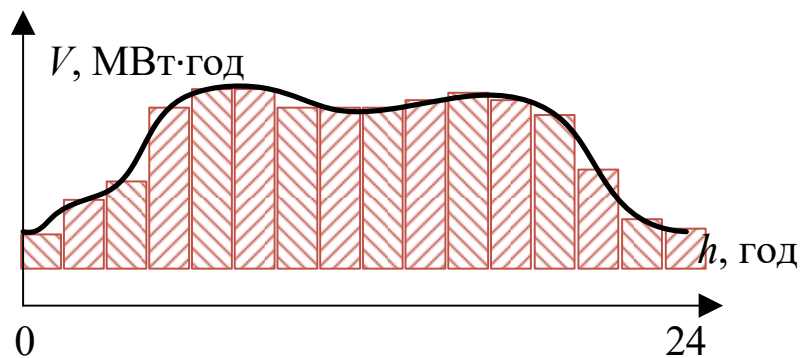


Рисунок 6.1 – Приклад погодинного графіку для РДН

З метою продажу/купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» учасники цього ринку подають оператору ринку свої пропозиції (заявки). Форма та порядок подання пропозицій (заявок) визначаються правилами ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку. При цьому до торгів допускаються учасники ринку «на добу наперед», які відповідно до вимог правил ринку «на добу

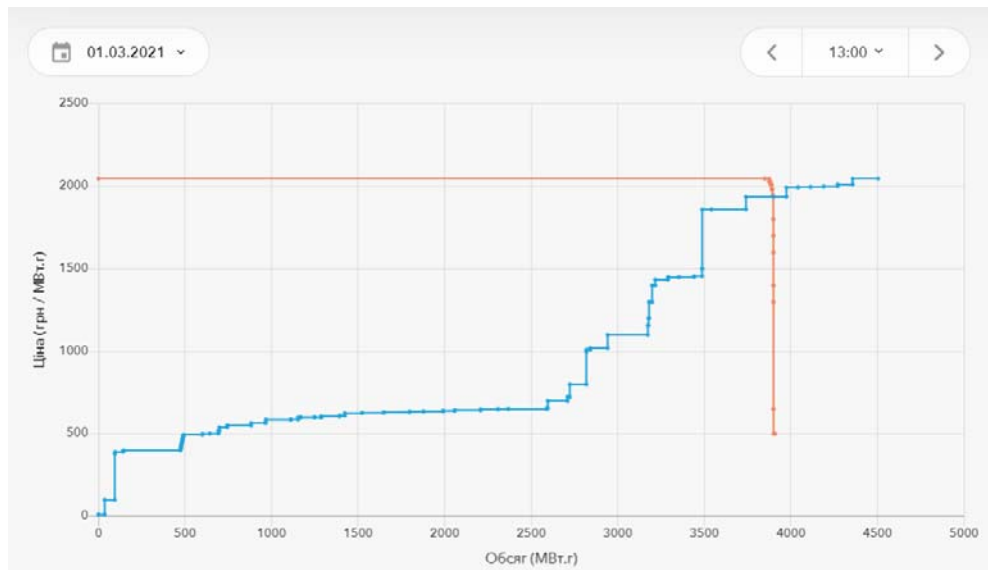
наперед» надали гарантії виконання фінансових зобов'язань за договорами на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку. Види та порядок надання гарантій визначаються правилами ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку.

Ціна купівлі-продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» визначається для кожного розрахункового періоду оператором ринку за принципом граничного ціноутворення на основі балансу сукупного попиту на електричну енергію та її сукупної пропозиції відповідно до правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку [40-44]. За результатами торгів відповідно до правил ринку «на добу наперед» оприлюднюються ціна та обсяги купівлі-продажу електричної енергії для кожного розрахункового періоду та інші показники, що можуть використовуватися як орієнтир (індикатор) для укладення правочинів щодо купівлі-продажу електричної енергії на ринку електричної енергії. Оператор ринку у порядку та формі, визначених правилами ринку, інформує про договірні обсяги купівлі-продажу електричної енергії учасниками ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку для кожного розрахункового періоду.

Оператор ринку забезпечує функціонування РДН та ВДР та організацію купівлі-продажу електричної енергії для доби постачання. Завданням Оператор ринку є створення організаційних, технологічних, інформаційних та інших умов для здійснення регулярних торгів відповідно до встановлених Правил, укладання і виконання договорів про купівлю-продаж електричної енергії на РДН/ВДР та проведення розрахунків за ними.

В основі функцій ринку «на добу наперед» покладено апарат двостороннього аукціону з граничною моделлю ціноутворення, призначений для узгодження попиту та пропозиції електроенергії на окрему годину постачання [40-44]. Вхідною інформацією для погодинного аукціону на ринку «на добу наперед» є агреговані криві попиту та пропозиції (рисунк 6.2), сформовані з цінових заявок учасників ринку відповідно на купівлю та продаж електроенергії із визначеними у цих заявках

обсягами і ціною. Ціною купівлі-продажу електроенергії в дану годину буде ціна на якій перетинаються криві попиту та пропозиції.



(Джерело ДП «Оператор ринку», <https://www.oree.com.ua>)

Рисунок 6.2 – Агреговані криві попиту та пропозиції на РДН
в окрему годину доби (Джерело ДП «Оператор ринку», <https://www.oree.com.ua>)

Цінові заявки з купівлі електроенергії формують агреговану функцію попиту. У цій функції кожен лінійний сегмент відображає основні характеристики окремої цінової заявки [8, 45]: довжина лінійного сегменту відображає обсяги купівлі електроенергії, а позиція цього лінійного сегменту по осі ціни відображає граничну ціну, по якій учасник ринку готовий купити електроенергію. Всі цінові заявки з купівлі електроенергії упорядковуються у напрямку від найвищої до найнижчої ціни (заявки з купівлі електроенергії із вищою ціною «обслуговуються» першочергово).

Аналогічно цінові заявки з продажу електроенергії формують агреговану функцію пропозиції. У цій функції кожен лінійний сегмент відображає основні характеристики окремої цінової заявки: довжина лінійного сегменту відображає обсяги продажу електроенергії, а позиція цього лінійного сегменту по осі ціни відображає граничну ціну, по якій учасник ринку готовий продати електроенергію.

Всі цінові заявки з продажу електроенергії упорядковуються у напрямку від найнижчої до найвищої ціни (заявки з продажу електроенергії із нижчою ціною «обслуговуються» першочергово).

При побудові погодинної агрегованої функції попиту цінові заявки з купівлі електроенергії $X_{i,t}^{\text{куп}}(C_{i,t}^{\text{куп}}, V_{i,t}^{\text{куп}})$ ранжуються у порядку зниження ціни $C_{i,t}^{\text{куп}}$, за якою покупці готові викупити зазначені у ціновій заявці обсяги $V_{i,t}^{\text{куп}}$ електроенергії. Таким чином, покупці електроенергії з найвищою ціною «обслуговуються першочергово», тобто мають найвищі шанси купити електроенергію.

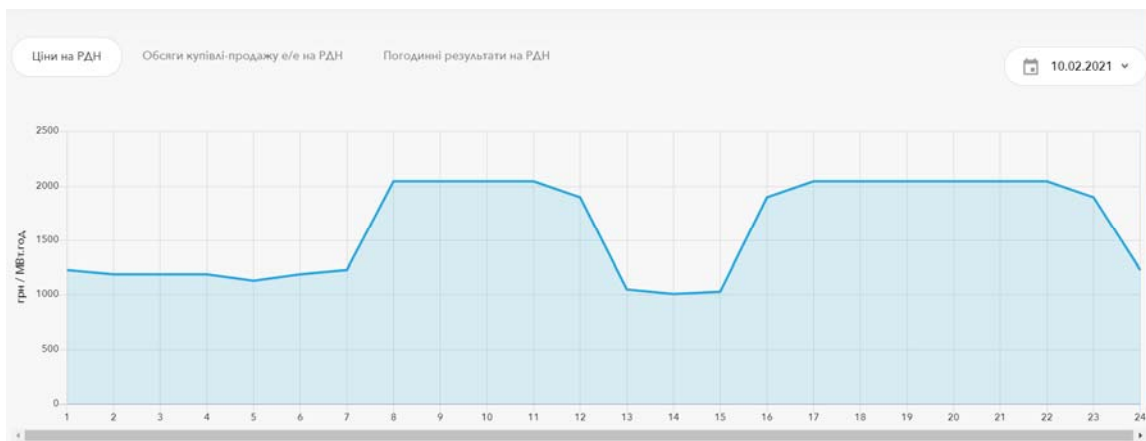
При побудові агрегованої функції пропозиції цінові заявки з продажу електроенергії $X_{j,t}^{\text{прод}}(C_{j,t}^{\text{прод}}, V_{j,t}^{\text{прод}})$ ранжуються у порядку зростання ціни $C_{j,t}^{\text{прод}}$, за якою продавці готові продати зазначені у ціновій заявці обсяги $V_{j,t}^{\text{прод}}$ електроенергії. Таким чином, продавці електроенергії з найнижчою ціною «обслуговуються першочергово», тобто мають найвищі шанси продати електроенергію.

За результатами співставлення функцій агрегованих попиту та пропозиції визначається точка ринкової рівноваги, яка розділяє множину акцептованих (тобто прийнятих для укладання договору) та відхилених цінових заявок. Точка ринкової рівноваги визначає сумарний обсяг $V_{\Sigma,t}^{\text{РДН}}$ купівлі/продажу електроенергії для години реалізації t , та граничну ціну $C_t^{\text{РДН}}$, за якою укладаються відповідні договори про купівлю/продаж електроенергії на РДН.

Моделювання погодинного аукціону на ринку «на добу наперед» полягає в аналізі множини поданих до торгів цінових заявок $M_t^{\text{под}}$ та визначення такої множини акцептованих цінових заявок $M_t^{\text{акц}}$, за якої досягається максимум функції добробуту учасників ринку в умовах рівності обсягів купівлі та продажу електричної енергії.

$$\begin{cases} \sum_i c_{i,t}^{\text{куп}} \cdot V_{i,t}^{\text{куп}} - \sum_j c_{j,t}^{\text{прод}} \cdot V_{j,t}^{\text{прод}} \rightarrow \max \\ \sum_i V_{i,t}^{\text{куп}} = \sum_j V_{j,t}^{\text{прод}} = V_{\Sigma,t}^{\text{РДН}} \end{cases}$$

На рисунку 6.3 наведено приклад цін в окремі години доби, що склалися за результатами роботи РДН.



(Джерело ДП «Оператор ринку», <https://www.oree.com.ua>)

Рисунок 6.3 – Погодинні ціни на РДН протягом доби

Ринок «на добу наперед» відіграє визначальну роль у формуванні ринкової вартості електроенергії та вартості електроенергії для будь-якого учасника ринку [46, 47], зокрема постачальника та споживача. Тому механізми ціноутворення та основні тренди у цьому ринковому сегменті потребують детального аналізу передусім в частині їх впливу на вартість електроенергії.

Слід зважати, що значення середньозваженої вартості закупленої електроенергії у сегменті РДН визначається передусім технологічними чинниками, зокрема відношенням обсягів споживання електроенергії у нічні та денні години доби.

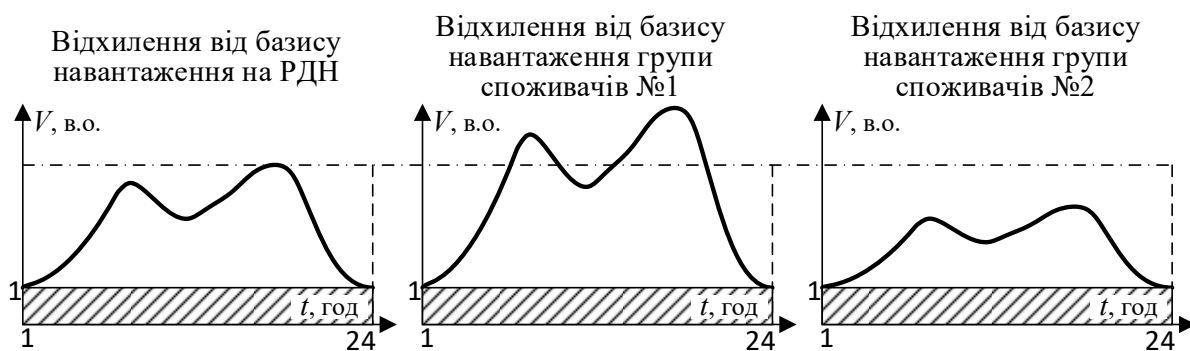


Рисунок 6.4 – Приклад графіку відхилення погодинного навантаження від базового навантаження за добу на РДН

Сумарний графік погодинного навантаження за добу (сегмент РДН) формується різними групами споживачів (покупців) із більшим (група споживачів №1) чи меншим (група споживачів №2) відносним відхиленням від базисного (мінімального за добу) значення (рис.6.4). Тоді відношення середньозваженої вартості 1 кВт·год електроенергії для сумарного графіка навантаження $C_{с.зв.}^{(РДН)}$, а також графіків окремо для груп споживачів №1 $C_{с.зв.}^{(C1)}$ і №2 $C_{с.зв.}^{(C2)}$ матимуть такий вигляд:

$$C_{с.зв.}^{(C2)} < C_{с.зв.}^{(РДН)} < C_{с.зв.}^{(C1)}$$

Група споживачів №2 з меншими відносними відхиленнями від базису матиме меншу середньозважену вартість електроенергії за індивідуальним графіком споживання і за участі у спільній групі неявно субсидіюватимуть більш дорогий профіль споживання у групи споживачів №1. Відповідно різні значення вартості закупленої у сегменті РДН електроенергії для споживачів в різних регіонах відображають передусім вплив технологічних відмінностей структури споживання електроенергії на її вартість.

Оскільки процедура закупівлі погодинних обсягів електроенергії безпосередньо пов'язана зі задачею прогнозу погодинного споживання, то оцінку ринкової складової вартості електроенергії слід здійснювати з урахуванням як

вартості її закупівлі у сегменті РДН, так і з урахуванням вартості небалансів, що формуються на балансуєчому ринку електричної енергії [48-51].

Учасники РДН/ВДР зобов'язані зазначати в заявках торгову зону для продажу або купівлі електричної енергії відповідно до місцезнаходження точок відпуску/імпорту та/або відбору/експорту електричної енергії.

Учасники РДН/ВДР можуть подавати заявки на торги на РДН за 7 календарних днів до доби постачання і до 12:00 години доби, що передує добі постачання («закриття воріт РДН»).

Заявки на торги на РДН можуть бути: 1) погодинними (такими, що стосуються одного розрахункового періоду); 2) блочними (такими, що стосуються кількох послідовних розрахункових періодів).

Внутрішньодобовий ринок електричної енергії – принципово нова для українського ринку електроенергії система економічних відносин. Внутрішньодобовий ринок електричної енергії – це сегмент ринку, на якому купівля-продаж електричної енергії здійснюється безперервно після завершення торгів на ринку «на добу наперед» та впродовж доби фізичного постачання електричної енергії. Механізм роботи ВДР є схожим на механізм безперервного аукціону на РДД, стороною для укладання договору є учасник ВДР та Оператор ринку. Відповідальність за створення організаційних, технологічних, інформаційних та інших умов для здійснення регулярних торгів за правилами внутрішньодобового ринку, укладання і виконання договорів та розрахунків за ними, також покладена на оператора ринку. Учасники РДН/ВДР можуть подавати заявки на торги на ВДР, починаючи з 15:00 години доби, що передує добі постачання, і до «закриття воріт ВДР», що настає за 60 хвилин до початку розрахункового періоду, на який подається заявка. На відміну від ринку «на добу наперед», ціна купівлі-продажу електричної енергії на внутрішньодобовому ринку визначається оператором ринку за принципом ціноутворення «по заявленій (пропонованій) ціні» відповідно до правил ринку "на добу наперед" та

внутрішньодобового ринку. Основною метою ВДР є купівля/продаж електроенергії за уточненим прогнозом на окрему годину постачання з метою зменшення обсягів небалансів (рис. 6.5).

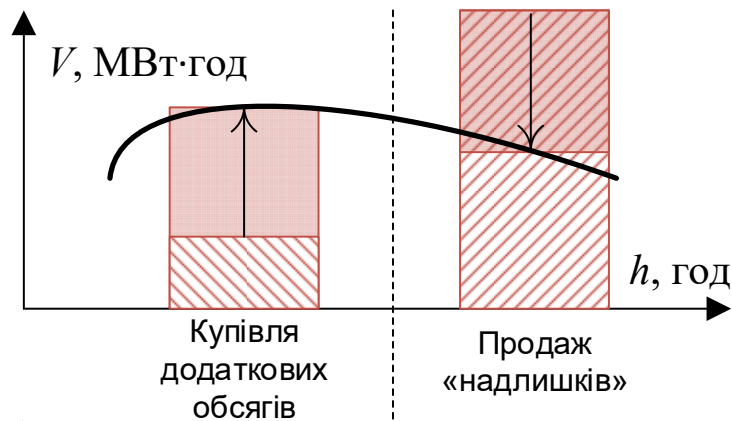


Рисунок 6.5 – Приклад коригування обсягів купівлі-продажу електроенергії на ВДР

Заявки на торги на ВДР можуть бути:

- 1) погодинними (такими, що стосуються одного розрахункового періоду);
- 2) блочними (такими, що стосуються кількох послідовних розрахункових періодів однієї доби постачання із зазначеним обмеженням ціни та постійним обсягом електричної енергії в кожному розрахунковому періоді).

Учасник РДН/ВДР, що має доступ до реєстру заявок ВДР, може акцептувати частину або весь обсяг електричної енергії, запропонований на торги на ВДР, шляхом надання зустрічної заявки, що відображає бажаний обсяг і ціну, відповідну такому обсягу, у реєстрі заявок ВДР. У випадку обрання учасником РДН/ВДР для акцепту блочної заявки, що визначена іншим учасником ВДР з позначкою «все або нічого» (AON), підтвердження акцепту такої заявки вважається поданням зустрічної заявки з обсягом та ціною, зазначеними у такій блочній заявці.

Блочні заявки поділяються на попередньо визначені (стандартні) та визначені учасником РДН/ВДР:

- 1) попередньо визначені (стандартні) блочні заявки це:

- пікове навантаження (постачання електричної енергії протягом 12-годинного періоду від 08:00 до 20:00);
- базове навантаження (постачання електричної енергії протягом 24-годинного періоду від 00:00 до 24:00);
- позапікові навантаження (постачання електричної енергії протягом 12-годинного періоду від 00:00 до 08:00 та від 20:00 до 24:00);

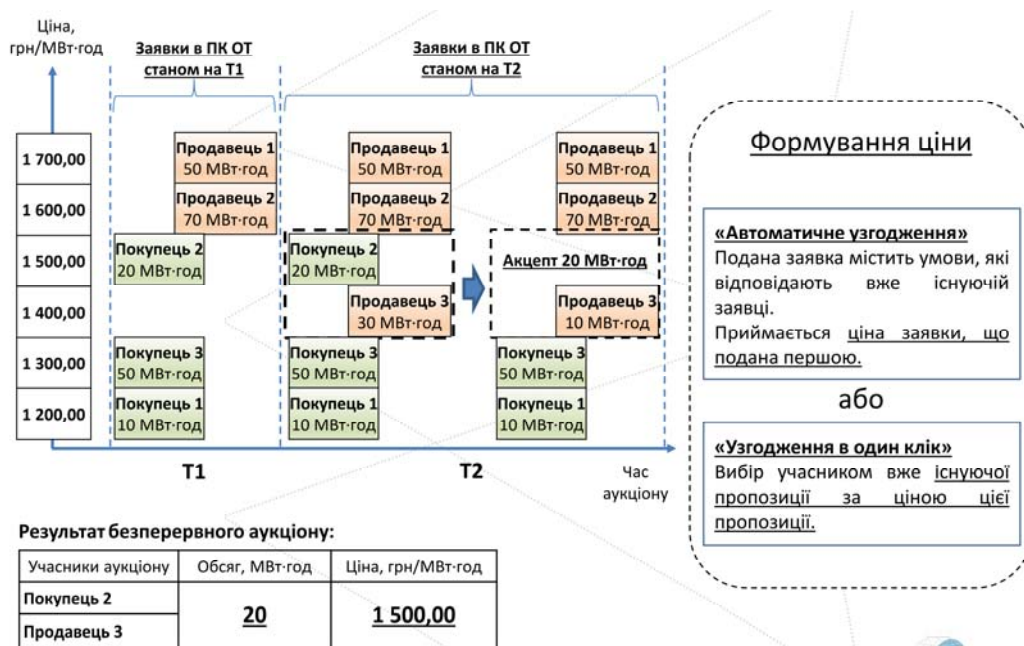
2) учасник РДН/ВДР може визначити власні інтервали блочної заявки з послідовними періодами протягом однієї доби постачання. Мінімальний часовий інтервал блока, визначеного учасником РДН/ВДР, повинен становити один розрахунковий період, а максимальний – одну добу постачання. Подання визначеної учасником РДН/ВДР (нестандартної) блочної заявки здійснюється із зазначенням умови виконання заявки «усе або нічого»; 3) блочні заявки на торги на ВДР можуть подаватися лише на розрахункові періоди однієї доби постачання.

Функціонування внутрішньодобового ринку здійснюється механізмами безперервного аукціону. **Безперервний аукціон** – вид аукціону, при якому акцепт заявок на купівлю або продаж електричної енергії виконується у будь-який час впродовж торгової сесії, коли цінові умови заявки задовольняються зустрічною заявкою. (Повний опис наведено за посиланням <https://www.oree.com.ua/index.php/web/564665465>)

Алгоритм безперервного аукціону (БА) має класифікувати заявки за торговою зоною, профілем та періодом постачання електричної енергії, видом операції (купівля або продаж). Відповідно заявки на купівлю або на продаж підлягають зіставленню (підбору) із Заявками на продаж або купівлю відповідно лише в межах одного профілю та періоду постачання електричної енергії, торгової зони. У випадку подання відповідної заявки алгоритм БА має перевірити, чи є в системі принаймні одна доступна для зіставлення (підбору) заявка протилежного напрямку з ціною, що відповідає ціновим умовам акцепту відповідної заявки (рисунок 6.6).

Ціновою умовою акцепту для заявок на продаж є пропозиція ціни на купівлю, що дорівнює або є вищою ніж зазначена у відповідній Заявці на продаж.

Ціновою умовою акцепту для заявок на купівлю є пропозиція ціни на продаж, що дорівнює або є нижчою ніж зазначена у відповідній Заявці на купівлю. Якщо для заявки існує одна або кілька заявок зворотного напрямку, з відповідними ціновими умовами акцепту, то такі заявки ранжуються за ціною в порядку зменшення вигоди, починаючи з найбільш вигідної ціни (для поданої заявки на продаж - з найвищої ціни, а для поданої заявки на купівлю - з найнижчої ціни).



(Джерело ДП «Оператор ринку», <https://www.oree.com.ua/index.php/web/564665467>)

Рисунок 6.6 – Приклад акцепту заявок за безперервним аукціоном

Заявки з однаковою ціною ранжуються в залежності від того, яка з них зареєстрована в системі раніше (за часом). Якщо в межах заявленого обсягу поданої заявки знайдено доступні для зіставлення (підбору) сортовані заявки протилежного напрямку, то вони та подана заявка акцептуються.

Якщо обсяг доступних для зіставлення (підбору) сортованих заявок перевищує обсяг поданої заявки, то подана заявка акцептується повністю, а остання

із тих, що підходять для зіставлення (відповідно до обсягу заявки), акцептується частково. Неакцептований залишок обсягу останньої заявки залишається в реєстрі заявок та є доступною для акцепту до закінчення терміну дії заявки.

Якщо обсяг доступних для зіставлення (підбору) сортованих заявок менший за обсяг поданої заявки, заявка акцептується частково в обсязі зіставлених заявок. Неакцептований обсяг поданої заявки буде доступним для зіставлення (підбору) до закінчення терміну дії заявки. Ціна акцепту заявки визначається як середньозважена відповідно до обсягів та цін акцептованих з нею заявок. Результатом роботи алгоритму БА є визначені ціна та обсяг для акцептованих заявок, а також Переможці, які не зазначені у списках виключень один одного за принципом «Всі крім» та мають укласти між собою ДД.

Питання для самоперевірки.

1. Мета і принципи організації торгів на ринку «на добу наперед»
2. Правила ціноутворення на ринку «на добу наперед».
3. Принципи побудови агрегованих функцій попиту і пропозиції на ринку «на добу наперед».
4. Цільова функція та основне обмеження для розрахунку результатів торгів ринку «на добу наперед».
5. Підхід до оціночного порівняння вартості електричної енергії різних споживачів.
6. Механізми організації та функціонування внутрішньодобового ринку.
7. Принципи коригування обсягів купівлі-продажу електричної енергії на внутрішньодобовому ринку.
8. Основні види заявок для внутрішньодобового ринку.
9. Механізми проведення безперервного аукціону на внутрішньодобовому ринку.

Тема 7. Поширені типи цінових заявок при торгівлі електричною енергією

Одним з найважливіших питань, що пов'язані з функціонуванням біржі електроенергії або ринку «на добу наперед», є визначення типів цінових заявок та пропозицій (ЦЗП), які подаються учасниками торгів [8, 45]. Слід зауважити, що фактично не існує єдиної для всіх класифікації заявок з купівлі/продажу електричної енергії. На різних енергетичних біржах пропонується різний інструментарій для участі у торгах. І навіть заявки з однаковими властивостями на різних біржах можуть мати різні назви. Тому наведену у розділі класифікацію не слід сприймати як розповсюджену. Основна мета наведеної у розділі класифікації заявок з купівлі/продажу електричної енергії – відобразити особливості заявок різних типів та область їх застосування.

У фахових публікаціях часто для означення назви цінових заявок використовують такі терміни, як “інструменти” чи “продукти” [47, 48, 50-54]. Під час використання терміну “продукти” (англ. product) зазвичай посилаються на означення цього терміну у логіці предикатів, де продукцією (англ. product чи produce) називають конструкцію прийняття рішення «якщо...то...». Дійсно, тип заявки та визначені в ній чисельні значення визначають логіку висновків щодо прийняття/відхилення заявки. У той же час на європейській біржі електроенергії Erex Spot прийнята термінологія, заснована на функціях біржі: заявка від учасника ринку (тип заявки та чисельні значення в ній) вважається інструментом участі у торгах. А результат функціонування біржі – двосторонній договір – називається продуктом біржі. В цьому розділі буде використана термінологія, прийнята на біржі Erex Spot [50].

До основних властивостей, за якими розрізняються заявки різних типів, відносять:

- наявність/відсутність граничної ціни, за якою заявка може бути прийнята;

- подільність обсягів купівлі продажу (чи допускається прийняття заявки з обсягом, меншим за зазначений у заявці);
- кількість пар «ціна-обсяг» у заявці;
- кількість розрахункових періодів реалізації договору (на одну годину чи на кілька годин поспіль);
- зв'язок з іншими заявками (умова розгляду заявки лише за прийняття іншої заявки, чи навпаки – лише за відхилення іншої заявки).

За періодом реалізації договору серед основних різновидів заявок та пропозицій на біржі електроенергії виділяються:

- *погодинні цінові заявки та пропозиції*, якими надається заявка або пропозиція щодо ціни та обсягів з купівлі-продажу електроенергії на елементарний розрахунковий період часу, наприклад, в 1 годину;
- *блокові цінові заявки та пропозиції*, якими надається заявка або пропозиція щодо ціни та обсягів електроенергії для інтервалу часу в кілька годин;
- *зв'язані блокові заявки та пропозиції*, в яких окремі заявки або пропозиції в блоці зв'язані між собою так, що окрема (дочірня) заявка або пропозиція допускається до участі в двосторонньому аукціоні за умови прийняття іншої (материнської) заявки або пропозиції.

Слід зазначити, що саме тип погодинних заявок та пропозицій безпосередньо зв'язується з обраним методом оптимізації при розв'язанні задачі двостороннього аукціону та способом визначення граничної ціни, а також організацією функціонування біржі в цілому [8].

Цінонезалежні (ціноприймальні) заявки/пропозиції визначають лише обсяги купівлі/продажу електричної енергії. За такими поданнями учасники торгів заздалегідь погоджуються купити/продати електричну енергію по ціні, яка сформується за результатами аукціону.

Цінові заявки/пропозиції визначають залежність ціни купівлі/продажу електроенергії від обсягів електроенергії. Форми подання ЦЗП передбачають

введення пар {ціна; обсяг}. Класифікація ЦЗП здійснюється за відношеннями між ціновими парами. Так розрізняють ступінчаті та лінійні ЦЗП. Ступінчаті ЦЗП формуються одною чи кількома ціновими позиціями {ціна; обсяг}. Таким чином, розрізняють ступінчаті фіксовані та ступінчато-варіантні ЦЗП.

Ступінчата фіксована ЦЗП фактично може розглядатись як граничний випадок ступінчато-варіантної ЦЗП. В заявках/пропозиціях цього типу визначається лише одна цінова позиція {ціна; обсяг} (рисунок 7.1).

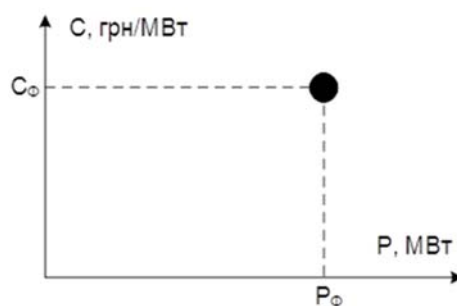


Рисунок 7.1 – Ступінчата фіксована заявка

Ступінчата фіксована ЦЗП – найпростіший тип ЦЗП. Він прийнятний для великоблокових електростанцій з відносно низькою собівартістю виробництва електроенергії, що працюють на покриття базової та (в окремих випадках) напівпікової частини добового графіку навантажень. Заявкою такого типу додатково з атрибутом неподільності (тобто, заявка або приймається із зазначеним обсягом, або повністю відхиляється) може бути виставлене для участі в торгах на аукціоні електроенергії виробництво електроенергії з потужністю, що відповідає рівню мінімально стійкого навантаження генератора (для годин нічних провалів) або найбільш економічного режиму роботи (в денні години). Головним недоліком такого типу заявки є підвищена вірогідність її відхилення на аукціоні в цілому, якщо зазначена у заявці ціна виявиться вищою за граничну ціну визначеного розрахункового періоду часу. Для енергоблоків з великою собівартістю виробництва електричної енергії встановлення атрибуту неподільності може

призвести до відхилення заявки в цілому, якщо розрахована для аукціону точка рівноваги попиту/пропозиції «розрізає» заявку на дві частини.

Ступінчато-варіантна ЦЗП подається для участі в торгах кількома точками (наприклад, на рисунку 7.2 показано чотири режимні точки). Така ЦЗП визначає кілька варіантів режимів з унікальними для кожного з них значеннями обсягу та вартості електроенергії. Під час торгів на аукціоні може бути прийнятий лише один із запропонованих варіантів.

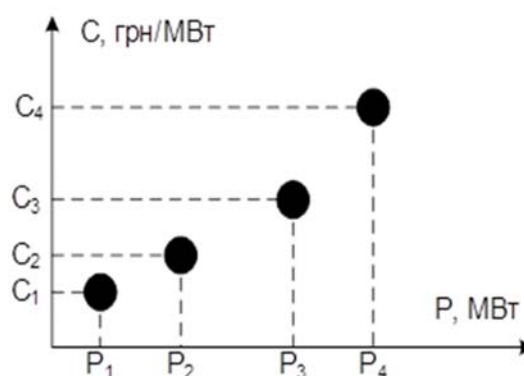


Рисунок 7.2 – Ступінчато-варіантна заявка

На відміну від фіксованої ступінчатої ЦЗП, ступінчато-варіантна ЦЗП більш точно враховує економічні характеристики генераторів і прийнятна для виробників електроенергії, що подають пропозиції для участі в торгах для задоволення попиту в областях напівпікового та пікового навантаження. Максимальна кількість точок такої ЦЗП, як правило, визначається особливостями програмного забезпечення, що використовується на біржі електроенергії. Використання ступінчато-варіантної ЦЗП підвищує вірогідність прийняття цього подання на аукціоні. При цьому на більшості бірж електроенергії реалізовано додаткові можливості, які дозволяють максимально збільшити обсяги електроенергії, куплені/продані на аукціоні. Такі можливості забезпечуються шляхом використання ознаки “все або нічого” для кількох пар «ціна-обсяг». Ввімкнення такої ознаки означає необхідність притримуватись визначального принципу інтерпретації ЦЗП дискретного типу:

визначений в режимній позиції обсяг електроенергії або повністю приймається, або повністю відхиляється. Якщо ознаку “все або нічого” вимкнено, то при розрахунках результатів торгів допускається часткове прийняття визначених в дискретній ЦЗП обсягів електроенергії. З точки зору математичного моделювання, вимкнення ознаки “все або нічого” призводить до трансформації дискретної ЦЗП в лінійну.

Лінеаризована ЦЗП формується шляхом інтерполяції множини пар «ціна – обсяг» в єдину лінійну залежність, як показано на рисунку 7.3. Використання лінеаризованої форми ЦЗП значно підвищує вірогідність перемоги учасника торгів на аукціоні у порівнянні з використанням ЦЗП ступінчатих типів, оскільки область можливих значень обсягу електроенергії фактично знаходиться в межах, приблизно визначених першою та останньою ціновими парами в ЦЗП.

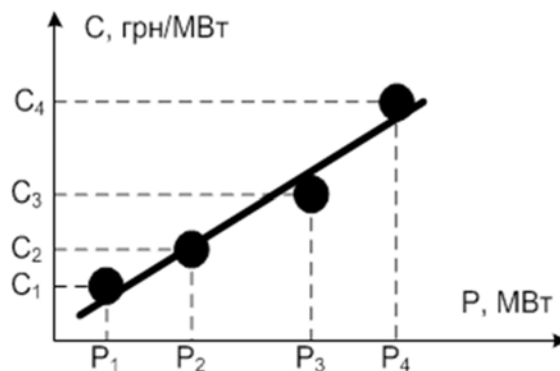


Рисунок 7.3 – Лінеаризована заявка

Лінеаризована заявка застосовується виключно на біржі Nord pool.

Лінійна ЦЗП подається лінійною залежністю, обмеженою двома режимними точками, як показано на рисунку 16.4. Під час торгів на аукціоні може бути вибраний режим, числові характеристики якого знаходяться в межах лінійного інтервалу (включаючи числові значення крайніх точок), обмеженого двома визначеними ЦЗП режимними точками (включаючи характеристики цих точок). Як зазначено вище, подання погодинної ЦЗП у вигляді лінії значно підвищує вірогідність перемоги в аукціоні учасників торгів у порівнянні з використанням

дискретних, і особливо – неподільних ЦЗП. Причому використання лінійних заявок дозволяє учаснику торгів більш точно, ніж у випадку ЦЗП лінеаризованого типу, врахувати витратну характеристику енергоагрегатів електростанції. Використання ЦЗП такого виду найбільш прийнятне для виробників з відносно високою (у порівнянні з іншими виробниками) собівартістю виробництва електроенергії та у випадках високого рівня конкуренції між продавцями в області ринкової рівноваги.

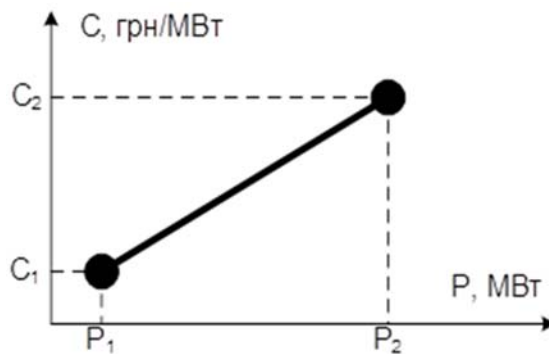


Рисунок 16.4 – Лінійна заявка

Багатоінтервальна лінійна ЦЗП – ЦЗП, подана ламаною лінійною залежністю, сформованою кількома (більше двох) режимними точками, як показано на рисунку 7.5. Під час торгів на аукціоні може бути вибраний режим, чисельні значення характеристик якого знаходяться в межах заданого лінійного інтервалу (включаючи чисельні значення режимних характеристик для крайніх точок та точок зламів).

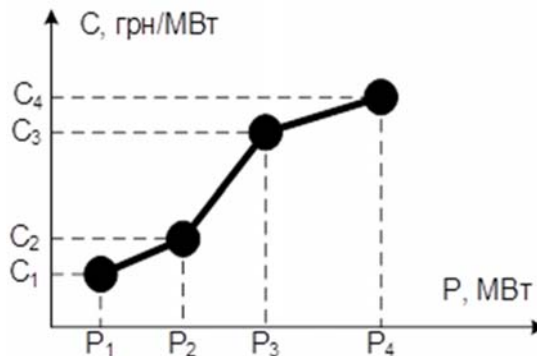


Рисунок 7.5 – Багатоінтервальна лінійна заявка

Використання багатоінтервальної лінійної ЦЗП дозволяє найбільш точно врахувати витратні характеристики генераторів на електростанціях. При оптимізації балансу між попитом та пропозицією на електроенергію використовуються лінійні інтервали, утворені парами цінових позицій заявки.

Блокові заявки і пропозиції та парадокси їх прийняття

На аукціонах електроенергії ЦЗП, визначені для реалізації протягом кількох годин поспіль, прийнято називати *блоковими ЦЗП* [45]. Блокова заявка визначає погодинний обсяг та середню ціну для кількох годин поспіль.

Загальні принципи прийняття блокових ЦЗП на двосторонньому аукціоні полягають у наступному. Блокова заявка на купівлю електроенергії приймається повністю, якщо зазначена в ній ціна вища за середнє арифметичне значення граничних цін для годин визначеного заявкою інтервалу часу. Для відображеного на рисунку 7.6 прикладу, блокова заявка на купівлю електроенергії приймається повністю за відношення штрихованих площ $S^{\text{down}} > S^{\text{up}}$, тобто вигода від нижчих за визначену у заявці цін S^{down} більша за втрати від вищих за визначену у заявці цін S^{up} .

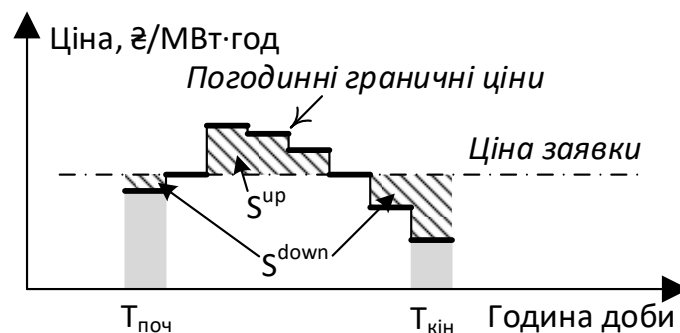


Рисунок 7.6 – Оцінювання блокової заявки

І навпаки, блокова заявка на купівлю електроенергії відхиляється повністю за відношення штрихованих площ $S^{\text{down}} < S^{\text{up}}$, тобто вигода від нижчих за визначену у заявці цін S^{down} менша за втрати від вищих за визначену у заявці цін S^{up} .

Аналогічно блокова заявка на продаж електроенергії приймається повністю за відношення штрихованих площ $S^{\text{down}} < S^{\text{up}}$, тобто втрати від нижчих за визначену у заявці цін S^{down} менші за вигоду від вищих за визначену у заявці цін S^{up} . І навпаки, блокова заявка на продаж електроенергії відхиляється повністю за відношення штрихованих площ $S^{\text{down}} > S^{\text{up}}$, тобто втрати від нижчих за визначену у заявці цін S^{down} більші за вигоду від вищих за визначену у заявці цін S^{up} .

Слід зазначити, що ставлення до цього виду цінових заявок на європейських енергетичних біржах є неоднозначним. Дійсно, у використанні блокових заявок зацікавлені, в першу чергу, виробники, оскільки продаж електроенергії з однаковими обсягами на кілька годин поспіль дозволяє розподілити пов'язані з запуском та зупинкою енергоагрегатів витрати рівномірно на кілька годин. Крім того, утримання одного рівня виробництва електроенергії протягом кількох годин поспіль дозволяє уникнути додаткових витрат, пов'язаних зі зміною режиму роботи енергоагрегатів електростанції.

Використання блокових заявок дозволяє знизити ціни виробництва електроенергії для електростанцій з великоблоковими агрегатами та зменшити граничну ціну на біржі в цілому. З іншого боку, сумісне використання погодинних та блокових заявок на РДН значно ускладнює алгоритми оптимізації, що, в свою чергу, призводить до значного підвищення вартості програмного забезпечення та посилює тенденції до зниження рівня ліквідності біржі. Наприклад, якщо блокова заявка не задовольняє вимогам прийняття, то вона відхиляється повністю. В результаті для тих годин, де блокова заявка задовольняла вимогам прийняття (штрихована область на рисунку 7.6), точка перетину кривих попиту та пропозиції зміщується в сторону зменшення сумарного обсягу торгів для цієї години у порівнянні з випадком, коли зазначену заявку прийнято (пунктирна лінія на рисунку 7.7). Таким чином, використання блокової заявки зменшує ліквідність біржі у порівнянні з використанням еквівалентної множини погодинних заявок.

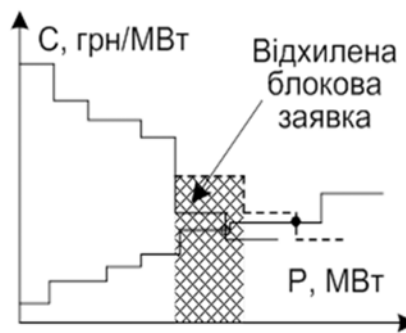


Рисунок 7.7 – Вплив блокової заявки на рівновагу попиту/пропозиції в окрему годину доби

Переваги блокових заявок використовуються на аукціонах з “торгівлі базисом”, де виробники виставляють лоти у вигляді блокових заявок на 24 години чи типові періоди доби *peak/off-peak*.

На біржі Nord Pool додатково впроваджено інструментарій визначення блокової ЦЗП як еквівалентної множини незалежних одна від одної погодинних заявок (вимкнений атрибут “все або нічого”). Така заявка приймається повністю, якщо всі погодинні заявки прийнято у відповідній множині погодинних аукціонів. За даної ознаки для тих годин, де ЦЗП не відповідає вимогам прийняття, виконується зміна типу ЦЗП на лінеаризовану характеристику, отриману в результаті апроксимації визначених в заявці пар “ціна – обсяг”, як показано на рисунку 7.8.

Такий підхід значно підвищує вірогідність проходження блокової ЦЗП під час торгів, хоча зменшує при цьому рівень доходу виробника внаслідок появи додаткових витрат на маневр енергоагрегату в часи реалізації “зміненої” частини блокової ЦЗП. Ринкова рівноважна ціна блокових заявок визначається як середнє арифметичне рівноважних цін по кожній годині.

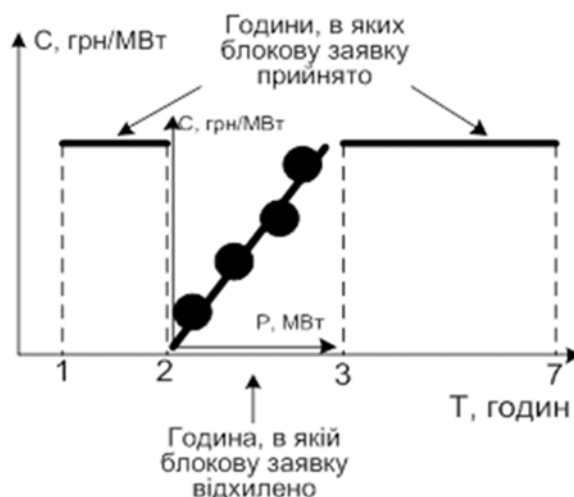


Рисунок 7.8 – Додатковий інструментарій аналізу блокової заявки на біржі Nord Pool

Більшість бірж електроенергії, на яких запроваджено торгівлю блоковими заявками разом з погодинними, дозволяють учасникам торгів довільно визначати інтервал часу блокових ЦЗП.

Форма подання блокових ЦЗП на різних біржах обумовлюється особливостями їх програмного забезпечення.

Використання блокових цінових заявок призводить до ряду проблем, для розв’язання яких доводиться вживати додаткових заходів. Перш за все – це можливість зациклювань процесу оптимізації. Розглянемо приклад блокової заявки продавця (рисунок 7.9).

Блокова заявка може бути прийнятою навіть якщо в окремі години з визначеного заявкою інтервалу часу вказана в заявці ціна виявиться вищою за рівноважні ціни цих годин. Примусове прийняття заявленої потужності для “провальних” годин стимулює зниження рівноважних цін в ці години. Причому таке зниження може призвести до того, що вказана в заявці ціна в цілому перевищить середнє значення рівноважних цін – тобто заявку слід відхилити.

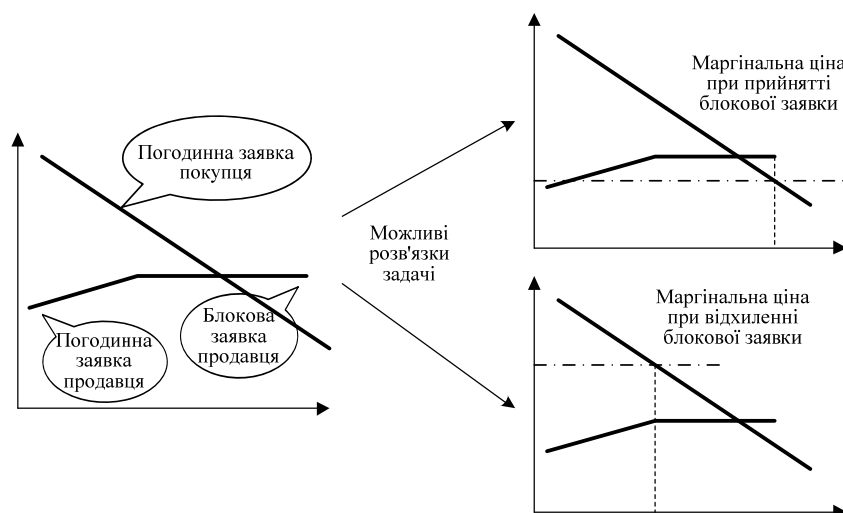


Рисунок 7.9 – Причини «парадоксального» прийняття/відхилення блокової заявки

В обох випадках отримуються парадокси логіки:

А) “парадоксально відхилена заявка” (відхилено заявку, в якій вказана ціна задовольняє умовам прийняття)

- блокова заявка продавця відхиляється внаслідок занадто низької для прийняття цієї заявки граничної ціни;
- зменшення обсягів пропозиції призводить до підвищення граничної ціни;
- якщо отримана гранична ціна достатньо висока для прийняття блокової заявки, спроба прийняти цю заявку знову призведе до зниження граничної ціни нижче межі прийняття і процес аналізу зациклюється;

Б) “парадоксально прийнята заявка” (прийнято заявку, в якій вказана ціна гірша за середнє рівноважних цін в охоплювані заявкою години – учасник торгів отримує гіршу за указану в заявці ціну)

- блокова заявка приймається внаслідок достатньо високої для прийняття цієї заявки граничної ціни;
- збільшення обсягів пропозиції призводить до зниження граничної ціни;

– якщо отримана гранична ціна достатньо низька для відхилення блокової заявки, спроба відхилити цю заявку знову призведе до підвищення граничної ціни вище межі прийняття і процес аналізу зациклюється.

Аналогічні парадокси логіки виникають, коли блокова заявка опиняється на перетині ліній попиту та пропозицій. Так само, як і у випадку порівняння рівноважних цін, будь-яке з рішень призводить до ефекту “парадоксального прийняття” чи “парадоксального відхилення” блокової заявки.

Тому на європейських біржах прийнято наступний підхід до розв’язання подібних ситуацій. Передусім відхиляється варіант із «парадоксальним прийняттям» блокової заявки, оскільки у цьому випадку учасник торгів отримує договір на умовах гірших за визначені заявкою. За наявності варіанту «парадоксального відхилення» без зациклювань порівнюються два варіанти рішення: з прийнятою блоковою заявкою та відхиленою блоковою заявкою. За оптимальний приймається варіант з найбільшим чисельним значенням добробуту ринку.

Зв’язані блоки ЦЗП. ЦЗП цього типу зв’язані між собою так, що друга (дочірня) ЦЗП допускається до участі в аукціоні за умови прийняття першої (материнської) ЦЗП. Для блоку, що складається з трьох ЦЗП, третя ЦЗП допускається до участі в аукціоні за умови прийняття перших двох ЦЗП. Зв’язування ЦЗП у блоці корисно в тих випадках, коли, наприклад, вартість запуску одного генератора значно зменшується, якщо інший генератор електростанції вже запущено.

Наразі на європейських біржах електричної енергії використовують так звані пакети альтернативних цінових заявок: за результатами торгів приймається одна цінова заявка з пакету, яка забезпечує максимальне значення добробуту ринку. Пакети альтернативних цінових заявок відповідають протилежній логіці зв’язаного блоку:

– в зв’язаному блоці друга заявка розглядається до прийняття лише за умови прийняття першої заявки;

– в пакеті альтернатив друга заявка розглядається до прийняття лише за умови відхилення першої заявки (у цьому випадку поняття материнської та дочірньої заявки втрачає сенс і всі заявки у пакеті є рівноцінними для алгоритму аналізу).

Спільне використання погодинних та блокових заявок на біржі електроенергії призводить до необхідності запровадження дворівневої системи оптимізації балансу між попитом та пропозицією. Верхній рівень оптимізації визначає прийняття чи відхилення блокових заявок, в той час як нижній рівень визначає оптимальні погодинні баланси попиту та пропозиції. Співвідношення між цими рівнями оптимізації визначається методами розрахунку переможців торгів на біржі. Причому, в загальному випадку, використання різних методів може призводити до різних результатів торгів. Тому система розрахунку результатів торгів виконує оптимізацію за критеріями максимізації суми “добробуту” кожної години доби.

Price Coupling Regions.

На вимогу директив III-го енергопакету 7 європейських бірж електроенергії заснували проект Price Coupling Regions [55-57]. Основна мета проекту – створення єдиного прозорого механізму ціноутворення на ринках електроенергії європейських країн як базова складова створення єдиної загальноєвропейської платформи з торгівлі електроенергією. Базовим сегментом спільної біржової платформи став ринок «на добу наперед», хоча торгові платформи наразі залучають і торги на внутрішньодобовому ринку.

Базові особливості реалізації проекту:

1. *Спільний алгоритм проведення торгів* та визначення ціни на електроенергію EURHEMIA [57]. Наявність такого алгоритму реалізує справедливе та прозоре визначення цін на електроенергію в сегментах ринків «на добу наперед» та національних балансів імпорту/експорту електроенергії майже по всій Європі. Алгоритм розроблений з урахуванням специфічних особливостей національних ринків електроенергії в Європі. Алгоритм здійснює аналіз всіх типів цінових заявок, впроваджених на національних біржах електричної енергії. При цьому також

враховуються обмеження передачі електроенергії як по національним магістральним мережам, так і по міждержавним електричним перетинам.

Математична модель алгоритму EURHEMIA подається задачею максимізації сукупного добробуту учасників ринку по всій Європі.

2. *Торгівельна платформа базується на децентралізованій базі даних.* Процеси розрахунків використовують безпосередній доступ до розподілених по національним ринкам базам даних. Така конфігурація забезпечує високий рівень надійності торгівельної системи в цілому. Якщо в окремій національній базі даних трапляється збій, ця країна випадає з процедури спільних торгів, а всі інші країни продовжують торгівлю електроенергією в єдиному віртуальному торгівельному просторі.

3. *Фактичні розрахунки реалізує Сервіс PCR Matcher and Broker, встановлений на кожній енергетичній біржі.* Замість розв'язання складних задач синхронізації паралельних обчислень чи створення єдиного розрахункового центру реалізовано дев'ять копій розрахунків за даними, отриманими з усіх національних відділень біржі. У проекті наразі беруть участь 9 міждержавних бірж, які забезпечують торгівлю електроенергією для 24 національних ринків у Європі (рисунок 7.10). Розрахунки на кожній біржі здійснюються на основі власних функцій попиту та пропозиції і з урахуванням інформації про цінові заявки та технологічні обмеження від національних ринків в межах даної біржі та інших міждержавних бірж. Тобто, кожна біржа здійснює власний розрахунок об'єднаного європейського РДН. Завдяки тому, що для розрахунків використовується однаковий програмний модуль і інформація по кожному національному ринку отримується з одного і того самого місця (з бази даних цього національного ринку), то і результати таких розрахунків будуть однаковими на всіх біржах.

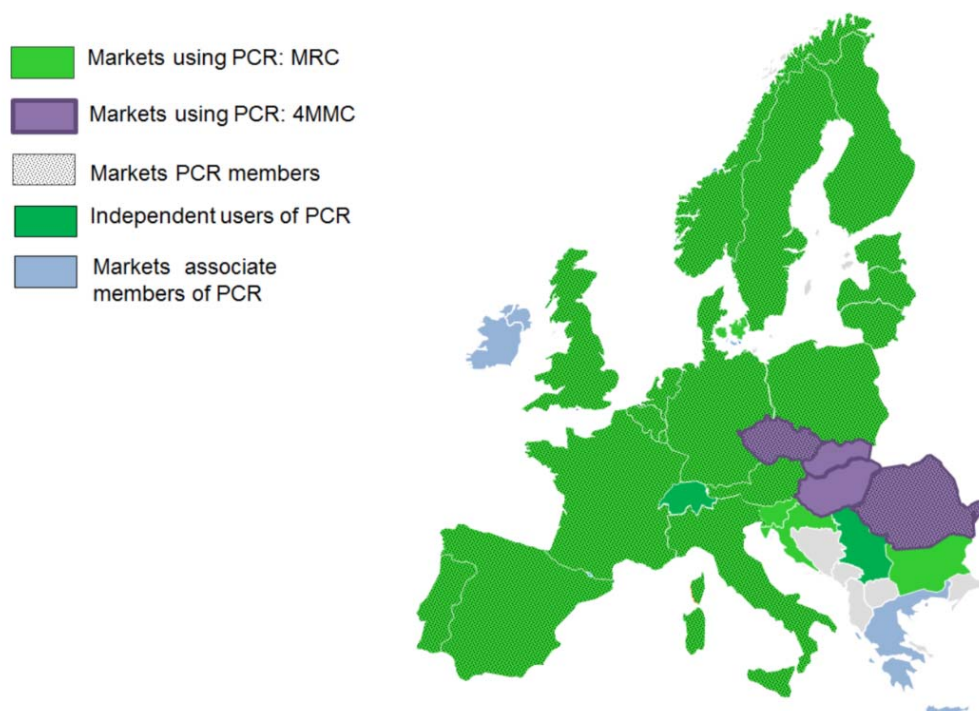


Рисунок 7.10 – охоплення країн Європи проектом PCR

Price Coupling of Regions – не здійснює механічне об'єднання національних біржових платформ в один спільний аукціон. Об'єднана біржа реалізує дворівневу оптимізацію ринкової рівноваги. Для пошуку глобального для всієї Європи максимуму цільової функції максимізації добробуту на верхньому рівні розв'язується задача пошуку оптимальних обсягів міждержавного обміну електроенергією. Якщо в середині країни в мережах передачі виникають переобтяження, тоді національний ринок електроенергії розділяється на кілька цінових зон. На нижньому внутрішньому рівні виконується пошук оптимальної рівноваги попиту і пропозиції в межах національного ринку чи окремої цінової зони.

Впровадження нової розрахункової системи відбувалося поступово в окремих міждержавних ринкових об'єднаннях. У 2015 році була остаточно уточнена цільова

модель єдиного європейського ринку «на добу наперед». Ця модель була закладена в Рамкові настанови з розподілу потужності та управління переобтяженнями.

Основні переваги об'єднаного загальноєвропейського РДН наступні:

- *Загальне посилення конкуренції.* В об'єднуваному загальноєвропейському РДН беруть участь продавці та покупці з 24 країн. Час від часу спрацьовують технологічні обмеження на передачу електроенергії в електричних мережах, проте, у порівнянні з відокремленими національними ринками, збільшення кількості учасників торгів, які конкурують між собою, суттєво знижує ризики спекулятивного завищення цін.
- *Збільшення ліквідності національних ринків.* Механізми міждержавного обміну електроенергією в Європі збільшують ліквідність національних ринків: сумарний обсяг торгів електроенергією на сполучених ринках європейських країн помітно більший за ймовірну суму обсягів торгів ізольованих один від одного ринків.
- *Більший обсяг торгів означає і більший обсяг проданої виробниками електроенергії.* Передусім регіони з дешевою генерацією активно залучаються до експорту дешевої електроенергії. Впровадження PCR дозволило реалізувати задекларовану ще у першому енергетичному пакеті концепцію відмови від розгляду електроенергетики як національного надбання. Приватизація державних енергетичних підприємств призвела до масштабного залучення приватного капіталу та посилення конкуренції. При цьому електрична енергія стала товаром, який вільно експортується в країнах європейського співтовариства, що призводить до отримання кожним споживачем найдешевшого варіанту вартості електричної енергії.

Наразі процеси формування загальноєвропейського ринку ще тривають і в системі біржових торгів використовуються різні механізми врахування пропускнуєї спроможності міждержавних електричних перетинів [58-60], проте в цілому оптові ціни на електроенергію в цілому вирівнюються [61-64]. Різниця в цінах для окремих

цінових зон виникає тільки у випадках, коли технологічні обмеження на потоки електроенергії не дозволяє реалізувати оптимальний для всієї Європи обмін електричною енергією як між регіонами окремої держави, так і між державами в межах проєкту.

Питання для самоперевірки.

1. Основні властивості, за якими розрізняються заявки різних типів для торгівлі електричною енергією.
2. Особливості застосування ступінчатих цінових заявок.
3. Переваги лінеаризації цінової заявки на біржі Nord Pool.
4. Особливості подання та переваги використання лінійних цінових заявок.
5. Особливості подання та переваги використання блокових цінових заявок.
6. Сутність парадоксального прийняття та парадоксального відхилення блокових цінових заявок. Зациклювання процесу аналізу блокової заявки.
7. Правила розв'язання парадоксів блокових заявок на європейських біржах електричної енергії.
8. Особливості зв'язаних блоків цінових заявок та пакету альтернативних цінових заявок.
9. Базові особливості реалізації проєкту Price Coupling Regions.
10. Основні переваги об'єднаного загальноєвропейського ринку «на добу наперед».

Тема 8. Балансуючий ринок електричної енергії: принципи функціонування

Балансуючий ринок електричної енергії [5, 6] – ринок, організований оператором системи передачі електричної енергії з метою забезпечення достатніх обсягів електричної потужності та енергії, необхідних для балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту електричної енергії і споживання та експорту електричної енергії, врегулювання системних обмежень в об'єднаній енергетичній системі України, а також фінансового врегулювання небалансів електричної енергії.

На балансуючому ринку оператором системи передачі здійснюються [65-67]:

- 1) купівля та продаж електричної енергії для балансування обсягів попиту та пропозиції електричної енергії у межах поточної доби;
- 2) купівля та продаж електричної енергії з метою врегулювання небалансів електричної енергії сторін, відповідальних за баланс.

Виробники зобов'язані надавати послуги з балансування в обсягах та випадках, визначених Законом «Про ринок електричної енергії» та правилами ринку електричної енергії. Надавати послуги з балансування мають право також споживачі у порядку, визначеному правилами ринку електричної енергії.

Принципово будь-який учасник ринку може стати постачальником послуг балансування (ППБ), якщо він відповідає вимогам, які висуваються до таких постачальників (такі вимоги визначені у правилах ринку електричної енергії), та уклав відповідний договір з оператором системи передачі (ОСП) на основі типового договору про участь у балансуючому ринку. ППБ реєструються адміністратором розрахунків у порядку, визначеному правилами ринку. Типовий договір про участь у балансуючому ринку затверджується Регулятором.

ППБ подає оператору системи передачі свої пропозиції (заявки) щодо збільшення (зменшення) свого навантаження з метою продажу/купівлі електричної

енергії на балансуєчому ринку відповідно до правил ринку електричної енергії. У свою чергу, ОСП з метою балансування обсягів виробництва та споживання електричної енергії та/або врегулювання системних обмежень надає постачальникам послуг з балансування команди на збільшення (зменшення) їхнього навантаження, здійснюючи на ринкових засадах відбір відповідних пропозицій (заявок) постачальників послуг з балансування у порядку, визначеному правилами ринку електричної енергії.

Відбір відповідних пропозицій (заявок) постачальників послуг з балансування здійснюється з урахуванням необхідності забезпечення сталої та надійної роботи ОЕС України та мінімізації витрат на балансування обсягів виробництва та споживання електричної енергії [6].

ОСП має право надавати команди на зменшення навантаження виробникам, які здійснюють виробництво електричної енергії на об'єктах електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії (а з використанням гідроенергії - мікро, міні- та малим гідроелектростанціям), яким встановлено "зелений" тариф, лише за умови, якщо всі наявні пропозиції (заявки) інших учасників балансування на зменшення їхнього навантаження були прийняті (акцептовані) оператором системи передачі, крім випадків надання таких команд при системних обмеженнях, які є наслідком дії обставин непереборної сили [5, 6].

Вартість електричної енергії, яка не була відпущена виробником електричної енергії, що здійснює продаж електричної енергії за "зеленим" тарифом відповідно до Закону «про ринок електричної енергії», у результаті виконання ним команди оператора системи передачі на зменшення навантаження, відшкодовується цьому виробнику за встановленим йому "зеленим" тарифом, крім випадків надання таких команд при системних обмеженнях, які є наслідком дії обставин непереборної сили.

Команда ОСП постачальнику послуг з балансування на збільшення (зменшення) навантаження для відповідного постачальника послуг з балансування є прийняттям (акцептом) його відповідної пропозиції (заявки) на балансуєчому ринку оператором системи передачі, зміною його акцептованого добового графіка електричної енергії та визначає взаємні зобов'язання оператора системи передачі та постачальника послуг з балансування з купівлі-продажу відповідного обсягу електричної енергії на балансуєчому ринку за ціною, визначеною відповідно до правил ринку електричної енергії (рисунок 8.1).

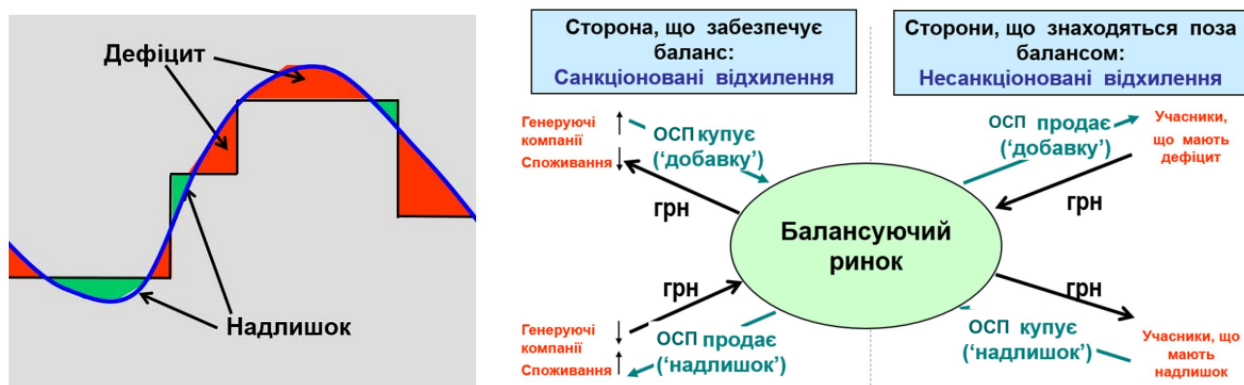


Рисунок 8.1 – Взаємодія учасників балансуєчого ринку та ОСП.

За результатами роботи балансуєчого ринку за відповідну добу на підставі даних ОСП та адміністратора комерційного обліку адміністратор розрахунків розраховує платежі оператора системи передачі та постачальників послуг з балансування за електричну енергію, ціни небалансу електричної енергії, а також обсяги небалансів електричної енергії учасників ринку і відповідні платежі за них та виставляє відповідні рахунки у порядку, визначеному правилами ринку. Послідовність реалізації основних задач БР в загальному вигляді наведена на рисунку 8.2 [13].

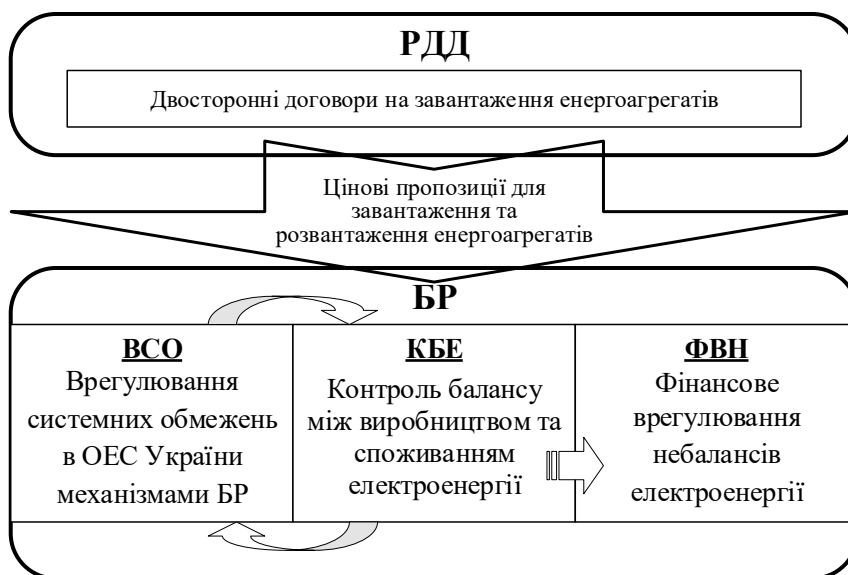


Рисунок 8.2 – Послідовність реалізації основних задач БР

Першочерговою задачею, покладеною на БР, є зведення балансу між прогнозованим попитом на електроенергію та графіками пропозиції електроенергії у відповідність до системних обмежень на виробництво, передачу та розподіл електроенергії. Така задача може бути означена як задача врегулювання системних обмежень (ВСО) [28].

З огляду на нелінійність задачі моделювання режиму ОЕС України, процес ВСО механізмами БР у загальному випадку матиме ітераційний характер. Витрати, які додатково виникають при розв’язанні задачі ВСО, можуть бути означені як вартість системних обмежень.

Укладення двосторонніх договорів та у сегменті РДН завершується за добу до постачання електроенергії із урахуванням прогнозу попиту на електроенергію за добу до його виникнення. При цьому в операційну добу можливі зміни у прогнозах навантаження ОЕС України. Задача контролю балансу виробництва та споживання електроенергії (КБЕ) з урахуванням уточненого короткострокового прогнозу попиту у сегменті БР розв’язується аналогічно задачі ВСО. Якщо уточнений короткостроковий прогноз визначає менше значення навантаження, то ОСП

використовує пропозиції з розвантаження енергоагрегатів для зменшення сумарного виробництва електроенергії. Якщо уточнений короткостроковий прогноз визначає більше значення навантаження, то ОСП використовує пропозиції із завантаження енергоагрегатів для збільшення сумарного виробництва електроенергії. У випадку суттєвих відхилень у добовому та погодинному прогнозах навантаження виникає потреба додаткового рішення задачі ВСО. Тому задачі ВСО та КБЕ можуть розв'язуватись послідовно в межах ітераційного процесу. Додаткові витрати, які виникають при рішенні задачі КБЕ, означаються як вартість неточного прогнозу навантаження і можуть використовуватись як індикативне значення при впровадженні тарифів для енергопостачальних організацій, що стимулюють до поліпшення якості прогнозів навантаження в ОЕС України [28].

Після реалізації запланованого режиму на БР розв'язується задача врегулювання небалансів електроенергії (ВНЕ). На цьому етапі уточнюються значення додаткових витрат, які виникли при розв'язанні задач ВСО та ВНЕ. Розраховані значення цих витрат є додатковими складовими вартості електроенергії, а також складовими, що використовуються при визначенні платежів у розрахунках між Оператором системи передачі та іншими учасниками БР.

Потреба у функції врегулювання системних обмежень механізмами БР виникає у наступні часові зрізи:

- за добу до постачання електроенергії (Д–1) для коригування сформованих за результатами торгів у сегменті у сегменті РДН добових графіків завантаження енергоагрегатів електростанцій з метою дотримання операційної безпеки режиму ОЕС України з огляду на системні обмеження;

- у добу постачання (Д) для коригування оновлених за результатами торгів на внутрішньодобовому ринку електроенергії графіків завантаження енергоагрегатів електростанцій з метою перевірки умов дотримання операційної безпеки режиму ОЕС України з огляду на системні обмеження;

– у добу постачання (Д) після системних аварій (аварійні вимкнення магістральних ліній електропередавання чи крупних енергоблоків електростанцій), що призвели до суттєвих змін у вимогах до дотримання системних обмежень на виробництво, транспортування і розподіл електроенергії в ОЕС України;

– за годину до постачання ($\Gamma - 1$) для коригування оновлених за результатами рішення задачі врегулювання небалансів між виробництвом та споживанням електроенергії на БР з метою перевірки умов дотримання операційної безпеки режиму ОЕС України з огляду на системні обмеження.

Загальні часові ознаки функцій БР наведені в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1

Часові ознаки реалізації основних функцій БР

Функція БР	Часовий проміжок		
	За добу наперед ($\Delta - 1$)	У добу постачання (Δ), ($\Gamma - 1$)	Після постачання ($\Delta + n$)
Врегулювання системних обмежень	Так	Так	
Контроль небалансів електроенергії		Так	
Фінансове врегулювання небалансів			Так

За результатами роботи БР за відповідну добу Адміністратор розрахунків розраховує на основі даних ОСП та Адміністратора комерційного обліку: платежі оператора системи передачі та постачальників послуг з балансування за електричну енергію, ціни небалансу електричної енергії, а також обсяги небалансів електричної енергії учасників ринку і відповідні платежі за них та виставляє відповідні рахунки у порядку, визначеному правилами ринку.

На конкурентному ринку електричної енергії України передбачена індивідуальна відповідальність учасників ринку за відхилення фактичних балансів між виробництвом і споживанням електроенергії визначених ринковими угодами значень. Потреба у запровадженні відповідальності за спричинені небаланси на ринку електричної енергії зумовлюється стратегією перерозподілу витрат із балансування виробництва, передачі та споживання електричної енергії в енергосистемі між учасниками ринку відповідно до їх впливу на ці витрати.

На відміну від РДН та ВДР, функції БР використовують процедури балансування попиту та пропозиції з метою узгодження балансу між виробництвом та споживанням електроенергії виходячи з доступних виробничих потужностей та наявних технологічних обмежень [66, 67]. Тому функції моделювання БР призначені для розв'язання наступних основних задач:

- приведення балансу між виробництвом та споживанням електроенергії у відповідність до наявних технологічних обмежень в частинах виробництва, передачі та розподілу електроенергії (узгодження системних обмежень);
- коригування балансу між виробництвом та споживанням електроенергії для компенсації відхилень між прогнозованими значеннями графіку навантаження за різні періоди прогнозу, а також відхилень між прогнозованими та фактичними значеннями графіку навантаження (узгодження небалансів).

Основою для формування такого балансу є оновлене прогнозоване або фактичне (в залежності від постановки задачі моделювання) значення навантаження ОЕС України. Сукупні обсяги виробництва електроенергії розраховуються як сума значень завантаження енергоагрегатів електростанцій на розрахунковий період часу. Додатковою складовою балансу виробництва/споживання електроенергії у зоні регулювання є алгебраїчна сума обсягів імпорту/експорту електроенергії до інших зон регулювання.

Небаланси електричної енергії виникають внаслідок:

– неможливості передбачити на електростанціях аварійні та позаштатні ситуації, які унеможливають реалізацію укладених договорів з виробництва електроенергії (зменшення фактичних обсягів генерації електроенергії);

– неможливості передбачити на електростанціях позаштатні ситуації, які призводять до інших обсягів електроспоживання власних потреб (інші фактичні обсяги електроспоживання власних потреб станції);

– неможливості передбачити в електричних мережах аварійні та позаштатні ситуації, які призводять до потреби в реалізації інших схем електропостачання (інші втрати електроенергії) та аварійного вимкнення споживачів (зменшення обсягів фактичного електроспоживання);

- проблематичності точно спрогнозувати графіки навантаження споживачів (інші фактичні обсяги електроспоживання та інші фактичні втрати електроенергії в електричних мережах).

Для врегулювання небалансів надаються пропозиції щодо послуг балансування:

– **послуга завантаження:**

- виробник готовий виробити додатково до сформованого графіка визначений обсяг електроенергії за окрему плату (зазвичай з більшою, ніж на РДН, ціною);
- споживач готовий зменшити обсяг електроспоживання у порівнянні із запланованим значенням;

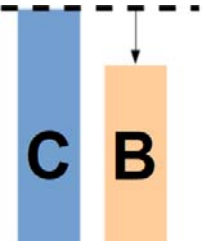
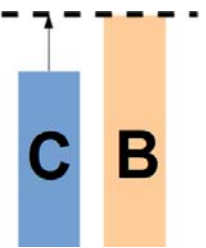
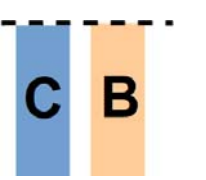
– **послуга розвантаження:**

- виробник готовий зменшити у порівнянні із сформованим графіком обсяг виробництва електроенергії з компенсацією недоотриманого прибутку (зазвичай з меншою, ніж на РДН, ціною)
- споживач готовий зменшити обсяг електроспоживання у порівнянні із запланованим значенням;

Основні види реакції ОСП на небаланси в енергосистемі зведені до таблиці 8.2.

Таблиця 8.2

Основні види реакції ОСП на прогнозовані небаланси в енергосистемі

	<u>Характер небалансу:</u> Фактичні Споживання > Виробництво (у порівнянні із договорами купівлі/продажу) <u>Ресурси балансування:</u> – збільшення обсягів виробництва (послуга завантаження) – зменшення обсягів споживання
	<u>Характер небалансу:</u> Фактичні Споживання < Виробництво (у порівнянні із договорами купівлі/продажу) <u>Ресурси балансування:</u> – зменшення обсягів виробництва (послуга розвантаження) – збільшення обсягів споживання
	Споживання = Виробництво – теоретично при різних дослідженнях – фактично в межах порогу чутливості систем регулювання <u>Дії з регулювання не потрібні</u>

Якщо у зоні регулювання утворюється дисбаланс із профіцитом виробництва електроенергії, то визначаються ресурси для розвантаження енергоагрегатів електростанцій. Такими ресурсами є обсяги завантаження виробничих потужностей електростанцій за графіками, сформованими в інших сегментах ринку електроенергії. При цьому постановкою задачі моделювання ринку електроенергії можуть визначатись обсяги завантаження енергоагрегатів, які не підлягають розвантаженню, наприклад обсяги санітарного стоку гребельних ГЕС. Такі обсяги не враховуються при розв'язанні задачі зменшення надлишків виробництва електроенергії. Якщо доступні для розвантаження обсяги виробництва електроенергії на електростанціях відсутні, то процес формування балансу припиняється і формується інформаційне повідомлення про дисбаланс у зоні регулювання за розрахунковий період часу із зазначенням обсягів такого дисбалансу.

Доступні для розвантаження обсяги виробничих потужностей та відповідні цінові показники використовуються для формування ранжиру виробничих потужностей [28, 66, 67]. Сформований ранжир та обсяги дисбалансу виробництва/споживання електроенергії використовуються для моделювання функцій одностороннього аукціону. Обсяги виробництва електроенергії, визначені за результатами моделювання аукціону, вилучаються з графіків завантаження відповідних енергоагрегатів, а обсяги компенсацій за розвантаження означаються як складові вартості мережових обмежень у тарифі оператора системи передачі.

За наявності у складі ранжиру на розвантаження неподільних цінових заявок (наприклад, обсяги мінімально стійкого навантаження енергоблоків електростанцій), за результатами моделювання функцій одностороннього аукціону можливе отримання рішення, за якого дисбаланс виробництва і споживання електроенергії залишиться ненульовим. У цьому випадку вибрані на аукціоні неподільні цінові заявки на розвантаження вилучаються з подальшого розгляду, а процес формування балансу виробництва/споживання електроенергії у зоні регулювання повторюється циклічно.

Аналогічно розв'язується задача усунення дисбалансу виробництва/споживання електроенергії у зоні регулювання за дефіциту обсягів виробництва. До ранжиру цінових заявок на завантаження входять обсяги виробничих потужностей, які залишилися не викупленими за результатами функціонування інших сегментів ринку електроенергії України за виключення резервів, виділених під потреби регулювання режимів ОЕС України. Якщо доступні для завантаження обсяги виробництва електроенергії на електростанціях відсутні, то процес формування балансу припиняється і формується інформаційне повідомлення про дисбаланс у зоні регулювання за розрахунковий період часу із зазначенням обсягів такого дисбалансу.

Балансуючі групи на ринку електричної енергії України

В умовах функціонування конкурентного ринку електричної енергії України його учасники отримали нові можливості щодо самостійної участі на ринку та пошуку агентів для створення нових віртуальних об'єднань учасників ринку задля зменшення власних небалансів та оптимізації вартості електричної енергії.

Слід відзначити, що дрібним споживачам і виробникам важко потрапляти і брати участь в окремих сегментах ринку, враховуючи складність балансування їх графіків навантаження. Для вирішення цієї задачі в європейських країнах використовується підхід консолідації дрібних споживачів і невеликих виробників в баланснуючі групи. Фактично такі баланшуючі групи – це віртуальні групи виробників, споживачів та постачальників електричної енергії, в яких обсяги купівлі-продажу електроенергії є збалансованими.

Концепція баланшуючої групи є основою, на якій працюють більшість лібералізованих енергетичних ринків у більшості держав-членів ЄС. Враховуючи світовий досвід, можна стверджувати, що впровадження баланшуючих груп, насамперед, спрямоване на вирішення таких задач:

- забезпечення балансу електроенергії в межах баланшуючої групи;
- використання балансувальної енергії для покриття різниці між фактичними і передбачуваними обсягами електроенергії в мережі;
- створення системи фінансового врегулювання з питань використання баланшуючої енергії та надання аналогічних послуг;
- покращення інтеграції ВДЕ в енергосистему;
- зниження вартості електричної енергії для споживачів, що входять до баланшуючої групи.

Основні типи комерційних баланшуючих груп на баланшуючому ринку ЄС є наступними:

- торгові баланшуючі групи;
- баланшуючі групи постачальників (для обслуговування споживачів);

- комбіновані балансуючі групи (для торгівлі і обслуговування споживачів).

Балансуючі групи також можуть бути використані для інших цілей, і в деяких країнах ЄС вони називаються «особливі» балансуючі групи:

- балансуючі групи для балансування втрат в мережі;
- балансуючі групи «зеленої енергії»;
- балансуючі групи для енергетичного обміну;
- когенераційна балансуюча група;
- балансуючі групи для організації компенсаційних програм.

У деяких країнах участь в балансуючих групах є обов'язкова і кожен учасник ринку (споживач, виробник, постачальник і трейдер) має бути членом балансуючої групи, яка зареєстрована в певній області керування.

Згідно діючих сьогодні в Україні правил функціонування ринку електричної енергії з метою зменшення власних небалансів на ринку електричної енергії учасники ринку можуть об'єднуватися у балансуючі групи.

Балансуюча група – об'єднання учасників ринку, що створюється на підставі договору про створення балансуючої групи, у межах якого визначений договором учасник ринку, який входить до такого об'єднання, несе відповідальність за баланс електричної енергії всіх інших учасників ринку, що входять до такого об'єднання [5, 6].

Для входження до балансуючої групи необхідно отримати статус учаснику оптового ринку, а далі створити нову або долучитись до діючої балансуючої групи.

До загальних переваг входження до балансуючої групи відносяться наступні:

1. Зниження ціни за рахунок надбавок постачальника.
2. Прозоре ціноутворення (в тому числі оплата небалансів).
3. Можливість зниження середньозваженої вартості за рахунок оптимізації купівлі на різних сегментах ринку.

До недоліків роботи у балансуючій групі можна віднести:

1. Ускладнення структури договорів.
2. Необхідність в кваліфікованому персоналі для виконання розрахунків із іншими учасниками групи
3. Недоступність розстрочки при оплаті електричної енергії, купленої на організованих сегментах ринку (РДН, ВДР), але можлива при укладанні прямих договорів (РДД).
4. Відсторонення від торгів при порушенні Правил ринку.

Інтерпретація ефекту від участі в балансуючій групі у вартості погодинних небалансів відображено на рисунку 8.3.

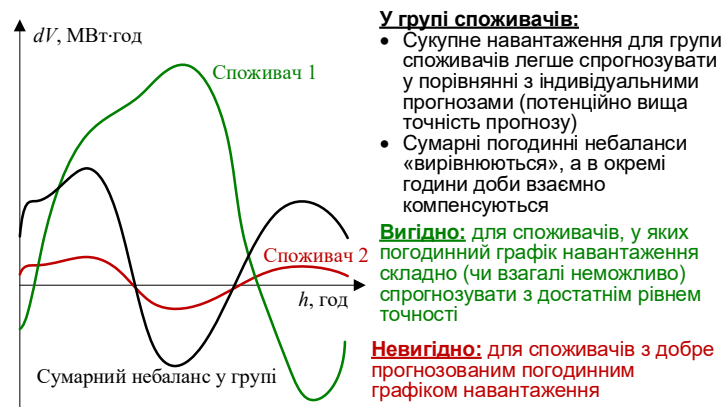


Рисунок 8.3 – Доцільність участі у балансуючій групі

Слід зазначити, що додатково слід оцінювати не тільки небаланси електроенергії на балансуючому ринку, але також і вартість електроенергії для сумарного графіка на балансуючій групі в інших сегментах ринку [68, 69], зокрема РДН.

Інтерпретація ефекту від участі в балансуючій групі у вартості добового графіка електроспоживання наведено на рисунку 8.4.

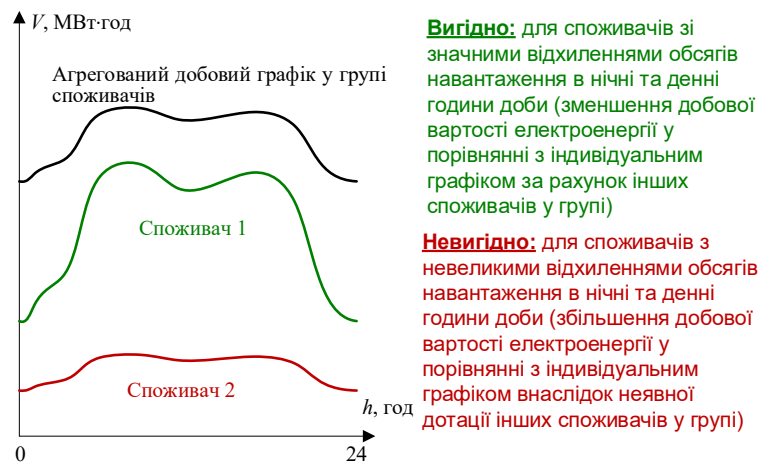


Рисунок 8.4 – Ефект балансуєної групи у вартості добового графіка електроспоживання

Питання для самоперевірки.

1. Які учасники ринку електричної енергії мають право надавати Оператору системи передачі послуги з балансування електричної енергії?
2. Умови надання команди на зменшення навантаження виробникам, яким встановлено "зелений" тариф та особливості фінансових розрахунків за виконання таких команд.
3. Послідовність розв'язання основних задач балансуєного ринку.
4. Задача врегулювання системних обмежень в ОЕС України механізмами балансуєного ринку та особливості її розв'язання.
5. Задача контролю балансу між виробництвом та споживанням електроенергії в ОЕС України механізмами балансуєного ринку та особливості її розв'язання.
6. Задача фінансового врегулювання небалансів електроенергії в ОЕС України за результатами регулювання та особливості її розв'язання.
7. Причини виникнення небалансів електричної енергії.
8. Класифікація послуг балансування та основні види реакції Оператора системи передачі на прогнозовані небаланси.
9. Цілі створення та задачі, розв'язувані балансуєними групами.
10. Переваги та недоліки участі у балансуєній групі.

Тема 9. Ціноутворення на балансуєчому ринку та розрахунок вартості небалансів

Для рішення задач зведення балансу між виробництвом та споживанням електроенергії на короткий період часу (кілька годин) механізмами БР застосовується математична модель одностороннього аукціону. Для вибору цінових заявок з метою зведення такого балансу використовується функція максимізації добробуту учасників ринку електроенергії [28]:

$$\max \left\{ - \sum_j^J (c_{g_j} \cdot V_{g_j}) \right\} = \min \left\{ \sum_j^J (c_{g_j} \cdot V_{g_j}) \right\}, \sum_j^J V_{g_j} = V_{\Sigma \text{сп}},$$

де: $(c_{g_j} \cdot V_{g_j})$ – j -та прийнята на аукціоні цінова пропозиція виробника електроенергії, в якій зазначені ціна c_{g_j} (€/МВт·год) та обсяг V_{g_j} (МВт·год) пропозиції електроенергії; $V_{\Sigma \text{сп}}$ – сумарне значення споживання електроенергії, яке необхідно збалансувати.

Математична модель БР формується на основі погодинних аукціонів. При цьому для моделювання торгів на БР попередньо формуються два графіка пропозиції електроенергії: графік цінових заявок на розвантаження, та графік цінових заявок на завантаження (рисунок 9.1).

Прийняття цінових пропозицій на розвантаження призводить до зменшення обсягів виробництва електроенергії енергоблоками у порівнянні із графіками завантаження, сформованими в інших сегментах ринку електроенергії.

Як описано вище пропозиції на розвантаження використовуються у тих випадках, коли обсяги споживання електроенергії в ОЕС України чи в окремій зоні регулювання виявляється меншими за обсяги її виробництва. У цьому випадку, для відновлення балансу між виробництвом та споживанням електроенергії у сегменті БР здійснюється розвантаження окремих енергоагрегатів електростанцій [66, 67].

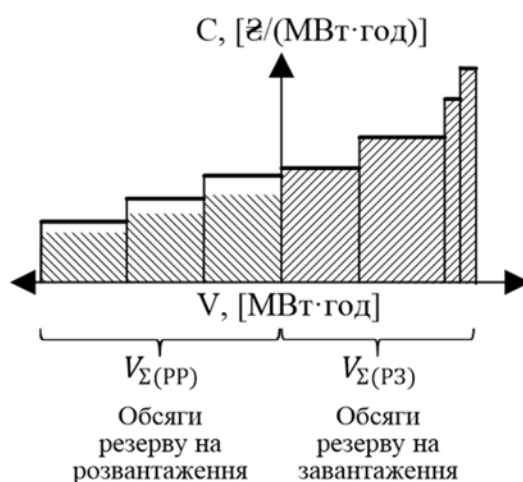
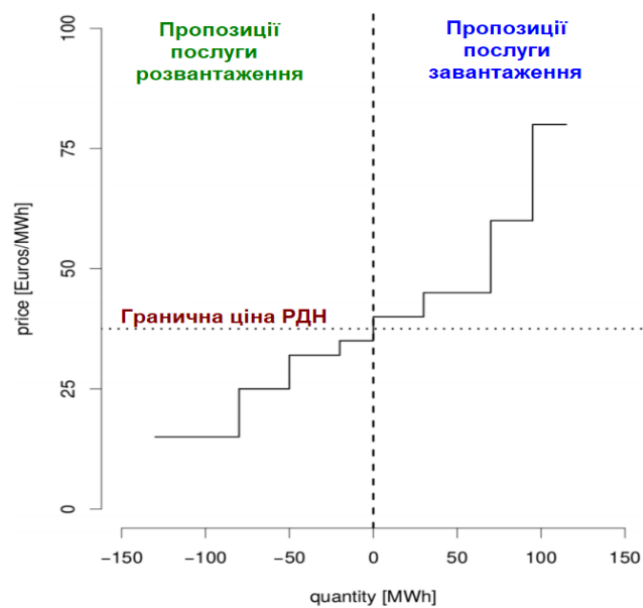


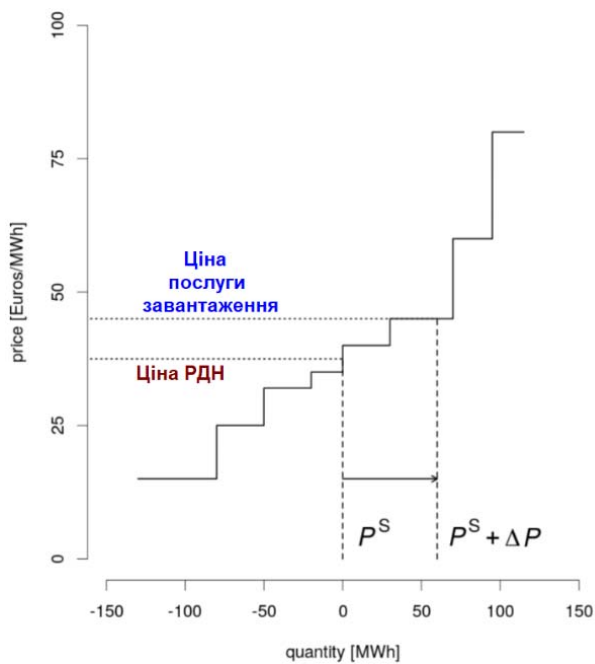
Рисунок 9.1 – Єдиний ранжир пропозицій на розвантаження та завантаження

Вибір енергоагрегатів для розвантаження здійснюється починаючи з найдорожчих доти, доки не буде досягнуто баланс між виробництвом та споживанням електроенергії. Вище наведений процес відповідає моделюванню одностороннього аукціону, де попит визначається графіком цінових заявок на розвантаження, а лінія нееластичної пропозиції визначає обсяги дисбалансу між виробництвом та споживанням електроенергії.

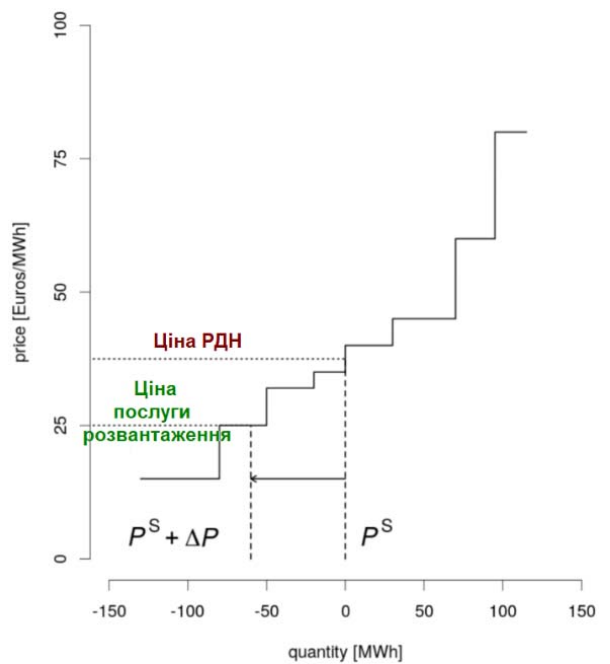
Вибір цінових заявок на завантаження відповідає моделюванню одностороннього аукціону, де пропозиція визначається графіком на завантаження, а нееластичний попит – обсягами дисбалансу споживання електроенергії. Правила ціноутворення при цьому аналогічні ціноутворенню на «ринку на добу наперед». Енергоагрегати, для яких вартість електроенергії розраховується за регульованими тарифами, враховуються у загальній вартості електроенергії відповідно до цих тарифів. Для енергоагрегатів, відбір яких здійснюється на конкурентній основі, визначається єдина гранична ціна у точці перетину графіка цінових заявок на завантаження та лінії обсягів дисбалансу. Цей принцип може бути змінено у разі прийняття рішення щодо оплати учасникам БР за завантаження блоків електростанцій по заявленій у цінній пропозиції ціні. Результати ранжиру пропозиції послуг з балансування наведено на рисунку 9.2.



а)



б)



в)

(а – загальний графік пропозиції на послуги з балансування, б – графік пропозиції на послуги з завантаження, в – графік пропозиції на послуги з розвантаження)

Рисунок 9.2 – Графіки пропозицій на послуги балансування

Логіка нарахувань на допущені небаланси полягає в наступному:

1. Учасник, який допустив негативний небаланс (дефіцит виробництва електроенергії), умовно купує додатковий обсяг електроенергії (обсяг допущеного небалансу) за ціною БР (завантаження). В результаті купується додатковий обсяг електроенергії за ціною РДН та формується штрафний платіж на цей обсяг за ціною, розрахованою як різниця цін БР і РДН.

2. Учасник, який допустив позитивний небаланс (профіцит виробництва електроенергії), умовно продає не спожитий обсяг електроенергії (обсяг допущеного небалансу) за ціною БР (розвантаження). В результаті продається не спожитий обсяг електроенергії за ціною РДН та формується штрафний платіж на цей обсяг за ціною, розрахованою як різниця цін БР і РДН.

Загальні принципи визначення маржинальної ціни балансуючої електричної енергії згідно діючих правил ринку в Україні

Відповідно до пункту 4.19.1 глави 4.19 розділу IV «Правил ринку» балансуючий ринок генерує основані на одиниці реального часу (ОРЧ) диспетчерські команди для одиниць постачання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуючу електричну енергію, включаючи активацію балансуючої електричної енергії в реальному часі одиницями постачання послуг з балансування відповідно до їх остаточних повідомлень про фізичний відбір/відпуск (у МВт·год за розрахунковий період) [6].

Маржинальні ціни балансуючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ як [6]:

1) найбільша ціна пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження, що активується, за наявності дефіциту в зоні системи, тобто коли сума електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансуючу електричну енергію на збільшення виробництва (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні більше суми електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансуючу електричну енергію на зменшення виробництва (або для збільшення

відбору електричної енергії) в цій же зоні. Ця ціна є маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження;

2) найменша ціна пропозиції на балансууючу електричну енергію на розвантаження, що активується, за наявності профіциту в зоні системи, тобто коли сума електричної енергії прийнятих пропозицій на балансууючу електричну енергію на збільшення виробництва (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні менше суми електричної енергії прийнятих пропозицій на балансууючу електричну енергію на зменшення виробництва (або для збільшення відбору електричної енергії) в цій же зоні. Ця ціна є маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження;

3) якщо система в зоні не перебуває ані в дефіциті, ані в профіциті, тобто коли сума кількості електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансууючу електричну енергію на збільшення виробництва (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні дорівнює сумі електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансууючу електричну енергію на зменшення виробництва (або для збільшення відбору електричної енергії) в цій же зоні, або якщо всі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію позначені як такі, що вирішують обмеження системи в зоні, тоді маржинальна ціна балансуючої електричної енергії цієї ОРЧ буде обчислюватись на основі ціни РДН визначеної за результатом торгів на цей розрахунковий період, або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись - на основі від середньозваженого значення ціни РДН за попередні 30 днів.

У кожній зоні ціна небалансу для врегулювання небалансів (у грн/МВт·год) за кожен розрахунковий період визначається за формулою [6].

$$IMSP_{z,t} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (\sum_{e \in z} (ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up} + \sum_{e \in z} (ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} (\sum_{e \in z} (ABE_{e,z,rtu}^{up}) + \sum_{e \in z} (ABE_{e,z,rtu}^{dn}))} \right|,$$

де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$

- активована балансуюча електрична енергія на завантаження одиниці постачання послуг з балансування e в зоні z для ОРЧ rtu , МВт·год, що розраховується за формулою:

$$ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$$

де $AB_{e,z,rtu}^{up}$

- активовані із ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку пропозиції на балансуючу енергію на завантаження одиниці постачання послуг з балансування e в зоні z для ОРЧ rtu ;

$ABE_{e,z,rtu}^{dn}$

- активована балансуюча електрична енергія на розвантаження одиниці постачання послуг з балансування e в зоні z для ОРЧ rtu , МВт·год, що розраховується за формулою

$$ABE_{e,z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$$

де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$

- активовані із ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку пропозиції на балансуючу енергію на розвантаження одиниці постачання послуг з балансування e в зоні z для ОРЧ rtu ;

$MP_{z,rtu}^{up}$ грн/МВт·год

- маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z на балансуючому ринку реального часу за ОРЧ rtu , грн/МВт·год;

$MP_{z,rtu}^{dn}$

- маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z на балансуючому ринку реального часу за ОРЧ rtu , грн/МВт·год.

Оплата балансуючої електричної енергії

У кожній зоні i для кожної одиниці постачання послуг з балансування активована балансуюча електрична енергія на завантаження за кожен розрахунковий період дорівнює сумі активованої балансуючої електричної енергії на завантаження за вирахуванням активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожен ОРЧ протягом указанного розрахункового періоду в зоні.

Якщо сума позитивна, це означає, що кількість активованої балансууючої електричної енергії на завантаження більша ніж кількість активованої балансууючої електричної енергії на розвантаження протягом розрахункового періоду в зоні.

У кожній зоні і для кожної одиниці постачання послуг з балансування активована балансууюча електрична енергія на розвантаження за кожен розрахунковий період дорівнює сумі активованої балансууючої електричної енергії на розвантаження за вирахуванням активованої балансууючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ протягом указанного розрахункового періоду в зоні. Якщо сума позитивна, це означає, що кількість активованої балансууючої електричної енергії на розвантаження більша ніж кількість активованої балансууючої електричної енергії на завантаження протягом розрахункового періоду в зоні.

Усереднена диспетчерська команда одиниці постачання послуг з балансування е для розрахункового періоду t у зоні z обчислюється за формулою

$$INST_{e,z,t} = FPQ_{e,z,t} + SBE_{e,z,t}^{up} - SBE_{e,z,t}^{dn} = \begin{cases} FPQ_{e,z,t} + SBE_{e,z,t}^{up}, & \text{якщо } SBE_{e,z,t}^{up} > 0 \\ FPQ_{e,z,t} - SBE_{e,z,t}^{dn}, & \text{якщо } SBE_{e,z,t}^{dn} > 0 \\ FPQ_{e,z,t}, & \text{якщо } SBE_{e,z,t}^{up} = SBE_{e,z,t}^{dn}, \end{cases}$$

- де $FPQ_{e,z,t}$ - обсяг остаточного повідомлення про фізичний відбір/відпуск одиниці постачання послуг з балансування е в зоні z для ОРЧ rtu , МВт·год.
- $SBE_{e,z,t}^{up}$ - активована балансууюча електрична енергія на завантаження одиниці постачання послуг з балансування для розрахункового періоду t в зоні z .
- $SBE_{e,z,t}^{dn}$ - активована балансууюча електрична енергія на розвантаження одиниці постачання послуг з балансування для розрахункового періоду t в зоні z

Обчислення небалансів електричної енергії

Розрахунки за небаланси електричної енергії включають обчислення небалансу електричної енергії шляхом проведення розрахунків для кожного торгового дня:

- 1) небалансів електричної енергії кожної сторони, відповідальна за баланс (СВБ) для кожного розрахункового періоду торгового дня;
- 2) кредиту та дебету за небаланси електричної енергії для кожної СВБ для кожного розрахункового періоду торгового дня.

Сторона, відповідальна за баланс (СВБ) – учасник ринку, зобов'язаний повідомляти та виконувати свої погодинні графіки електричної енергії (та/або балансуючої групи) відповідно до обсягів купленої та/або проданої електричної енергії та фінансово відповідальний перед оператором системи передачі за свої небаланси (та/або небаланси балансуючої групи) [5, 6]

Дані розрахунків за небаланси електричної енергії складаються із законтракованих обсягів купівлі-продажу електричної енергії, графіків відпуску/відбору, диспетчерських команд балансуючого ринку, цін небалансу електричної енергії і сертифікованих даних комерційного обліку.

У кожній зоні небаланс електричної енергії кожної СВБ обчислюється з урахуванням балансуючої електричної енергії, поставленої (та оплаченої) будь-якою одиницею постачання послуг з балансування учасника ринку з групи цієї СВБ.

Небаланс електричної енергії СВБ b для розрахункового періоду t у зоні z обчислюється за формулою [6]:

$$IEQ_{b,z,t} = \sum_{e \in b} (FPQ_{e,z,t} - INST_{e,z,t}) + MR_{b,z,t} - NP_{b,z,t} ,$$

де $NP_{b,z,t}$ - сальдована позиція СВБ b для розрахункового періоду t у зоні z , яка розраховується за формулою

$$NP_{b,z,t} = \sum_{mp \in b} TPSS_{mp,z,t} + \sum_{p \in b} TPSB_{mp,z,t} ,$$

де $TPSS_{mp,z,t}$ - сумарний обсяг (позитивне значення) проданої електричної енергії учасником ринку mp , що належить СВБ b , по кожному

розрахунковому періоду t у зоні z відповідно до законтракованих обсягів продажу на РДД та/або РНД, та/або ВДР;

$TPSB_{mp,z,t}$ - сумарний обсяг (негативне значення) купленої електричної енергії учасником ринку mp , що належить СВБ b по кожному розрахунковому періоду t у зоні z відповідно до законтракованих обсягів купівлі на РДД та/або РНД, та/або ВДР;

$MP_{b,z,t}$ - виміряна позиція СВБ b для розрахункового періоду t у зоні z , яка розраховується за формулою

$$MP_{b,z,t} = \sum_{u \in b} MDQ_{u,z,t} + \sum_{p \in b} MOQ_{p,z,t},$$

де $MDQ_{u,z,t}$ - сертифіковані дані комерційного обліку відпуску (позитивне значення) одиниці u , що належить балансуєчій групі СВБ, для розрахункового періоду t у зоні z ;

$MOQ_{p,z,t}$ - сертифіковані дані комерційного обліку відбору (негативне значення) представника навантаження p , який входить до балансуєчій групи СВБ, для розрахункового періоду t у зоні z .

Відповідно для окремої години доби обсяг небалансу учасника ринку (сторони відповідальної за баланс, СВБ), який сам відповідає за дотримання заявленого графіку та **не є постачальником послуг з балансування** може розраховуватися за формулою:

$$IEQ_{t,d,z} = MP_{t,d,z} - NP_{t,d,z},$$

де $MP_{t,d,z}$ - сальдований фактичний обсяг споживання/відпуску в торговій зоні z для години t доби d , МВт·год;

$NP_{t,d,z}$ - сальдований заявлений обсяг споживання/відпуску в торговій зоні z для години t доби d , МВт·год.

Вартість небалансів в годину t доби d розраховувалась за формулою:

$$CIEQ_{tdz} = \begin{cases} IEQ_{tdz} \cdot \min(PDAM_{tdz}, IMSP_{tdz}) \cdot (1 - K^{im}), & IEQ_{tdz} > 0 \\ IEQ_{tdz} \cdot \max(PDAM_{tdz}, IMSP_{tdz}) \cdot (1 + K^{im}), & IEQ_{tdz} < 0 \\ 0, & IEQ_{tdz} = 0 \end{cases}$$

де $PDAM_{tdz}$ – визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t доби d , грн/МВт·год;

$K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу.

Позитивне значення $CIEQb,z,t$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР) незалежно від напрямку небалансу електричної енергії системи.

Оператор системи передачі оприлюднює інформацію щодо роботи балансуючого ринку на своєму сайті. При цьому слід розрізняти два різні види статистичної інформації. Статистика результатів торгів на балансуючому ринку (рисунк 9.3) відображає приведені до розрахункової години результати (обсяг та гранична ціна) чотирьох аукціонів купівлі послуг балансування на завантаження та розвантаження. Така статистична інформація стосується вигоди постачальників послуг балансування.

		Обсяг балансуючої енергії, МВтг	Ціна балансуючої енергії, грн/МВтг	Обсяг балансуючої енергії, МВтг	Ціна балансуючої енергії, грн/МВтг
1					
2					
3		ОЕС України			
4		ВГОРУ		ВНИЗ	
5	01.09.2022	00:00 - 01:00	36,98	1 997,78	392,00
6		01:00 - 02:00	5,29	1 850,00	486,26
7		02:00 - 03:00	19,45	1 378,97	464,00
8		03:00 - 04:00	52,60	1 378,97	664,00
9		04:00 - 05:00	37,79	1 378,97	563,00
10		05:00 - 06:00	386,56	1 654,71	10,75
11		06:00 - 07:00	995,03	2 397,44	8,00
12		07:00 - 08:00	915,73	3 175,50	115,43
13		08:00 - 09:00	1 164,40	4 140,00	172,78
14		09:00 - 10:00	1 182,94	4 056,00	398,15
15		10:00 - 11:00	682,29	4 056,00	59,86
16		11:00 - 12:00	448,84	4 056,00	267,07
17		12:00 - 13:00	551,68	4 056,00	508,26
18		13:00 - 14:00	700,92	4 056,00	458,43
19		14:00 - 15:00	724,37	4 055,97	482,10
20		15:00 - 16:00	836,72	4 056,00	369,58
21		16:00 - 17:00	734,12	4 199,99	90,09
22		17:00 - 18:00	840,02	4 427,93	709,81
23		18:00 - 19:00	792,41	4 317,53	525,61
24		19:00 - 20:00	748,00	4 739,93	467,35
		20:00 - 21:00	569,06	4 739,93	60,02
					3 950,00

Рисунок 9.3 – Результати балансуючого ринку

Окремо ОСП подає статистичну інформацію щодо цін фактичних небалансів (рисунк 9.4). Така інформація сформована за результатами розрахунків по

наведеним вище формулам і стосується нарахувань на кожну розрахункову годину доби для учасників ринку за допущені ними фактичні позитивні чи негативні небаланси.

			Фактична ціна небалансу (грн/МВт*год) / Actual imbalance price, IMSP (UAH/MWh)	Ціна РДН (грн/МВт*год) / DAM price, PDAM (UAH/MWh)	Ціна платежу за позитивний небаланс (грн/МВт*год) / Positive imbalance payment price (UAH/MWh)	Ціна платежу за негативний небаланс (грн/МВт*год) / Negative imbalance payment price (UAH/MWh)
1						
2			ОЕС України / IPS of Ukraine			
3						
4		00:00 - 01:00	269,98	1 997,78	256,48	2 097,67
5		01:00 - 02:00	143,57	1 850,00	136,39	1 942,50
6		02:00 - 03:00	263,79	1 378,97	250,60	1 447,97
7		03:00 - 04:00	263,79	1 378,97	250,60	1 447,97
8		04:00 - 05:00	263,79	1 378,97	250,60	1 447,97
9		05:00 - 06:00	1 654,71	1 378,97	1 310,02	1 737,45
10		06:00 - 07:00	2 397,44	1 997,87	1 897,98	2 517,33
11		07:00 - 08:00	3 175,50	2 646,25	2 513,94	3 334,28
12		08:00 - 09:00	4 140,00	3 450,00	3 277,50	4 347,00
13		09:00 - 10:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
14		10:00 - 11:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
15	01.09.2022	11:00 - 12:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
16		12:00 - 13:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
17		13:00 - 14:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
18						

Рисунок 9.4 – Статистика фактичних цін небалансів

Питання для самоперевірки.

1. Математичний апарат розв'язання задачі вибору постачальників послуг балансування.
2. Принцип формування єдиного ранжиру послуг балансування.
3. Принципи проведення аукціонів та правила ціноутворення при виборі послуг балансування в частині завантаження генераторів електростанцій.
4. Принципи проведення аукціонів та правила ціноутворення при виборі послуг балансування в частині розвантаження генераторів електростанцій.
5. Логіка нарахувань вартості допущених учасниками ринку електричної енергії небалансів.
6. Загальні принципи визначення маржинальної ціни балансуючої електричної енергії.
7. Розрахунки платежів за активовану послугу балансування.
8. Розрахунки обсягів допущених небалансів на розрахункову годину доби.
9. Розрахунки вартості допущених небалансів на розрахункову годину доби.

Розділ 3

Роздрібний ринок електричної енергії України

Тема 10. Структура та учасники роздрібного ринку електричної енергії

Роздрібний ринок електричної енергії – система відносин, що виникають між споживачем електричної енергії та електропостачальником у процесі постачання електричної енергії, а також іншими учасниками ринку, які надають пов'язані з постачанням електричної енергії послуги [38].

Учасниками роздрібного ринку електричної енергії є:

- Електропостачальники;
- Оператор системи передачі;
- Оператори систем розподілу;
- Оператори малих систем розподілу;
- Споживачі (у тому числі основні споживачі та субспоживачі);
- Виробники електричної енергії (які підпадають під визначення розподіленої генерації).

Відповідно до Закону постачання електричної енергії є конкурентним видом діяльності та здійснюється електропостачальниками на підставі ліцензії на право провадження господарської діяльності з постачання електричної енергії споживачу, виданої НКРЕКП [5]. Відповідно до положень Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з постачання електричної енергії споживачу, затверджених постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1469, місцем провадження господарської діяльності з постачання електричної енергії споживачу є територія України, крім постачання універсальної послуги та постачання «останньої надії», для яких місцем провадження господарської діяльності є територія, яка визначається відповідно до положень Закону [5].

Споживачами за Законом визнаються фізичні особи, у тому числі фізичні особи-підприємці, або юридичні особи, що купують електричну енергію для власного споживання, зокрема [38]:

- (i) *побутові споживачі* - індивідуальні побутові споживачі (фізичні особи, які використовують електричну енергію для забезпечення власних побутових потреб, що не включають професійну та/або господарську діяльність) або колективні побутові споживачі (юридичні особи, створені шляхом об'єднання фізичних осіб - побутових споживачів, які розраховуються за електричну енергію за показами загального розрахункового засобу обліку в обсязі електричної енергії, спожитої для забезпечення власних побутових потреб таких фізичних осіб, що не включають професійну та/або господарську діяльність);
- (ii) *малі непобутові споживачі* - споживачі, які не є побутовими споживачами і купують електричну енергію для власного споживання, електроустановки яких приєднані до електричних мереж з договірною потужністю до 50 кВт;
- (iii) *непобутові споживачі* - фізичні особи-підприємці або юридичні особи, які купують електричну енергію, що не використовується ними для власного побутового споживання.

Одним із основних нововведень конкурентного ринку електроенергії в частині передачі і розподілу є розмежування функцій та пов'язаних з їх реалізацією витрат окремо на експлуатацію розподільних електричних мереж та постачання електроенергії кінцевим споживачам.

Як показано на рисунку 8.1, отримана від споживача плата за електроенергію направляється постачальником до виробників, операторів систем передачі і розподілу та давачам окремих системних послуг [28].

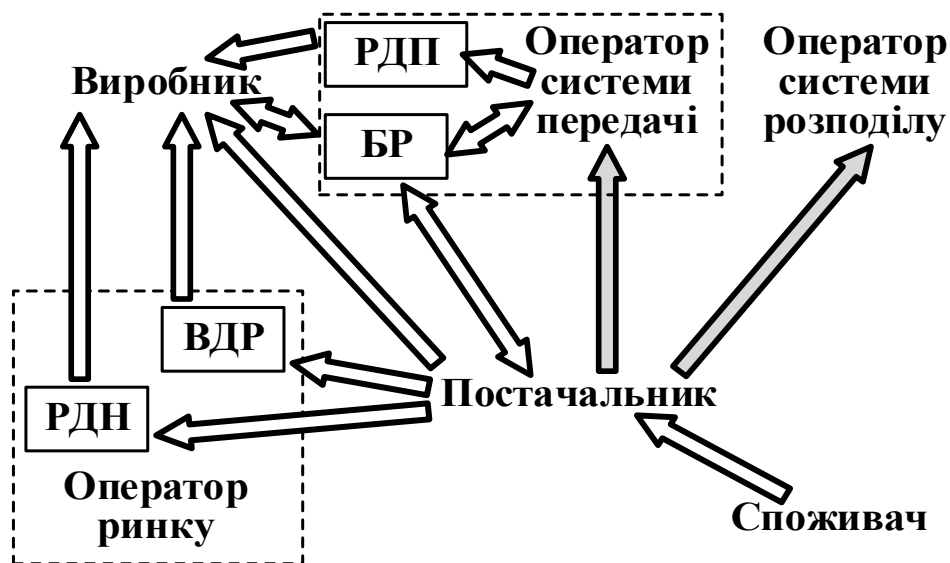


Рисунок 10.1 – Взаємодія електропостачальника на ринку електричної енергії

Згідно Правил роздрібного ринку електричної енергії [38] на роздрібному ринку електричної енергії споживання та використання електричної енергії для потреб електроустановки споживача здійснюється за умови забезпечення розподілу/передачі та продажу (постачання) електричної енергії на підставі договорів про розподіл/передачу, постачання електричної енергії, надання послуг комерційного обліку, які укладаються відповідно до Правил роздрібного ринку електричної енергії, Кодексу системи передачі, Кодексу систем розподілу та Кодексу комерційного обліку.

Зобов'язання постачання та продажу електроенергії споживачам покладено на постачальників електричної енергії, які в свою чергу поділяються на три типи, відповідно до категорій споживачів та умов постачання:

- Постачальник електричної енергії за вільними цінами;
- Постачальник універсальних послуг;
- Постачальник "останньої надії".

Формування кінцевих цін електропостачальниками, що здійснюють продаж електричної енергії споживачам, не підлягає регулюванню, крім випадків,

передбачених Законом щодо постачальника універсальних послуг та постачальника «останньої надії».

Законодавство України визначає перелік договорів, які електропостачальник укладає для повноцінної роботи на ринку. Такими договорами є:

З оператором системи передачі:

- договір про надання послуг з передачі електричної енергії;
- договір про врегулювання небалансів електричної енергії.

З оператором системи розподілу:

- договір електропостачальника про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.

З постачальником послуг комерційного обліку:

- договір про надання послуг комерційного обліку.

З учасниками ринку:

- договір про участь у балансуючій групі (не обов'язково);
- двосторонній договір купівлі-продажу електричної енергії.

З оператором ринку:

- договір про участь на ринку "на добу наперед" та внутрішньодобовому ринку;
- договір про купівлю-продаж електричної енергії на ринку "на добу наперед";
- договір про купівлю-продаж на внутрішньодобовому ринку.

Постачальник електричної енергії за вільними цінами є постачальником, який отримав відповідну ліцензію на постачання електричної енергії непобутовим споживачам за договором про постачання електричної енергії споживачу за визначеними у договорі правилами ціноутворення. Наразі постачальники електричної енергії за вільними цінами пропонують кілька типових комерційних пропозицій з різними умовами ціноутворення та порядку оплати споживачем за фактично поставлену електроенергію. При цьому зберігається можливість індивідуалізації окремих положень двостороннього договору за взаємною згодою постачальника і споживача та за умови дотримання чинного законодавства.

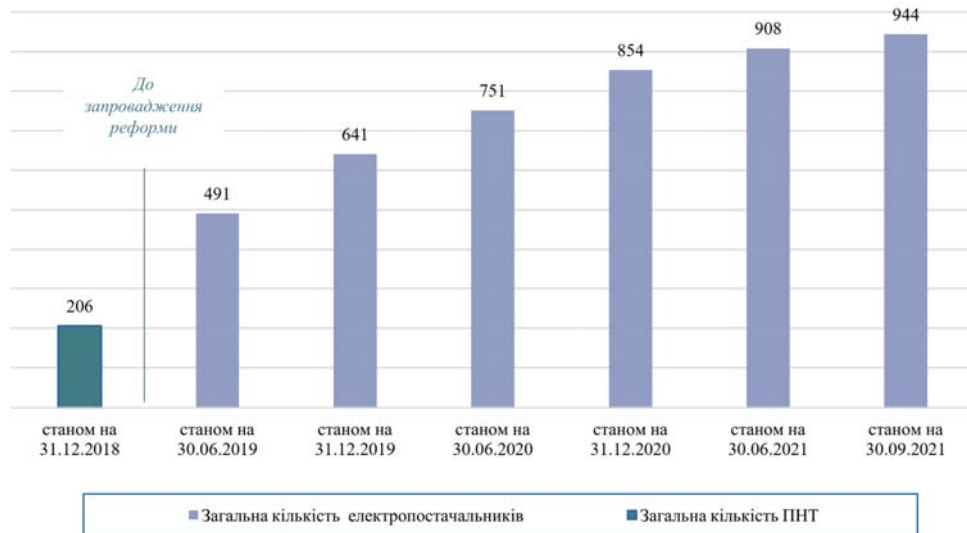
Постачальник провадить свою діяльність на організованих сегментах ринку, яка є визначеною та передбачена Законом, Правилами ринку та іншими нормативно-правовими актами, що регулюють функціонування ринку електричної енергії.

Постачання електричної енергії постачальником здійснюється на основі укладеного між суб'єктами договору про постачання електричної енергії, який електропостачальник розміщує у відкритому доступі на своїх офіційних веб-сайтах та на сайті Регулятора. Договір про постачання електричної енергії споживачу визначає умови продажу споживачу електричної енергії, як товарної продукції за ринковими цінами і визначає ціну та порядок розрахунку вартості електричної енергії, способи та терміни оплати за електроенергію, спосіб оплати послуг з розподілу електричної енергії та інші умови, передбачені Додатком 6 Правил роздрібного ринку електричної енергії.

Договір про постачання електричної енергії споживачу із обраним електропостачальником за вільними цінами укладається шляхом приєднання споживача до розробленого електропостачальником договору на умовах комерційної пропозиції, опублікованої електропостачальником, або за згодою сторін на інших умовах, відмінних від тих, які містяться в типових комерційних пропозиціях, оприлюднених на офіційному сайті електропостачальника.

Відмінність цього типу договору від інших типів договорів на постачання електричної енергії полягає в тому, що споживач та електропостачальник за домовленістю можуть будувати свої взаємовідносини шляхом доповнення і конкретизації змісту та умов договору, зміни окремих умов договору за взаємною згодою сторін, зокрема щодо вартості/ціни послуги, способу та порядку оплати, порядку обліку електричної енергії, порядку припинення та відновлення постачання електричної енергії тощо, на взаємовигідних умовах.

На рисунку 10.2 наведено динаміку кількості електропостачальників протягом 2019-2021 років, а на рисунку 10.3 – кількість електропостачальників на території ліцензованої діяльності ОСР.



(Джерело: НКРЕКП, <https://www.nerc.gov.ua/>)

Рисунок 10.2 – Кількість електропостачальників в Україні



(Джерело: НКРЕКП, <https://www.nerc.gov.ua/>)

Рисунок 10.3 – Розподіл зареєстрованих електропостачальників по регіонах України

Електропостачальник до укладення зі споживачем договору про постачання електричної енергії споживачу має надати інформацію про істотні умови договору та про наявний вибір комерційних пропозицій.

Споживач перед укладенням договору про постачання електричної енергії споживачу має ознайомитись з умовами постачання електричної енергії, правами та обов'язками, обрати відповідну комерційну пропозицію та зазначити її у заяві-приєднанні до умов договору. Обрана споживачем комерційна пропозиція є додатком до укладеного відповідним електропостачальником та споживачем договору [38].

Зміна або розірвання договору про постачання електричної енергії споживачу у зв'язку з істотною зміною обставин, якими сторони керувалися при його укладенні, здійснюється у порядку, визначеному законодавством України та цими Правилами.

Електропостачальник, який планує припинити господарську діяльність з постачання електричної енергії або неспроможний постачати електричну енергію, має повідомити про дату припинення постачання електричної енергії постачальника «останньої надії», споживачів, Регулятора, оператора системи передачі та оператора системи розподілу у порядку та терміни, визначені цими Правилами [38].

У разі зміни умов договору про постачання електричної енергії споживачу, у тому числі комерційної пропозиції, електропостачальник не пізніше ніж за 20 днів до їх застосування повідомляє про це споживача з урахуванням інформації про право споживача розірвати договір.

Електропостачальник може відмовити, якщо об'єкт споживача не відповідає критеріям, зазначеним в обраній комерційній пропозиції.

Якщо сторони дійдуть згоди на інших умовах, які не передбачені публічними комерційними пропозиціями відповідного електропостачальника, вони мають укласти договір у паперовій формі, зазначивши умови комерційної пропозиції.

Основні складові вартості електричної енергії, що формується на ринку електричної енергії для кінцевого споживача наведені на рисунку 10.4.



Рисунок 10.4 – Складові вартості електроенергії

У структурі вартості електроенергії виділяються три основні групи складових:

- вартість електроенергії на оптовому ринку;
- витрати на транспортування електроенергії кінцевому споживачу;
- вартість послуг постачальника електроенергії.

Учасники ринку, зокрема і постачальники, сплачують платежі за участь в організованих сегментах ринку електроенергії додатково до вартості електричної енергії, що формується на оптовому ринку.

Платежі за участь в організованих сегментах ринку електроенергії формуються з наступних складових:

- платіж учасника Оператору ринку за участь в сегментах РДН та ВДР;
- платіж учасника Оператору ринку за торгівлю електроенергією;
- платіж учасника Оператору системи передачі за диспетчеризацію.

Постачальники електроенергії враховують перші два платежі у складових витрат на діяльність у сегментах ринку електроенергії. При цьому вартість платежу за торгівлю електроенергією визначається як добуток відповідного тарифу на обсяги закупленої електроенергії. При розрахунках тарифів обидві вартісні складові приводяться до одиниці фактично спожитої електроенергії.

Платежі Оператору системи передачі за диспетчеризацію фактично здійснюють виробники електроенергії, Оператори систем розподілу, споживачі які підключені до мереж ОСП та учасники ринку, які здійснюють експорт/імпорт електроенергії, що відображаються у структурі їх собівартості.

Тариф Оператора системи передачі на диспетчерське управління має наступну структуру:

- витрати на послуги диспетчерського (оперативно-технологічного) управління;
- витрати на послуги адміністратора розрахунків;
- витрати на послуги адміністратора комерційного обліку;
- витрати на врегулювання системних обмежень;
- витрати на придбання допоміжних послуг.

Платежі за транспортування електроенергії формуються із наступних складових:

- тариф Оператору системи передачі за передачу електроенергії ;
- тариф Оператору системи розподілу за розподіл електроенергії.

Тариф на передачу електроенергії закладений до структури тарифу в усіх комерційних пропозиціях постачальників електроенергії.

Тариф на розподіл електроенергії визначає НКРЕ КП окремо для кожного Оператора системи розподілу.

При цьому з точки зору формування комерційних пропозицій для споживачів електричної енергії Постачальники електроенергії передбачають наступні варіанти врахування тарифу на розподіл електроенергії:

– відсутність цієї складової у структурі тарифу на постачання для тих споживачів, які самостійно розраховуються за послуги Оператора системи розподілу;

– наявність тарифу на розподіл електроенергії у структурі ціноутворення постачальника електроенергії, якщо останній здійснює розрахунки з Оператором системи розподілу.

Задача вибору Оператора системи розподілу пов'язується з розробкою системи електропостачання та фізичного підключення до електричних мереж. На рисунку 10.5 наведено приклад переліку операторів систем розподілу.



(Джерело: НКРЕКП, <https://www.nerc.gov.ua/>)

Рисунок 10.5 – Перелік операторів систем розподілу

Як правило в межах однієї географічної області України діє один ОСР за винятком випадків підключення споживачів суміжних областей України до електричних мереж ОСР певної області та ОСР «Укрзалізниця», яка здійснює розподіл електричної енергії в усіх регіонах України. Також існують окремі ОСР, що здійснюють розподіл електричної енергії спеціальним групам споживачів

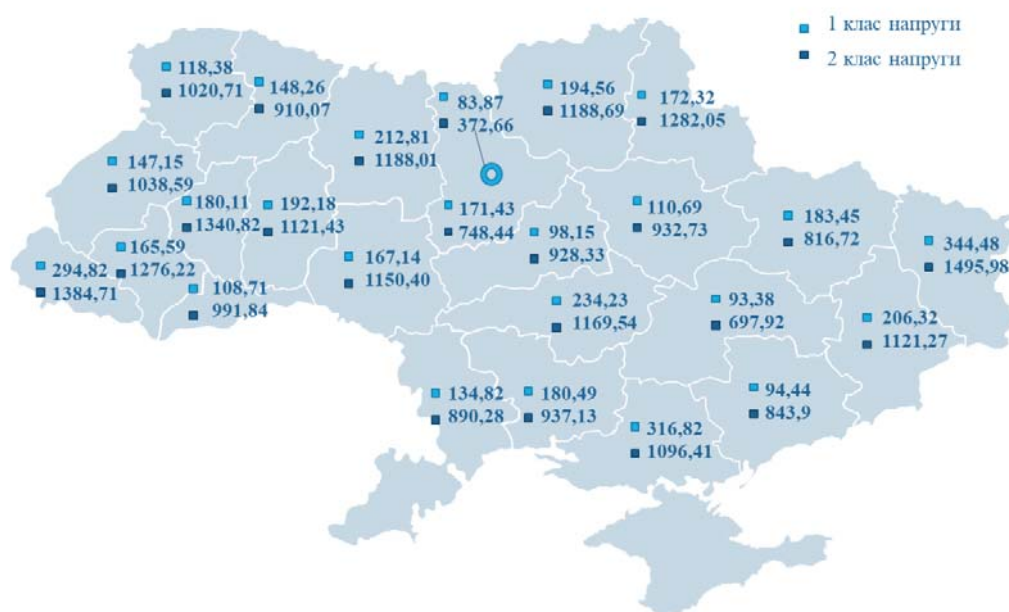
електричної енергії в окремих регіонах України. Перелік ОСР, що діють в Україні, та приклад тарифів на послуги з розподілу електричної енергії за класами напруги на 01 вересня 2020 року наведені в таблиці 10.1 та рисунку 10.6 (III квартал 2021 р.)

Вартість послуг постачальника електроенергії враховується у формулах ціноутворення окремих комерційних пропозицій у формі адитивної складової або множника до складових тарифу.

Таблиця 10.1

Тарифи на послуги з розподілу електричної енергії, що діють з 01 вересня 2020 року					
№	Енергорозподільчі компанії	Тарифи на послуги з розподілу електричної енергії		Регламентуючий документ: Постанова НКРЕКП	
		1 клас напруги, грн/МВт·год (без урахування податку на додану вартість)	2 клас напруги, грн/МВт·год (без урахування податку на додану вартість)	№	дата
1	АТ «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО»	146,59	898,70	1331	11.07.2020
2	ПРАТ «ВОЛИНЬОБЛЕНЕРГО»	101,17	754,07	1332	11.07.2020
3	АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	81,39	550,46	1333	11.07.2020
4	АТ «ДТЕК ДОНЕЦЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	185,14	943,21	1334	11.07.2020
5	АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»	172,04	893,42	1335	11.07.2020
6	ПРАТ «ЗАКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО»	223,71	971,01	1336	11.07.2020
7	ПАТ «ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО»	77,42	653,80	1337	11.07.2020
8	ПРАТ «ДТЕК КИЇВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	68,24	285,84	1338	11.07.2020
9	ПРАТ «КИЇВОБЛЕНЕРГО»	157,10	599,13	1339	11.07.2020
10	ПРАТ «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО»	205,68	879,04	1340	11.07.2020
11	ТОВ «ЛУГАНСЬКЕ ЕНЕРГЕТИЧНЕ ОБ'ЄДНАННЯ»	332,13	1 280,95	1361	11.07.2020
12	ПРАТ «ЛЬВІВІОБЛЕНЕРГО»	127,28	717,60	1341	11.07.2020
13	АТ «МИКОЛАЇВІОБЛЕНЕРГО»	138,56	769,70	1342	11.07.2020
14	АТ «ОДЕСАОБЛЕНЕРГО»	117,86	692,46	1343	11.07.2020
15	ПАТ «ПОЛТАВАОБЛЕНЕРГО»	103,52	829,90	1344	11.07.2020
16	АТ «ПРИКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО»	132,89	970,92	1527	07.08.2020
17	ПРАТ «РІВНЕОБЛЕНЕРГО»	153,82	694,35	1346	11.07.2020
18	АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО»	118,06	910,18	1347	11.07.2020
19	ВАТ «ТЕРНОПІЛЬОБЛЕНЕРГО»	146,17	894,31	1348	11.07.2020
20	АТ «ХАРКІВІОБЛЕНЕРГО»	154,83	609,07	1349	11.07.2020
21	АТ «ХЕРСОНІОБЛЕНЕРГО»	294,04	781,25	1350	11.07.2020
22	АТ «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО»	159,84	890,57	1351	11.07.2020
23	ПАТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО»	95,65	749,20	1352	11.07.2020
24	АТ «ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО»	98,86	763,99	1353	11.07.2020
25	АТ «ЧЕРНІГІВІОБЛЕНЕРГО»	177,75	941,99	1354	11.07.2020
26	ДПЕМ ПРАТ «АТОМСЕРВІС»	15,35	862,03	1355	11.07.2020
27	ДП «РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ»	86,55	298,48	1360	11.07.2020
28	ПРАТ «ДТЕК ПЕМ-ЕНЕРГОВУГІЛЛЯ»	70,53	603,38	1356	11.07.2020
29	ТОВ «ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ»	38,85	770,39	1357	11.07.2020
30	АТ «УКРЗАЛІЗНИЦЯ»	174,20	707,92	1358	11.07.2020
31	ПРАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	93,91	577,07	1359	11.07.2020

(Джерело: НКРЕКП, <https://www.nerc.gov.ua/>)



(Джерело: НКРЕКП, <https://www.nerc.gov.ua/>)

Рисунок 10.6 – Приклад тарифів на розподіл за класом напруги

Тарифи на передачу та розподіл електроенергії складають помітну долю у структурі ціни електроенергії для кінцевого споживача. Наприклад, для споживача 2-го класу напруги у вінницькій області сумарний тариф за доставку електроенергії на лютий 2020 року склав 1,065 $\text{€}/(\text{kВт}\cdot\text{год})$, що становить більше 40% від загальної ціни електроенергії за цей розрахунковий місяць. При цьому тарифи на розподіл електроенергії узгоджуються передусім із техніко-економічними характеристиками відповідних розподільних мереж і суттєво різняться по регіонам України, що унеможливорює безпосереднє порівняння фактичної вартості електроенергії для споживачів, підключених до різних систем розподілу.

Крім того, постачальники електроенергії пропонують моделі закупівлі електроенергії, в яких платежі за розподіл електроенергії здійснює або постачальник, або споживач, що відповідно відображається у розрахунках вартості 1 $\text{kВт}\cdot\text{год}$ електроенергії для споживача. Тому для узагальненого порівняння умов

комерційних пропозицій від різних постачальників електроенергії необхідно попередньо вилучати з розгляду складові вартості розподілу електроенергії.

У свою чергу, тариф Оператора системи передачі єдиний для всіх споживачів електроенергії і тому при порівнянні різних моделей закупівлі електроенергії сума платежу за передачу однакова для всіх моделей. Тому при порівнянні умов закупівлі електроенергії за різними моделями відсутній сенс враховувати цю складову вартості електроенергії, хоча її врахування не спотворюватиме результати порівняння.

Таким чином, при порівнянні моделей закупівлі електроенергії доцільно попередньо вилучати з розгляду складові вартості доставки.

Питання для самоперевірки.

1. Перелік учасників роздрібного ринку електричної енергії.
2. Основна класифікація споживачів електричної енергії.
3. Взаємодія електропостачальника з іншими учасниками ринку електричної енергії України.
4. Перелік договорів, які електропостачальник укладає для повноцінної роботи на ринку електричної енергії України.
5. Функціонування постачальника електричної енергії за вільними цінами.
6. Складові вартості електричної енергії для кінцевого споживача.
7. Доля платежів за послуги передачі та розподілу у вартості електричної енергії.
8. Особливості платежів за послуги Оператора системи передачі та операторів систем розподілу в Україні.
9. Принципи врахування платежів за послуги Оператора системи передачі та операторів систем розподілу в Україні при виборі постачальника електричної енергії.

Тема 11. Універсальні послуги та постачальник останньої надії

Постачальник універсальних послуг здійснює постачання електричної енергії на підставі договору про постачання електричної енергії постачальником універсальних послуг, який є публічним договором приєднання та зміст якого визначається постачальником універсальних послуг на основі Типового договору про постачання електричної енергії постачальником універсальних послуг (додаток 6 до Правил роздрібного ринку електричної енергії), та укладається в установленому Правилами порядку [38].

Універсальні послуги надаються постачальником таких послуг виключно побутовим та малим непобутовим споживачам. Постачальник універсальної послуги не може відмовити побутовому споживачу, малому непобутовому споживачу або іншому споживачу, який відповідно до законодавства має право на отримання універсальних послуг, електроустановки якого розташовані на території діяльності постачальника універсальної послуги, в укладенні такого договору за умови наявності у споживача чинного договору про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії [38].

Особливістю типу договору на постачання **універсальної послуги** є те, що сторони не можуть відступати від його змісту, але мають право конкретизувати його умови, які не суперечать законодавству.

Постачальник надає універсальні послуги за економічно обґрунтованими, прозорими та недискримінаційними цінами, що включають, зокрема, ціну купівлі електричної енергії на ринку електричної енергії, ціну (тариф) на послуги постачальника універсальних послуг, ціни (тарифи) на послуги оператора системи передачі, оператора системи розподілу та постачальника послуг комерційного обліку відповідно до укладених договорів про надання відповідних послуг.

З 1 січня 2021 р. претендувати на універсальну послугу можуть побутові та малі непобутові споживачі, електроустановки яких приєднані до електричних мереж з договірною потужністю до 50 кВт.

Згідно Порядку формування цін на універсальні послуги, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 05 жовтня 2018 року № 1177 Ціна на універсальні послуги для малих непобутових споживачів (споживачів 1-ї групи), приєднаних до системи розподілу, розраховувалась за формулою:

$$\mathcal{C}_{j1}^{\text{УП}} = \mathcal{C}_{\text{пр}}^{\text{Закуп}} + T^{\text{Пер}} + T_j^{\text{Р}} + T^{\text{УП}}, \text{ грн/МВт}\cdot\text{год},$$

де: j – клас напруги споживача;

$\mathcal{C}_{j1}^{\text{УП}}$ – ціна на універсальні послуги для малих непобутових споживачів (споживачів 1-ї групи), приєднаних до системи розподілу, грн/МВт·год;

$\mathcal{C}_{\text{пр}}^{\text{Закуп}}$ – прогнозована ціна закупівлі електричної енергії на ринках електричної енергії постачальником універсальних послуг для постачання малим непобутовим споживачам, грн/МВт·год;

$T^{\text{Пер}}$ – тариф на послуги з передачі електричної енергії, встановлений НКРЕКП, грн/МВт·год;

$T_j^{\text{Р}}$ – тариф на послуги з розподілу електричної енергії на j -тому класі напруги, встановлений НКРЕКП, грн/МВт·год;

$T^{\text{УП}}$ – тариф на послуги постачальника універсальних послуг, визначений за результатами проведення конкурсу з визначення постачальника універсальних послуг, або якщо конкурс з визначення постачальника універсальних послуг не відбувся, встановлений НКРЕКП, грн/МВт·год.

Згідно з перехідними положеннями Постанови НКРЕКП № 1177, прогнозована ціна закупівлі електричної енергії на ринках електричної енергії враховує відхилення величини сплати за куповану електричну енергію Постачальником універсальних послуг для малих непобутових споживачів.

Для розрахунку прогнозованої ціни електричної енергії використовуються ретроспективні дані про ціни електричної енергії на ринку «на добу наперед» у торговій зоні та відповідні обсяги електричної енергії, спожитої малими непобутовими споживачами постачальника універсальних послуг згідно постанови НКРЕКП № 1177.

Важливою складовою визначення прогнозованої ціни постачальника універсальних послуг є розрахунок коефіцієнту, що враховує відхилення величини сплати за куплену електричну енергію.

Згідно постанови НКРЕКП № 1177 від 05.10.2018, при визначенні цін на універсальні послуги використовуються коефіцієнти, які враховують граничний відносний обсяг небалансів електричної енергії, обсяг похибки прогнозування виробітку електричної енергії приватних домогосподарств, граничне відносне відхилення цін небалансів електричної енергії від цін електричної енергії на ринку «на добу наперед», графік купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» постачальника універсальних послуг, прогнозовану ціну закупівлі електричної енергії, визначену із застосуванням даних другого місяця кварталу, що був за два квартали до розрахункового періоду. Наявність зазначених складових спрямована на коригування різниці між ціною купівлі електричної енергії Постачальника на різних сегментах ринку електричної енергії та ціною продажу споживачам, вирівнювання фінансового балансу платежів постачальника універсальних послуг.

Таким чином, сьогодні Постачальник універсальних послуг є більш захищеним від коливань ціни на організованих сегментах ринку порівняно із електропостачальниками за вільними цінами. З іншого боку Постачальник універсальних послуг повністю залежить від законодавчої та регуляторної політики, затримки прийняття підзаконних актів та браку тлумачення нововведень.

Крім того, сьогодні визначення прогнозованої ціни Постачальника універсальної послуги є складною задачею порівняно із ціною електропостачальників за вільними цінами внаслідок відсутності інформації щодо

Постачальник універсальних послуг оприлюднює ціни на універсальні послуги (рисунк 11.1) не пізніше ніж за 20 днів до їх застосування шляхом розміщення на своєму офіційному веб-сайті, у засобах масової інформації та на своїх інформаційних стендах у центрах обслуговування споживачів.

Для дому
Для бізнесу
Для партнерів

Електроенергія
Газ
Підтримка клієнтів
Експлуатація
ТАСНО Співдружність
ТАСНО E-mobility

Ціни на універсальні послуги

Період дії ціни – листопада 2022 року

	кон./варт з без ПДВ	кон./варт з ПДВ
1 клас напруги	423,985	508,782
2 клас напруги	493,484	592,181

Для малих непобутових споживачів, що приєднані до мереж ПАТ "Укрзалізниця"

Рисунок 11.1 – Тарифи на універсальні послуги

139

«останньої надії», зміст якого визначається постачальником «останньої надії» на основі Типового договору про постачання електричної енергії постачальником «останньої надії» (додаток 7 до Правил роздрібного ринку електричної енергії), є публічним договором приєднання та вважається укладеним у визначених законодавством України та цими Правилами випадках, у разі настання яких споживач безумовно приймає умови договору про постачання електричної енергії постачальником «останньої надії» [38].

Закінчення трирічного строку, на який було призначено постачальника «останньої надії», або шестимісячного строку тимчасового покладення обов'язків постачальника універсальної послуги та/або постачальника «останньої надії» на електропостачальника Кабінетом Міністрів України призводить до безумовного припинення дії договору про постачання електричної енергії постачальником універсальних послуг або договору про постачання електричної енергії постачальником «останньої надії», що не обмежує права електропостачальника здійснювати постачання електричної енергії за вільними цінами. Наприклад, розпорядженням КМУ від 12 грудня 2018 року № 1023-р ДПЗД «Укрінтеренерго» визначено постачальником «останньої надії». Територія здійснення діяльності постачальника «останньої надії» – територія України, крім території, на якій органи державної влади тимчасово не здійснюють або здійснюють не в повному обсязі свої повноваження.

Постачання електричної енергії Споживачу постачальником «останньої надії» здійснюється виключно у таких випадках [5, 38]:

- банкрутства, ліквідації попереднього електропостачальника;
- завершення строку дії ліцензії, зупинення або анулювання ліцензії з постачання електричної енергії споживачам попереднього електропостачальника;
- невиконання або неналежного виконання електропостачальником Правил ринку, Правил ринку РДН та ВДР, що унеможливило постачання електричної енергії споживачам;

- необрання споживачем електропостачальника, зокрема після розірвання (припинення) договору з попереднім електропостачальником;
- в інших випадках, передбачених Правилами роздрібного ринку електричної енергії.

Постачальник «останньої надії» здійснює постачання електричної енергії виключно на підставі договору про постачання електричної енергії постачальником «останньої надії».

Договір постачання електричної енергії між постачальником «останньої надії» і споживачем вважається укладеним з початку фактичного постачання електричної енергії такому споживачу.

Оплачений Споживачем рахунок за електричну енергію, наданий Постачальником, є прийняттям (акцептуванням) умов Договору з боку Споживача. Якщо споживач не акцептує договір з Постачальником, електроживлення його об'єкта (об'єктів) має бути припинено оператором системи за зверненням постачальника «останньої надії».

Постачання електричної енергії постачальником «останньої надії» здійснюється на строк, який не може перевищувати 90 календарних днів.

Після завершення граничного строку постачання електричної енергії (90 календарних днів) та у випадку не укладання споживачем договору з постачальником електричної енергії, постачання електричної енергії такому споживачу припиняється .

Також Споживач має право до моменту його переведення на постачання електричної енергії постачальником «останньої надії» (протягом 5 днів з дня повідомлення адміністратором комерційного обліку про його переведення на постачання електричної енергії постачальником «останньої надії») укласти договір з обраним електропостачальником або постачальником універсальних послуг (для споживачів, які мають на це право) шляхом приєднання споживача до розробленого електропостачальником договору на умовах комерційної пропозиції, опублікованої

електропостачальником, або за згодою сторін на інших умовах, відмінних від тих, які містяться в комерційних пропозиціях, оприлюднених на офіційному сайті електропостачальника.

У такому разі обраний електропостачальник (постачальник універсальних послуг) має протягом дня з моменту укладення договору постачання електричної енергії споживачу (договору про постачання електричної енергії постачальником універсальних послуг) повідомити адміністратора комерційного обліку. Адміністратор комерційного обліку в той же день переводить такого споживача до обраного електропостачальника (постачальника універсальних послуг) шляхом внесення змін в одноденний строк до облікових записів електропостачальника щодо обраного електропостачальника (постачальника універсальних послуг) та відповідного споживача, якому він почав здійснювати постачання електричної енергії, у порядку, визначеному Правилами ринку, з одночасним повідомленням операторів системи.

Ціна, за якою здійснюється постачання електричної енергії постачальником "останньої надії" споживачам приєднаним до системи розподілу / малих систем розподілу (МСП), приєднаної до системи розподілу, розраховується за формулою:

$$\mathcal{C}_j^{\text{ОН}} = 1,25 * \mathcal{C}_{\Phi}^{\text{РДН}} + T^{\text{Пер}} + T_j^{\text{Р}} + T^{\text{ОН}} \text{ грн/МВт}\cdot\text{год},$$

де: $\mathcal{C}_{\Phi}^{\text{РДН}}$ – середньозважена фактична ціна електричної енергії на ринку "на добу наперед" за перші 20 днів попереднього розрахункового періоду, грн/МВт·год, без ПДВ; 1,25 – коефіцієнт, який враховує ризики від коливання цін на балансуєчому ринку та ринку "на добу наперед"; $T^{\text{Пер}}$ – тариф на послуги з передачі електричної енергії, грн/МВт·год, без ПДВ; $T_j^{\text{Р}}$ – тариф на послуги з розподілу електричної енергії; $T^{\text{ОН}}$ – тариф на послуги постачальника "останньої надії", грн/МВт·год, без ПДВ. Актуальні дані щодо тарифів публікуються на сайті ДПЗД «Укрінтеренерго» (Постачальника останньої надії - ПОН). Тарифи на послуги з постачання

електричної енергії ПУП ($T^{УП}$) та ПОН ($T^{ОН}$), грн/МВт·год (без ПДВ) станом на III квартал 2021 року наведені на рисунку 11.2.



(Джерело: НКРЕКП, <https://www.nerc.gov.ua/>)

Рисунок 11.2 – Тарифи постачальника останньої надії по регіонам України

Питання для самоперевірки.

1. Основні функції постачальника універсальних послуг.
2. Складові тарифу на універсальні послуги.
3. Порядок розрахунку прогнозована ціна закупівлі електричної енергії в ринкових сегментах для постачальника універсальних послуг.
4. Розрахунок коефіцієнта відхилення величини сплати за куплену електричну енергію та вплив цього коефіцієнта на вартість універсальних послуг.
5. Вплив коефіцієнта відхилення величини сплати за куплену електричну енергію на вартість універсальних послуг.
6. Функції постачальника останньої надії.
7. Умови початку закупівлі електричної енергії у постачальника останньої надії.
8. Розрахунок тарифу на електричну енергію від постачальника останньої надії.

Тема 12. Роздрібні ціни та тарифи постачальників за вільними цінами

Для споживачів електричної енергії впроваджено дві основні схеми тарифоутворення, які розрізняються за формою обліку електричної енергії [70-72]:

- з погодинним обліком електричної енергії (категорія «А»);
- з обліком електроенергії за розрахунковий місяць (категорія «Б»).

Узагальнена структура вартості електроенергії для кінцевого споживача категорії «Б», сформована постачальником електроенергії, відображена на рис.12.1.

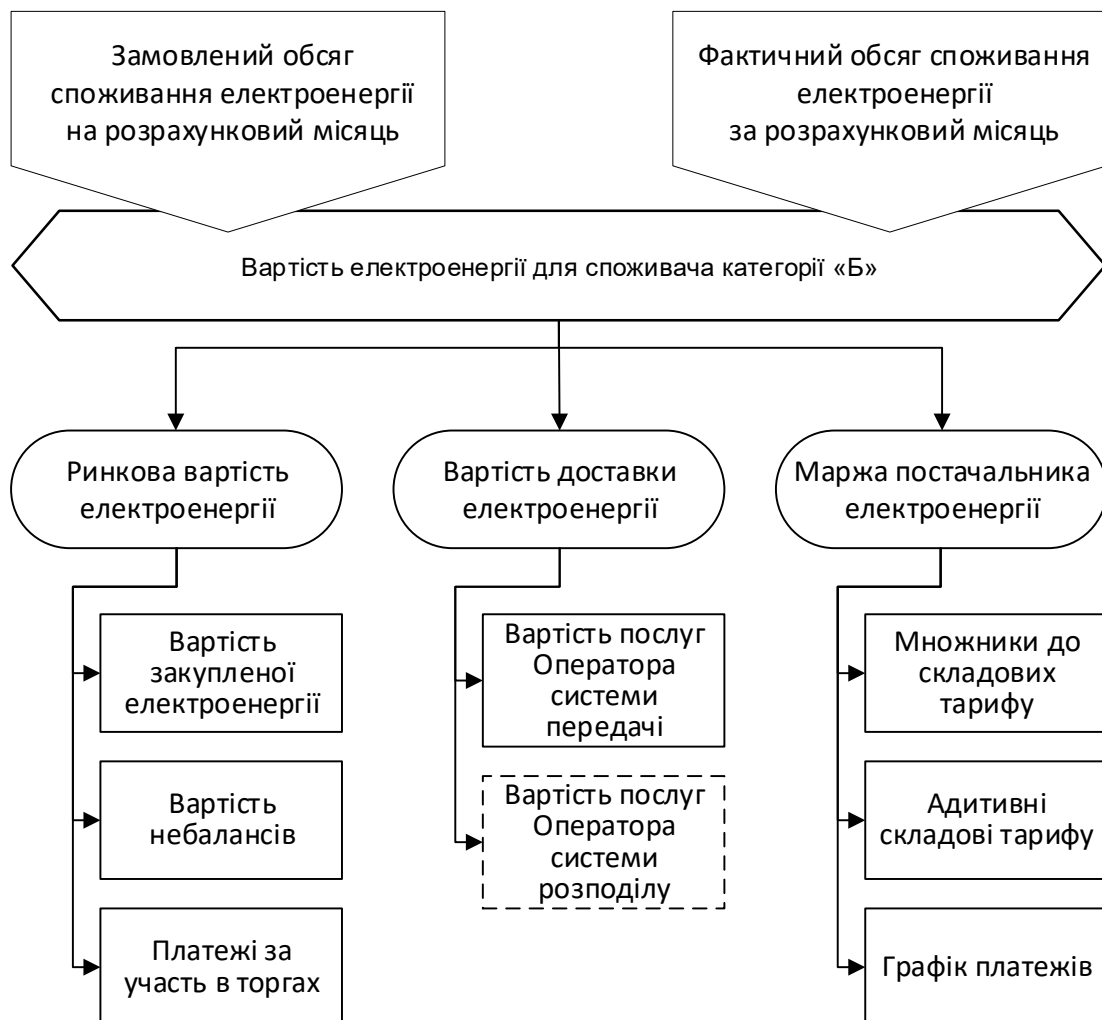


Рисунок 12.1 – Складові вартості електроенергії для споживача

Так вартість електроенергії для споживача формується з трьох структурних складових:

- ринкова складова вартості електроенергії;
- вартість доставки електроенергії;
- маржа постачальника електроенергії.

Для споживачів електроенергії категорії «Б» (без погодинного обліку електричної енергії). базовим розрахунковим періодом є один місяць. Відповідно, постачальник електроенергії закуповує електроенергію в ринкових сегментах для всіх споживачів категорії «Б» керуючись значеннями замовлених цими споживачами обсягів. Вартість небалансів розраховується виходячи із погодинних різниць між загальними для всіх споживачів категорії «Б» обсягами закупленої та фактично спожитої електроенергії. Додатковою складовою вартості електроенергії є витрати, пов'язані із платежем постачальника електроенергії за участь у сегментах ринку електроенергії. Такі платежі постачальники розподіляють між споживачами або виходячи із долі споживача у загальних обсягів закупівлі електроенергії (адитивна складова ринкових витрат), або приведено до обсягів фактично спожитої електроенергії (єдиний для всіх споживачів категорії «Б» множник до середньозваженої ціни закупленої електроенергії) [71, 72].

Друга важлива складова вартості електроенергії для кінцевого споживача – вартість її доставки через магістральні електричні мережі (платіж Оператору систем передачі) та через системи розподілу електроенергії (платіж Оператору системи розподілу). Суми таких платежів розраховуються як добуток обсягу фактично спожитої електроенергії на фіксовані (затверджені НКРЕКП) тарифи цих операторів. Тому, практично всі постачальники електроенергії наразі пропонують цінові пропозиції із формулою розрахунку фактичного тарифу (приведені до одиниці фактично спожитої електроенергії витрати) на розрахунковий період, де вартість доставки електроенергії враховується додаванням до інших складових ціни тарифів на передачу і розподіл.

Тарифи на передачу та розподіл електроенергії складають помітну долю у структурі ціни електроенергії для кінцевого споживача.

Тарифи на розподіл електроенергії узгоджуються передусім із техніко-економічними характеристиками відповідних розподільних мереж і суттєво різняться по регіонам України, що унеможлиблює безпосереднє порівняння фактичної вартості електроенергії для споживачів, підключених до різних систем розподілу. Крім того, постачальники електроенергії пропонують моделі закупівлі електроенергії, в яких платежі за розподіл електроенергії здійснює або постачальник, або споживач, що відповідно відображається у розрахунках вартості 1 кВт·год електроенергії для споживача. Тому для узагальненого порівняння умов комерційних пропозицій від різних постачальників електроенергії необхідно попередньо вилучати з розгляду складові вартості розподілу електроенергії. У свою чергу, тариф Оператора системи передачі єдиний для всіх споживачів електроенергії і тому при порівнянні різних моделей закупівлі електроенергії сума платежу за передачу однакова для всіх моделей. Тому при порівнянні умов закупівлі електроенергії за різними моделями відсутній сенс враховувати цю складову вартості електроенергії.

Таким чином, при порівнянні моделей закупівлі електроенергії доцільно попередньо вилучати з розгляду складові вартості доставки. У цьому випадку порівнюватиметься не фактична вартість 1 кВт·год електроенергії, а деяке її індикативне значення, яке відображатиме вартість закупленої постачальником для споживачів категорії «Б» електроенергії та розміри маржі постачальника [71, 72].

Маржа постачальника визначається рядом надбавок до тарифу та множників у формулі розрахунку фактичної вартості електроенергії. При цьому кожен постачальник пропонує свій підхід до нарахування платежу за спожиту електроенергію. Проте, дослідження показали можливість формування універсального подання формули розрахунку вартості 1 кВт·год електроенергії для

споживача категорії «Б», в якій враховуються всі особливості тарифоутворення різних постачальників.

Важливою складовою умов постачання є графік платежів. Постачальники електроенергії пропонують різні графіки за кількістю та часом платежів. Для різних варіантів платежів маржа постачальника коригується так, щоб найдешевшим був тариф на електроенергію за 100%-ї передоплати одним платежем до початку розрахункового періоду, а найдорожчим – за оплати по факту після завершення розрахункового періоду (тобто, за відсутності передоплати). Проте, такий тренд не завжди співпадає із витратами споживача, пов'язаними з внесенням авансових платежів за електроенергію. Тому для обґрунтованого вибору найбільш прийняттого для споживача графіка платежів необхідно співвідносити отриману вартість 1 кВт·год електроенергії із безпосереднім витратами чи потенційно втраченою вигодою, які виникають внаслідок внесення авансових платежів.

Додатково комерційні пропозиції окремих постачальників електроенергії передбачають штрафні санкції за недотримання умов сплати за спожиту електроенергію та/або за дострокове розірвання договору. Штрафи за недотримання графіку платежів враховуються у формі додаткового множника до ринкової вартості електроенергії. Штрафи за дострокове розірвання договору з постачання електроенергії передбачають окремий платіж, як правило, в обсягах вартості спожитої за місяць електроенергії. До ринкової складової вартості електроенергії у комерційних пропозиціях для споживачів категорії «Б» постачальники відносять всі витрати, пов'язані із закупівлею електроенергії в ринкових сегментах. Так узагальнена структура формування ринкової вартості електроенергії має наступні основні складові [71, 72]:

$$W_{\Sigma(m)}^p = Cost_{\text{ДД}(m)} + Cost_{\text{РДН}(m)} + Cost_{\text{ВДР}(m)} + Cost_{\text{БР}(m)} + Cost_{\text{УТ}(m)},$$

де:

$Cost_{\text{ДД}(m)}$ – вартість закупленої для споживача електроенергії на розрахунковий місяць m в сегменті двосторонніх договорів;

$Cost_{рДН(m)}$ – вартість закупленої для споживача електроенергії на розрахунковий місяць m в сегменті ринку «на добу наперед»;

$Cost_{ВДР(m)}$ – вартість закупленої для споживача електроенергії на розрахунковий місяць m в сегменті внутрішньодобового ринку;

$Cost_{БР(m)}$ – вартість врегулювання небалансів між замовленими та фактично спожитими обсягами електроенергії за розрахунковий місяць m в сегменті балансуючого ринку;

$Cost_{уТ(m)}$ – платежі постачальника, пов'язані з його участю на ринку електроенергії на розрахунковий місяць m .

Важливу роль у формуванні тарифу постачальника електроенергії відіграє вартість закупівлі замовлених споживачем обсягів у сегменті ринку «на добу наперед» $Cost_{рДН(m)}$ та вартість врегулювання небалансів у сегменті балансуючого ринку $Cost_{БР(m)}$.

Слід зважати, що постачальник електроенергії визначає єдиний погодинний обсяг закупівлі електроенергії для всіх споживачів електроенергії категорії «Б» та отримує сумарний рахунок погодинних небалансів для цих споживачів.

Складові вартості електроенергії, сформовані у сегментах ринку «на добу наперед» та балансуючого ринку, формують єдиний усереднений профіль споживання електроенергії для споживачів категорії «Б», яких обслуговує цей постачальник: $Cost_{пост(m)} \approx Cost_{рДН(m)} + Cost_{БР(m)} + Cost_{уТ(m)}$.

Оскільки структура споживання електроенергії в різних регіонах суттєво різниться, то і постачальники електроенергії в різних регіонах матимуть різну структуру вартості закупленої електроенергії. В цих умовах вартісні характеристики профілю споживання визначають основу для порівняння вигідності комерційних пропозицій різних постачальників електроенергії.

До основних витрат, пов'язаних з діяльністю постачальника на ринку електроенергії, які помітно впливають на кінцеву вартість електроенергії, відносяться:

- платіж постачальника Оператору ринку за участь в сегментах РДН та ВДР $Cost_{OP}^{уч}$;
- платіж постачальника Оператору ринку за торгівлю електроенергією $Cost_{OP}^{ТОРГ}$;
- витрати, пов'язані із забезпеченням фінансових гарантій на ринку електроенергії $Cost_{OP}^{ФГ}$;
- платежі за регуляторну діяльність НКРЕ КП $Cost_{РЕГ}^{НКРЕ}$.

З наведених складових лише платіж за торгівлю електроенергією має пряму залежність від обсягів купівлі електроенергії [71, 72]. Вплив інших складових на кінцеву вартість електроенергії для споживача зменшується зі збільшенням обсягів закупівлі електроенергії та збільшенням кількості споживачів, яких обслуговує постачальник. Тому для постачальників зі значними обсягами закупівлі електроенергії та великою кількістю споживачів категорії «Б» в практичних розрахунках достатньо приймати:

$$Cost_{UT(m)} \approx Cost_{OP}^{ТОРГ}.$$

Для постачальників з невеликою кількістю споживачів електроенергії категорії «Б» аналіз комерційних пропозицій здійснюється за відношенням:

$$Cost_{UT(m)} \approx Cost_{OP}^{ТОРГ} + \Delta Cost_{ПОСТ}^{ТОРГ}.$$

Складова $\Delta Cost_{ПОСТ}^{ТОРГ}$ суттєво змінюється лише у випадках значних змін в обсягах електроспоживання, еквівалентних введенню в роботу нового об'єкту електроспоживання, чи навпаки – припиненню його діяльності. За потреби, складова $\Delta Cost_{ПОСТ}^{ТОРГ}$ достатньо легко виділяється з використанням статистичних даних тарифоутворення для споживача електроенергії категорії «Б» за кілька суміжних місяців виходячи із відношення:

$$W_{\text{УТ}(m)} \approx \text{Cost}_{\text{ОР}}^{\text{ТОРГ}} + \Delta \text{Cost}_{\text{ПОСТ}}^{\text{ТОРГ}} = T_{\text{РДН}}^{\text{ТОРГ}} \cdot V_{\text{СП}(m)}^{(\text{ЗАМ})} + \Delta \text{Cost}_{\text{ПОСТ}}^{\text{ТОРГ}}.$$

де: $W_{\text{УТ}(m)}$ – розрахункова доля споживача у витратах постачальника, пов’язаних із діяльністю на ринку електроенергії;

$T_{\text{РДН}}^{\text{ТОРГ}}$ – тариф Оператора ринку за здійснення операцій купівлі/продажу електроенергії в сегментах РДН та ВДР;

$V_{\text{СП}(m)}^{(\text{ЗАМ})}$ – замовлений обсяг споживання електроенергії на розрахунковий місяць m .

В комерційних пропозиціях постачальників електроенергії передбачаються два варіанти врахування витрат, пов’язаних із діяльністю на ринку електроенергії:

- у формі долі споживача у витратах, пов’язаних із закупівлею постачальником електроенергії в ринкових сегментах;
- у формі множника до розрахункового значення вартості електроенергії.

Комерційні пропозиції, в яких врахування витрат, пов’язаних із діяльністю на ринку електроенергії, здійснюється у формі долі споживача, ринкова складова (без врахування вартості доставки електроенергії та прибутку постачальника) тарифу на електроенергію за розрахунковий місяць m в узагальненому вигляді відображається як:

$$T_{(m)}^{\text{Р(Ф)}} = \frac{W_{\Sigma(m)}^{\text{Р}}}{V_{\text{СП}(m)}^{(\text{Ф})}} = \frac{\text{Cost}_{\text{ДД}(m)} + \text{Cost}_{\text{РДН}(m)} + \text{Cost}_{\text{ВДР}(m)} + \text{Cost}_{\text{БР}(m)} + \text{Cost}_{\text{УТ}(m)}}{V_{\text{СП}(m)}^{(\text{Ф})}}$$

З урахуванням описаних вище трендів українського ринку електроенергії, складові витрат з купівлі/продажу електроенергії у сегментах двосторонніх договорів та внутрішньодобового ринку для споживачів категорії «Б» не враховується. Тоді аналіз ринкової складової тарифу для окремої комерційної пропозиції реалізується використанням відношення:

$$T_{(m)}^{\text{Р(Ф)}} = \frac{W_{\Sigma(m)}^{\text{Р}}}{V_{\text{СП}(m)}^{(\text{Ф})}} = \frac{\text{Cost}_{\text{РДН}(m)} + \text{Cost}_{\text{БР}(m)} + \text{Cost}_{\text{УТ}(m)}}{V_{\text{СП}(m)}^{(\text{Ф})}}.$$

Комерційні пропозиції, в яких врахування витрат, пов'язаних із діяльністю постачальника на ринку електроенергії, здійснюється у формі множника до розрахункового значення вартості електроенергії, ринкова складова (без врахування вартості доставки електроенергії та прибутку постачальника) тарифу на електроенергію за розрахунковий місяць m в узагальненому вигляді відображається як:

$$T_{(m)}^{P(\Phi)} = \frac{Cost_{ДД(m)} + Cost_{РДН(m)} + Cost_{ВДР(m)} + Cost_{БР(m)}}{V_{сп(m)}^{(\Phi)}} \cdot K_{ПОСТ}^{(P)}$$

$$\approx \frac{Cost_{РДН(m)} + Cost_{БР(m)}}{V_{сп(m)}^{(\Phi)}} \cdot K_{ПОСТ}^{(P)}$$

де: $K_{ПОСТ}^{(P)}$ – єдиний для всіх споживачів категорії «Б» надбавковий коефіцієнт, який враховує платежі за діяльність на ринку електроенергії.

Переважає більшість комерційних пропозицій постачальників враховує вартість доставки електроенергії у формі адитивної складової тарифу на розрахунковий місяць m :

$$T_{п(m)} = \frac{W_{\Sigma(m)}^P}{V_{сп(m)}^{(\Phi)}} + T_{ОСП} + T_{ОСР} + T_{ПОСТ}^{ПР},$$

де:

$W_{\Sigma(m)}^P$ – сумарна вартість закупленої для споживача електроенергії на розрахунковий місяць m ;

$V_{сп(m)}^{(\Phi)}$ – обсяги фактично спожитої електроенергії за розрахунковий місяць m ;

$T_{ОСП}$ – тариф Оператора систем передачі;

$T_{ОСР}$ – тариф Оператора системи розподілу;

$T_{ПОСТ}^{ПР}$ – тариф на послуги постачальника електроенергії.

Тариф на передачу електроенергії єдиний для всіх учасників ринку і легко виділяється у структурі ціни, в той час як для Операторів систем розподілу НКРЕ КП визначає окремо тариф на розподіл електроенергії. При цьому постачальники електроенергії розділяють у комерційних пропозиціях два основних варіанти платежів за доставку електроенергії:

- розрахунки з Оператором системи розподілу здійснює постачальник електроенергії і ці платежі враховуються у тарифі на електроенергію для споживача;

- розрахунки з Оператором системи розподілу здійснює споживач ці платежі не враховуються у тарифі постачальника електроенергії.

Тарифи на передачу та розподіл електроенергії складають помітну долю у структурі ціни електроенергії для кінцевого споживача.

Тому при порівнянні комерційних пропозицій різних постачальників електроенергії важливо визначити основний критерій оцінки. При порівняльному аналізі комерційних пропозицій для однієї точки комерційного обліку чи групи точок комерційного обліку в межах одного Оператора системи розподілу доцільно порівнювати кінцеву вартість електроенергії для споживача. У цьому випадку для комерційних пропозицій, в яких передбачаються самостійні розрахунки споживача з Оператором системи розподілу, додатково добавляється значення тарифу на розподіл електроенергії. Тоді результати порівняння комерційних пропозицій визначатимуть долю чи проценти відхилень у кінцевій ціні споживача електроенергії.

Ринок «на добу наперед» відіграє визначальну роль у формуванні ринкової вартості електроенергії загалом та вартості електроенергії для кінцевого споживача зокрема [71, 72]. Спрощено загальний обсяг торгів на добу постачання d розраховується як сума результатів погодинних аукціонів:

$$V_{\Sigma, D}^{\text{PDH}} = \sum_{t=1}^{24} V_{\Sigma, t}^{\text{PDH}}.$$

Вартість закупленої на добу постачання D електроенергії розраховується як сума вартостей закуплених на погодинних аукціонах обсягів електроенергії:

$$Cost_D^{PDH} = \sum_{t=1}^{24} Cost_t^{PDH} = \sum_{t=1}^{24} V_{\Sigma,t}^{PDH} \cdot C_t^{PDH}.$$

Тоді середньозважена ціна закупленої на ринку «на добу наперед» електроенергії для доби постачання D розраховується як відношення вартості закупленої електроенергії до закуплених на цю добу постачання обсягів електроенергії:

$$C_{(куп),D}^{PDH} = \frac{Cost_D^{PDH}}{V_{\Sigma,D}^{PDH}} = \frac{\sum_{t=1}^{24} V_{\Sigma,t}^{PDH} \cdot C_t^{PDH}}{\sum_{t=1}^{24} V_{\Sigma,t}^{PDH}}.$$

При формуванні постачальником електроенергії рахунків за місяць m використовуються замовлені споживачем на цей строк обсяги електроенергії, які відповідають сумі закуплених протягом цього місяця щоденних обсягів електроенергії:

$$V_{(зам),m}^{PDH} = \sum_{D \in m} V_{\Sigma,D}^{PDH}$$

Відповідно і вартість закупленої у сегменті ринку «на добу наперед» електроенергії розраховується як сума вартостей закуплених для споживача продовж місяця обсягів електроенергії:

$$Cost_m^{PDH} = \sum_{D \in m} Cost_D^{PDH} = \sum_{D \in m} \left(\sum_{t=1}^{24} Cost_t^{PDH} \right) = \sum_{D \in m} \left(\sum_{t=1}^{24} V_{\Sigma,t}^{PDH} \cdot C_t^{PDH} \right) \forall t \in D \in m.$$

Слід звернути увагу, що часто при формуванні рахунку для споживача, вартість закупленої у сегменті ринку «на добу наперед» електроенергії приводиться до одиниці не замовленої, а фактично спожитої електроенергії:

$$C_m^{PDH} = \frac{Cost_m^{PDH}}{V_{(\Phi),m}^{PDH}}.$$

Вже на рівні розрахунку добової ціни та вартості електроенергії проявляються особливості добових графіків навантаження споживачів різних категорій, які спричиняють невідповідності у кінцевих тарифах на електроенергію.

Кожен постачальник електроенергії має свій власний профіль електроспоживання, обумовлений різницею у структурі електроспоживання у споживачів, для яких він здійснює закупівлю електроенергії. Тому об'єктивно різні електропостачальники матимуть різні значення ринкової ціни на електроенергію.

При цьому постачальники електроенергії виконують розрахунки зі споживачами категорії «Б» виходячи з сумарного для всіх цих споживачів профілю електроспоживання. В результаті споживачі з невеликими відхиленнями від базису електроспоживання протягом доби фактично сплачують частину підвищеної вартості електроенергії, створювану споживачами із значними відхиленнями від базису електроспоживання протягом доби.

Слід також звернути увагу на особливості формування та розрахунку ринкової складової тарифу на електроенергію для споживача категорії «Б». Так електропостачальник закуповує на РДН для постачання протягом розрахункового місяця m сумарні замовлені всіма K споживачами категорії «Б» обсяги споживання електроенергії керуючись статистичним узагальненням для усіх цих споживачів добовим профілем навантаження.

$$V_{\Sigma,(\text{зам}),m}^{\text{РДН}} = \sum_{k \in K} V_{k,(\text{зам}),m}$$

Для розрахунку з k -м споживачем із сумарної вартості закупленої для постачання в розрахунковий місяць електроенергії $Cost_{\Sigma,m}^{\text{РДН}}$ виділяється доля цього споживача із загального обсягу замовлень всіх споживачів категорії «Б»:

$$Cost_{k,m}^{\text{РДН}} = \frac{V_{k,(\text{зам}),m}}{V_{\Sigma,(\text{зам}),m}^{\text{РДН}}} Cost_{\Sigma,m}^{\text{РДН}} \quad \forall k \in K$$

Тариф ринкової складової вартості електроенергії на розрахунковий місяць m для k -го споживача визначається приведенням ринкової складової вартості електроенергії до фактично спожитих у цьому місяці обсягів електроенергії $V_{k,(\phi),m}$:

$$T_{k,m}^{\text{РДН}} = \frac{Cost_{k,m}^{\text{РДН}}}{V_{k,(\phi),m}} \quad \forall k \in K.$$

Розрахункове значення тарифу ринкової вартості електроенергії є обов'язковою складовою при порівнянні цінових пропозицій від різних постачальників електроенергії. Безпосереднє порівняння значень ринкових тарифів дозволяє оцінити відношення вартості добового профіля електроспоживання споживачів категорії «Б» у порівнюваних постачальників.

Для постачальника електроенергії, як сторони, відповідальної за баланс споживачів категорії «Б», рахунок за небаланси в розрахунковий період одну годину обчислюється за наступними правилами [72]:

– якщо в розрахунковий період обсяги фактично спожитої електроенергії $V_{\Sigma,(\phi),t}$ менші за обсяги закупленої для цієї години постачання електроенергії $V_{\Sigma,(\text{зам}),t}^{\text{РДН}}$ ($V_{\Sigma,(\phi),t} - V_{\Sigma,(\text{зам}),t}^{\text{РДН}} < 0$), то постачальник має продати невикористану електроенергію; вартість надлишків електроенергії розраховується як

$$W_{\Sigma,t}^{\text{НБ}} = C_{\Sigma,t}^{\text{НБ}} \cdot (V_{\Sigma,(\phi),t} - V_{\Sigma,(\text{зам}),t}^{\text{РДН}}) < 0;$$

– якщо в розрахунковий період обсяги фактично спожитої електроенергії $V_{\Sigma,(\phi),t}$ більші за обсяги закупленої для цієї години постачання електроенергії $V_{\Sigma,(\text{зам}),t}^{\text{РДН}}$ ($V_{\Sigma,(\phi),t} - V_{\Sigma,(\text{зам}),t}^{\text{РДН}} > 0$), то постачальник має докупити додаткові обсяги електроенергії; вартість додаткових обсягів електроенергії розраховується як

$$W_{\Sigma,t}^{\text{НБ}} = C_{\Sigma,t}^{\text{НБ}} \cdot (V_{\Sigma,(\phi),t} - V_{\Sigma,(\text{зам}),t}^{\text{РДН}}) > 0.$$

Для розрахункового місяця m вартість небалансів для всіх споживачів категорії «Б» постачальник електроенергії визначає як алгебраїчну суму всіх погодинних небалансів протягом розрахункового місяця [72]:

$$W_{\Sigma,t}^{нб} = \sum_{t \in m} W_{\Sigma,t}^{нб}.$$

Таким чином більшість постачальників електричної енергії закладають складову на врегулювання небалансів у формулу розрахунку ціни за спожиту електричну енергію в залежності від різниці замовлених та фактичних обсягів споживання електричної енергії.

Зазначене врахування може бути виконане у формі надбавки постачальника чи коефіцієнту коригування у вигляді числового значення, яке постачальник визначає самостійно, а також у вигляді коефіцієнтів, що розраховуються на основі даних споживача.

Питання для самоперевірки.

1. Структура тарифу на електричну енергію за вільними цінами.
2. Розрахунок тарифу на електричну енергію, в яких врахування витрат, пов'язаних із діяльністю на ринку електроенергії, здійснюється у формі долі споживача.
3. Розрахунок тарифу на електричну енергію, в яких врахування витрат, пов'язаних із діяльністю на ринку електроенергії, здійснюється у формі множника до розрахункового значення вартості електроенергії.
4. Особливості врахування вартості доставки електричної енергії у тарифі для кінцевого споживача.
5. Особливості врахування вартості небалансів у тарифах на електричну енергію для споживачів категорії «Б».

Розділ 4

Форми участі споживачів на ринку електричної енергії

Тема 13. Переваги та ризики взаємодії з постачальником електроенергії

Аналіз ситуації на ринку електричної енергії України показує, що діяльність учасників ринку електричної енергії сьогодні, перш за все, пов'язана з ризиком невизначеності майбутніх умов роботи на ринку та їх наслідками. Такі ризики кореспондуються і на закупівлю електричної енергії у постачальника, і на самостійну закупівлю електричної енергії в ринкових сегментах [71, 73].

Враховуючи те, що нова модель ринку спрямована на підвищення відповідальності за створені учасниками ринку небаланси, то важливим заходом зі зменшення цінових ризиків є підвищення точності прогнозування власного споживання (як погодинних значень так і місячних обсягів), що дозволить забезпечити меншу залежність від посилення відповідальності за небаланси, зокрема тих, що передбачені постачальниками електричної енергії по вільним цінам [68, 69, 74, 75].

Прогноз витрат складається з прогнозу власного споживання та прогнозу цін. В далекостроковій та середньостроковій перспективі для прогнозування цін необхідним є прогнозування сукупного попиту та пропозиції, які, в свою чергу, базуються на макроекономічних прогнозах, прогнозах вартості первинних енергоносіїв на внутрішніх та зовнішніх ринках та структурних змін в енергетиці. Подібний прогноз додатково ускладнюється невизначеністю по ряду ключових політичних рішень стосовно електроенергетичного сектору України (зростання боргів, регулювання цін для населення та цінові обмеження оптового ринку, перемовини з виробниками ВДЕ стосовно «зеленого тарифу» та компенсація створюваних ними небалансів, перехід до стимулюючого тарифоутворення (RAB-

тарифи ОСР) та інші). В сукупності зі складнощами, з якими стикається світова економіка, точність подібного прогнозу викликає значні сумніви.

Також важливою складовою закупівлі електричної енергії у постачальників є моніторинг їх фактичних цін та їх порівняння, як з індикативними цінами на ринку «на добу наперед», так і середньозваженою ціною, що може бути отримана за умов самостійної участі на ринку.

Переваги закупівлі електричної енергії (як споживач) у існуючих Постачальників електричної енергії наступні:

1. Можливість покладання на Постачальника ризиків від коливань цін на ринку «на добу наперед» як в межах доби, так і розрахункового періоду.

Однією із істотних умов договору між споживачем та постачальником на постачання електричної енергії є визначення ціни постачання електричної енергії «за формулою», яка враховує ціну електричної енергії на рівні, яка склалася на ринку «на добу наперед» у відповідній розрахунковій годині у випадку, коли Споживач має можливість передавання Постачальнику погодинного графіку споживання. Для групи споживачів, що не мають засобів погодинного обліку електричної енергії, відсутня можливість відслідковування коливань навантаження у різні години доби. Тому постачальник для визначення необхідних для закупівлі погодинних обсягів електроенергії застосовує типові статистичні графіки навантаження всіх споживачів цієї категорії, коригуючи ці графіки згідно із замовленими на місяць обсягами споживання електроенергії. При цьому і вартість погодинних небалансів розраховується згідно відхилення сумарного навантаження всіх споживачів категорії «Б» по відношенню до такого узагальненого графіка. Тому відсутній фізичний сенс у застосуванні терміну погодинних відхилень для конкретного споживача. Відповідно для групи споживачів, що не мають засобів погодинного обліку електричної енергії поняття ринкової вартості 1 кВт·год слід трактувати як: приведене до 1 кВт·год фактично спожитої електричної енергії за місяць значення вартості закуплених обсягів електроенергії та вартості небалансів

для всіх споживачів категорії «Б» в окремому регіоні. Ця ціна стає середньозваженим значенням за відповідний розрахунковий період як прогнозних погодинних цін, так і фактичних, які склалися за результатами торгів на ринку «на добу наперед» для споживачів, що не мають засобів погодинного обліку електричної енергії. Таким чином, відхилення графіку споживання електричної енергії Споживача в окрему годину доби, або протягом певного періоду часу фактично не впливатиме на його середньозважену ціну. В даному випадку враховуватиметься виключно обсяг споживання електричної енергії за розрахунковий період та відхилення замовленого від фактичного обсягів споживання за цей період.

З іншого боку, якщо Споживач домовляється з Постачальником про одну ціну (фіксовану) за електричну енергію впродовж якогось періоду постачання, то це означає, що всі ризики (або часткові) щодо коливання цін на ринку будуть покладені на Постачальника. Слід зазначити, що ціни на РДН є індикативними для учасників ринку при формуванні цін на електричну енергію організованих сегментах ринку (РДН, ВДР), на небаланси електричної енергії, а також в двосторонніх договорах. Якщо ціна в договорі повністю буде «прив'язана» до ціни на РДН, то Постачальнику залишиться лише виставляти рахунки споживачу з урахуванням надбавок Постачальника. Якщо ціна частково або повністю фіксуватиметься на одному рівні, то Постачальник буде вимушений постійно шукати продавців електричної енергії за двосторонніми договорами, або міняти свою стратегію участі на РДН/ВДР з метою забезпечення беззбитковості при постачанні електричної енергії Споживачу. Такі дії будуть позитивно впливати на стабілізацію рівня ціноутворення не тільки в сегменті роздрібного ринку, але і в організованих сегментах. Звісно, що не кожний постачальник може взяти на себе ризики банкрутства від неправильного визначення єдиної ціни в договорі на постачання. Але, враховуючи обсяги споживання електричної енергії Споживачем та його важливість для портфелю споживачів Постачальника, варіант укладання

договору на постачання електричної енергії з однією ціною може бути повністю реальним і головне знизить ризики зі Споживача від коливання цін на оптовій частині ринку, які постійно виникають в новому ринку електричної енергії.

2. Можливість покладання на Постачальника ризиків від збитків при врегулюванні небалансів Споживача.

Важливим питанням в договірних відносинах між Споживачем та Постачальником є визначення сторони, яка буде нести фінансову відповідальність за врегулювання небалансів.

Сьогодні існує три основні підходи до вирішення цього питання:

- повна відповідальність за небаланси Постачальника. Такий підхід притаманний Постачальникам універсальних послуг та окремим постачальникам по вільним цінам. За такого підходу потенційний обсяг небалансу, створюваний споживачем, враховується в коефіцієнтах надбавки Постачальника або його маржі у формулі тарифоутворення. Постачальники універсальних послуг також враховують небаланси своїх споживачів під час формування цін на універсальні послуги відповідно до Порядку формування цін на універсальні послуги.

- повна відповідальність Споживача за створювані ним небаланси. Такий підхід, як правило використовується для споживачів, що працюють за категорією «А». Для цих споживачів постачальник здійснює закупівлю погодинних обсягів електроенергії та враховує при розрахунках за місяць як вартість закупленої електроенергії, так і сумарну за місяць вартість погодинних небалансів між прогнозованими та фактично спожитими обсягами. Вартість створюваних ними погодинних небалансів безпосередньо враховується при розрахунках вартості спожитої електроенергії;

- часткова відповідальність за небаланси Споживача. За умов часткової відповідальності Споживача можливі варіанти розрахунку ціни постачальників, коли Споживач починає нести фінансове навантаження за спричинені небаланси при відповідних умовах договору. Прикладом такого врахування є накладання

штрафів або використання окремої формули визначення ціни у разі, коли небаланс споживача за розрахунковий період перевищує встановлений договором обсяг (наприклад, 5 або 10 %). В цьому випадку споживач може навіть компенсувати всі витрати Постачальника на врегулювання небалансів, які перевищили встановлене значення, як в сторону збільшення, так і зменшення. Іншим прикладом є врахування у формулі визначення ціни постачальника небалансів споживача на основі розрахунку різниці між замовленим та фактичним обсягом споживання за розрахунковий період.

Постачальник електричної енергії купує та продає електричну енергію на відповідних сегментах ринку електричної енергії і є стороною відповідальною за баланс великої кількості споживачів, що в цілому позитивно впливає на сумарний сальдований небаланс всіх його споживачів і знижує фінансове навантаження на них за рахунок зменшення відхилення фактичного графіка споживання від прогнозного. Тому участь Споживача з погано прогнозованим графіком споживання самостійно на ринку електричної енергії несе підвищені ризики за фінансові наслідки при врегулюванні небалансу у порівнянні з моделлю закупівлі електричної енергії у Постачальника з великою кількістю споживачів.

3. Можливість зміни постачальника.

Споживач має право на зміну електропостачальника шляхом укладення нового договору про постачання електричної енергії споживачу (постачання електричної енергії постачальником універсальних послуг) з новим електропостачальником.

Процес зміни споживачем електропостачальника забезпечується суб'єктами (учасниками) ринку електричної енергії та учасниками роздрібного ринку електричної енергії, які задіяні у процесі зміни електропостачальника та забезпечують зміну та інформаційний обмін під час такої зміни на безоплатній основі.

4. Простота бізнес-процесу закупівлі електричної енергії.

За закупівлі електричної енергії у постачальників споживач не має укладати та обслуговувати договір про врегулювання небалансів та договір про надання послуг з передачі електричної енергії з оператором системи передачі, що є необхідним для купівлі електричної енергії для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку, договорів з Оператором ринку. Відповідно немає необхідності забезпечення фінансових гарантій та здійснення додаткових платежів на РДН/ВДР та балансуєчному ринку. Закупівля електричної енергії у постачальника за тарифними планами, що не передбачають або передбачають часткове покарання за недотримання графіків споживання, обумовлює незначні витрати на планування графіків споживання та низький рівень вимог щодо їх дотримання, відсутність необхідності впровадження моніторингу та прогнозування електроспоживання по точкам комерційного обліку.

Ризики закупівлі електричної енергії у існуючих Постачальників.

До основних ризиків, пов'язаних із закупівлею електричної енергії у Постачальників, можна віднести наступні.

1. Банкрутство постачальника або невиконання ним своїх зобов'язань згідно Правил ринку, що автоматично призведе до купівлі електричної енергії споживачем у постачальника «останньої надії» по завищеним цінам.

Ускладнення економічної ситуації та підвищення ризиків неплатежів призводить до необхідності більш відповідального підходу до вибору постачальника, який повинен відбуватись з врахуванням його фінансової стабільності. З моменту запуску реформи роздрібного ринку електричної енергії кількість постачальників значно виросла, але запровадження нових ринкових відносин в європейських країнах майже завжди приводили до банкрутства більшої частини постачальників, що можна очікувати і в Україні в середньостроковій перспективі. Для Споживачів банкрутство постачальника призводитиме до фінансових втрат, пов'язаних із

закупівлею більш дорогої електроенергії у постачальника останньої надії на час вибору нового постачальника.

2. Ціновий ризик, викликаний зміною портфелю споживачів постачальника. Постачальник електричної енергії купує та продає електричну енергію у відповідних сегментах ринку електричної енергії і є стороною відповідальною за баланс великої кількості споживачів. Зміна переліку споживачів та графіку постачальника може призвести до зміни середньозваженої ціни постачальника на ринку и відповідно для всіх споживачів, яких обслуговує цей постачальник.

3. Ціновий ризик, викликаний збільшенням обсягу небалансів споживачів постачальника. Не ефективна робота постачальника зі споживачами, що не стимулює їх до поліпшення якості прогнозування власних графіків споживання, а також низька якість прогнозу окремих споживачів або груп споживачів може призводити до збільшення сумарного сальдованого небалансу для всіх споживачів постачальника, що призводитиме до загального підвищення середньозваженої ціни електричної енергії для всіх споживачів, яких обслуговує цей постачальник.

4. Ціновий ризик зміни ціни закупівлі електричної енергії Постачальником за двосторонніми договорами у інших учасників ринку, що може негативно викривляти середньозважену ціну закупівлі електричної енергії для постачання Споживачу при «формульному» ціноутворенні в договорі на постачання. Цей ризик стає для Споживача важливим фактором, який потребуватиме перегляду умов співпраці із Постачальником або заміни такого Постачальника.

5. Ціновий ризик викликаний системними та мережевими обмеженнями в ОЕС України, що обумовлені вимогами операційної безпеки енергосистеми та за яких можливе відхилення від оптимального розподілу навантаження генеруючих потужностей відповідно до їх договірних обсягів відпуску електричної енергії та/або оптимального розподілу навантаження генеруючих потужностей відповідно до пропозицій (заявок) на балансуєчому ринку. Прикладами такого ризику є зміна графіку споживання в цілому в ОЕС України, аварійні та планові ремонти ліній

електропередачі, необхідність завантаження електростанцій для підтримання рівня частоти в ОЕС України, ізолюваність частин енергосистеми України, планові ремонти обладнання електростанцій, тощо.

6. Законодавчі та регуляторні ризики, що призводять до зміни правил роботи постачальників електричної енергії. Незважаючи на проведену реформу, ринок електричної енергії є в значній мірі регульованим внаслідок ряду політичних та економічних причин. Сьогодні всі підзаконні акти, які регулюють взаємовідносини на ринку електричної енергії, зокрема правила ринку, правила роздрібного ринку та правила ринку РДН та ВДР, постійно змінюються внаслідок постійних ринкових дисбалансів та відсутності чітких довгострокових орієнтирів у сфері регуляторної політики. Це призводить до змін у механізмах ціноутворення на ринку електричної енергії та впливає на результати роботи постачальників електричної енергії на ринку. Зміна правил визначення небалансів електричної енергії в березні поточного року призведе до зростання вартості небалансів електричної енергії, що потягне за собою вимушені зміни комерційних пропозицій постачальників або відповідних коефіцієнтів в них, що враховують витрати на врегулювання небалансів.

7. Ціновий ризик помилкової стратегії купівлі-продажу електроенергії на ринках електричної енергії. Електропостачальник має можливість брати участь у різних сегментах ринку, продаючи/купуючи електричну енергію, та будувати свою бізнес модель, виходячи з різних ринкових умов. Проте, при невірній стратегії участі і торгівлі в окремих ринкових сегментах електропостачальник може упустити отримання доходу або ж отримати збитки, що призведе до необхідності перегляду умов комерційних пропозицій для споживачів.

Основним наслідком неправильної стратегії участі постачальника у ринкових сегментах є помітне збільшення вартості закупленої електроенергії та вартості небалансів. Таке збільшення вартості електроенергії повністю чи частково перекладаються на вартість електроенергії для споживача. При цьому, оскільки розрахунок із споживачем здійснюється вже за результатам розрахункового місяця,

суттєві додаткові витрати в окремі дні підвищують ризик недотримання постачальником фінансових зобов'язань на ринку електроенергії, що посилює ризик банкрутства постачальника.

8. Дострокова зміна постачальника. Наразі деякі постачальники електроенергії вимагають від своїх споживачів оплати штрафних санкцій за дострокове розірвання договору про постачання електричної енергії споживачу. Також на сьогодні відомі приклади дискримінації електропостачальників з боку ОСР, що унеможлиблює або суттєво ускладнює процес зміни електропостачальника споживачем.

9. Штрафи за відхилення фактичних обсягів споживання від замовлених. У разі, якщо відхилення (збільшення/зменшення) фактичних обсягів споживання від заявлених складає більше ніж встановлений постачальником відсоток, то на величину відхилення нараховується штраф. При цьому сума штрафу розраховується за ціною, що на декілька десятків відсотків є вищою за договірну ціну.

10. Ризик припинення постачання електричної енергії споживачу. Відповідно до п. 7.5. розділу VII Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року за № 312 припинення повністю або частково постачання електричної енергії споживачу здійснюється електропостачальником за умови попередження споживача не пізніше ніж за 10 робочих днів до дня відключення у разі: заборгованості з оплати за спожиту електричну енергію відповідно до умов договору з електропостачальником; недопущення уповноважених представників електропостачальника до розрахункових засобів комерційного обліку електричної енергії, що розташовані на території споживача.

Опис загальних переваг самостійної закупівлі електричної енергії на оптовому ринку та її постачання

До основних переваг самостійної закупівлі електричної енергії на оптовому ринку та її постачання для власних потреб або іншим споживачам можна віднести наступні.

1. Кінцева ціна при закупівлі електричної енергії для власного споживання формується без відповідних надбавок стороннього постачальника.

В ціні, яку пропонує постачальник споживачу, закладена маржа постачальника. Окремі постачальники, крім маржи, можуть включати частину своїх витрат, які вони несуть від створених іншими споживачами небалансів. Як правило, в портфелі постачальника є споживачі з якісною прогнозованістю графіка споживання і навпаки практично не контрольоване коливання обсягів споживання. Постачальник для досягнення беззбитковості при здійсненні своєї діяльності на ринку може усереднювати витрати по всіх своїх споживачах і таким чином перекладати в неявному вигляді витрати одних споживачів на інших. В загальному випадку механізм врахування витрат на небаланси в кінцевій ціні визначається умовами договору з окремим постачальником.

2. Самостійний пошук на ринку більш дешевої енергії і формування власного портфелю договорів на купівлю електричної енергії на організованих сегментах ринку і безпосередньо у виробників електричної енергії. Коли споживач придбаває електричну енергію у постачальника, то єдиним індикативом ціни, яка використовується в договорі на постачання, або може бути використана для оцінки пропозиції постачальника є ціна на ринку «на добу наперед». Часто в договорі (або комерційній пропозиції) ціна на електричну енергію прив'язана до ціни на ринку «на добу наперед», але постачальник може купувати її і за двосторонніми договорами, що не відображається в відповідних комерційних пропозиціях постачальників.

3. Безпосереднє формування умов договорів з учасниками ринку електричної енергії з більш привабливими умовами для споживача.

Постачальники електричної енергії завжди намагаються залучити кошти своїх споживачів до майбутніх операцій на ринку. Передплата і з максимально більшим періодом є для постачальника стратегічним завданням, інакше йому прийдеться залучати кредитні кошти, а це знижує конкурентоздатність його ціни постачання. Участь на «ринку на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку потребує наявності коштів на *ескроу-рахунку* в уповноваженому банку в повному обсязі для оператора ринку, також потрібна фінансова гарантія для Адміністратора розрахунків за можливі спричинені небаланси, як сторони відповідальної за баланс. Крім того, за двосторонніми договорами, як правило, умовами передбачається передплата. Якщо споживач виходить на оптовий ринок у ролі постачальника на ринок і купує електроенергію на пряму у виробника, то споживач може укласти договір з продавцем (виробником) на більш вигідних умовах, а також має більше можливостей скорегувати умови двостороннього договору на більш лояльні для нього умови.

4. Здійснення діяльності на ринку електричної енергії з можливістю отримання додаткового прибутку. Споживач на оптовому ринку, який набув статус постачальника може додатково отримувати прибуток від здійснення діяльності на ринку електричної енергії за рахунок постачання електричної енергії іншим споживачам. Діяльність на ринку електричної енергії необхідно розцінювати не тільки в розрізі постачання іншим споживачам, а і як діяльність з надання послуги: наприклад, як сторони відповідальної за баланс для учасників балансуючої групи. Дохід від здійснення такої діяльності на ринку дає додаткові можливості порівняно з іншими учасниками, що дозволяє знизити кінцеву ціну на електричну енергію для такого постачальника, як безпосередньо споживача.

5. Створення власної балансуючої групи з іншими учасниками ринку для мінімізації власних втрат від купівлі-продажу небалансів.

Взаємовідносини між учасниками балансуючої групи повинні бути передбачені в договорі за домовленістю сторін. Тому не слід розглядати сторону відповідальну за баланс балансуючої групи тільки як адміністратора витрат від врегулювання небалансів. В частині відповідальності за спричинені небаланси учасник балансуючої групи перед оператором системи передачі не несе такої відповідальності, що є головним принципом цього механізму. За всі небаланси групи перед ОСП відповідає лише сторона відповідальна за баланс балансуючої групи. При цьому, члени балансуючої групи самостійно укладають купують електричну енергію на ринку за цінами, які вони вважають доцільними. Відповідальність за небаланс учасника балансуючої групи визначена в договорі зі стороною відповідальною за баланс балансуючої групи.

Загальні ризики самостійної закупівлі електричної енергії на оптовому ринку та її постачання

До основних ризиків самостійної закупівлі електричної енергії на оптовому ринку та її постачання для власних потреб або іншим споживачам можна віднести наступні.

1. Цінові ризики, що пов'язані з помилками купівлі та продажу електричної енергії у відповідних сегментах ринку електричної енергії, також коливаннями цін в окремі періоди року, місяця, доби. Мінімізація помилок під час купівлі-продажу електроенергії на оптовому ринку потребує аналізу графіку учасника ринку (Споживача) та можливих відхилень від нього в наслідок відсутності або недосконалої системи прогнозування, що використовується. Наявність похибки прогнозування є основним фактором, що впливає на обсяг небалансів електричної енергії електропостачальника.

Іншим важливим чинником є профіль графіку Постачальника, що на відміну від графіку роботи споживача, формується на основі «портфелю споживачів», яким здійснюється постачання постачальником електричної енергії. Форма такого графіку обумовлює, як ціни в кожній окремій годині доби, так і середньозважену

ціну електричної енергії за розрахунковий період для конкретного постачальника. Вочевидь, що електропостачальники з більш рівномірним графіком споживання або з більшою долею споживання у нічні години матимуть кращу середньозважену закупівельну ціну порівняно з електропостачальниками, що мають більше денне споживання електричної енергії.

2. Отримання статусу «Переддефолтний» або «Дефолтний» на ринку електричної енергії.

Коли споживач набуває статусу «учасника ринку» він підпадає під дію всіх вимог Правил ринку. Статус «учасника ринку» обумовлює появу відповідальності перед оператором системи передречи в частині оплати небалансів та надання відповідних фінансових гарантій. Не виконання фінансових гарантій тягне за собою присвоєння статусу «Переддефолтний» і навіть «дефолтний», що обумовлює ризик появи обмежень на участь Споживача або Постачальника на ринку.

Таким чином описані вище ризики в розрізі взаємодії споживача електроенергії із постачальником можна розділити на наступні основні групи:

1. Ризики, на які не можуть впливати постачальник та споживач:

- ризик збільшення ринкової складової вартості електроенергії, пов'язаний із змінами у регуляторній політиці (політичні ризики);
- ризик збільшення ринкової складової вартості електроенергії, пов'язаний із змінами у структурі доступних виробничих потужностей (технологічні ризики);
- ризик збільшення ринкової складової вартості електроенергії, пов'язаний із порушеннями операційної безпеки режимів ОЕС України (ризики порушення безпеки постачання електричної енергії);

2. Ризики, пов'язані із діяльністю постачальника електроенергії:

- ризик завдання економічних втрат споживачу внаслідок помилкових рішень у діяльності постачальника електроенергії у процесі закупівлі електроенергії у ринкових сегментах (ризики неоптимальної участі постачальника на оптовому ринку електроенергії);

– ризик завдання економічних втрат споживачу внаслідок помилкових рішень у діяльності постачальника електроенергії при взаємодії зі споживачами (ризик неоптимальної роботи постачальника із споживачами);

3. Ризики, пов'язані із діяльністю споживачів електроенергії:

– ризик економічних втрат внаслідок вибору неоптимальної моделі закупівлі електроенергії;

– для споживачів із погодинним обліком електроенергії ризик економічних втрат внаслідок власних помилок у прогнозуванні обсягів споживання (помилки споживача у прогнозі електроспоживання);

– для споживачів без погодинного обліку електроенергії ризик економічних втрат внаслідок помилок постачальника у прогнозуванні обсягів споживання групи споживачів категорії «Б» (помилки постачальника у прогнозі електроспоживання).

Питання для самоперевірки.

1. Основні переваги закупівлі електричної енергії у ліцензованого постачальника.
2. Основні ризики закупівлі електричної енергії у ліцензованого постачальника.
3. Підходи до вирішення проблеми фінансову відповідальність за врегулювання небалансів на роздрібному ринку електричної енергії України.
4. Основні переваги самостійної закупівлі електричної енергії на оптовому ринку та її постачання.
5. Основні ризики самостійної закупівлі електричної енергії на оптовому ринку та її постачання.
6. Класифікація ризиків взаємодії споживача із постачальником на роздрібному ринку електричної енергії України.

Тема 14. Оцінка доцільності зміни форми участі споживача на ринку електричної енергії

Для споживачів електроенергії, передусім комерційних підприємств і організацій, набули актуальності питання вибору оптимальної моделі закупівлі електроенергії [71, 72]. Вирішення такої задачі безпосереднім порівнянням різних варіантів закупівлі електроенергії ускладнене внаслідок функціонування в оптовій частині ринку електроенергії кількох сегментів з різними принципами участі і різними правилами ціноутворення, а у роздрібній частині – постачальників із різними підходами до тарифоутворення для споживачів. Таким чином, для споживача електроенергії у загальному випадку існують сотні варіантів закупівлі електроенергії, для безпосереднього порівняння яких необхідно здійснити значний обсяг розрахунків.

У таких умовах споживачу електроенергії більш доцільно використовувати окремі закономірності у правилах і моделях ціноутворення для оцінки доцільності впровадження окремих змін до існуючої моделі постачання електроенергії, наприклад: порівняння комерційних пропозицій постачальників електроенергії, доцільність переходу з категорії «Б» до категорії «А», доцільність самостійної участі в організованих сегментах та інші подібні питання зміни складових схеми участі в ринку електроенергії України [71, 72].

Як показано в попередньому розділі безвідносно принципів ціноутворення різних постачальників для споживачів в Україні функціонують дві основні схеми обліку електроенергії:

- споживачі з погодинним обліком електроенергії (зазвичай комерційні споживачі категорії «А»);
- споживачі з обліком електроенергії за розрахунковий місяць (комерційні споживачі категорії «Б» та інших категорій без погодинного обліку електроенергії).

Споживачі з погодинним обліком електроенергії самостійно визначають прогнозовані погодинні графіки навантаження протягом доби. Постачальник електроенергії купує замовлені погодинні обсяги електроенергії (у сегменті двосторонніх договорів та/або на РДН). Щогодинні відхилення фактичних обсягів споживання електроенергії від замовлених фіксуються як допущені споживачем погодинні небаланси.

Для споживачів без засобів погодинного обліку неможливо зафіксувати фактичні погодинні обсяги споживання електроенергії. Тому постачальник електроенергії використовує надані Оператором системи розподілу погодинні значення навантаження для групи таких споживачів в межах однієї площадки вимірювання АСКОЕ та розраховує фактичну вартість електроенергії для таких споживачів пропорційно фактично спожитим ними (по даним лічильників) за розрахунковий місяць обсягам електроенергії. Статистика погодинного навантаження для групи споживачів без засобів погодинного обліку електроенергії також використовується постачальником для прогнозу та закупівлі погодинних обсягів електроенергії з урахуванням замовлених цими споживачами на новий розрахунковий місяць обсягів електроенергії. Відповідно при нарахуваннях фактичної вартості електроенергії для кожного такого споживача постачальник розподіляє сумарну за місяць вартість погодинних обсягів електроенергії та сумарну за місяць вартість погодинних небалансів між споживачами в межах площадки вимірювання АСКОЕ пропорційно фактично спожитим цими споживачами протягом розрахункового місяця обсягам електроенергії [71, 72].

У сегменті роздрібного ринку електроенергії України постачальники пропонують пропозиції з постачання електроенергії за різними умовами тарифоутворення. Проте, як показав огляд комерційних пропозицій постачальників, в умовах однакового графіка платежів за спожиту електроенергію, формула тарифоутворення однакова для споживачів категорій «А» та «Б». Тому, при рішенні задачі оцінки доцільності переходу споживача на погодинний облік електроенергії

за критерієм вартості 1 кВт·год складові маржі постачальника допустимо не враховувати.

Таким чином визначальними факторами для рішення задачі оцінки доцільності переходу споживача на погодинний облік електроенергії є вартість погодинних обсягів електроенергії та погодинна вартість небалансів електроенергії з урахуванням особливостей обліку електроенергії та розрахунків цих складових для споживачів з погодинним та без погодинного обліку електроенергії.

Сегмент РДН в Україні наразі відіграє визначальну роль у формуванні ринкової вартості електроенергії як складової вартості електроенергії для кінцевого споживача. Тому механізми ціноутворення та основні тренди у цьому ринковому сегменті потребують детального аналізу передусім в частині їх впливу на вартість електроенергії для споживачів з погодинним обліком електроенергії та споживачів без погодинного обліку електроенергії.

Введемо поняття відносного профілю електроспоживання, як добового графіка погодинних відносних відхилень в обсягах споживання електроенергії по відношенню до «базисного» (мінімального протягом доби) обсягу електроспоживання [71]:

$$\delta V_t = \frac{V_t}{\min(V_t \in D)} \quad \forall t = \{1..24\} \in D$$

Порівняння відносних профілів споживання електроенергії для ОЕС України та профілю споживачів категорії Б у Житомирській області відображено на рис.14.1. Як видно з рис. 14.1, профіль споживачів категорії Б у Житомирській області має суттєво більші відхилення від базису переважно в денні години доби, коли вартість електроенергії найвища. Тому в цілому за добу для цієї групи споживачів формується більш висока середньозважена ціна купівлі електроенергії. Для порівняння, за відсутності відхилень від базисного значення обсягів закупівлі електроенергії (тобто, закупівлі однакових обсягів електроенергії в усі години доби)

середньозважена ціна електроенергії на добу постачання 04.12.2020р. склала б 1531 $\text{€}/(\text{МВт}\cdot\text{год})$.

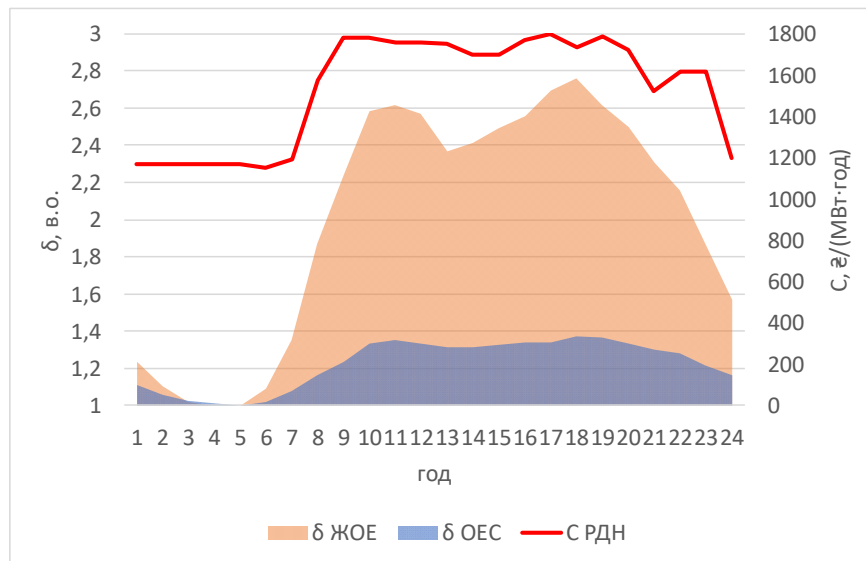


Рисунок 14.1– Порівняння відносних профілів електроспоживання ОЕС України (δ ОЕС) та споживачів категорії Б у Житомирській області (δ ЖОЕ) на фоні погодинних граничних цін РДН (С РДН) для доби постачання 04.12.2020.

Споживач із погодинним обліком електроенергії самостійно прогнозує погодинний графік навантаження і несе повну фінансову відповідальність за допущені погодинні небаланси між прогнозним та фактичним значеннями погодинного навантаження. Група споживачів без погодинного обліку електроенергії несе солідарну відповідальність за допущені постачальником неточності прогнозу агрегованого графіка навантаження [71].

Невідповідність між відхиленнями фактично спожитих за місяць обсягів електроенергії від замовлених для кожного споживача та погодинними відхиленнями фактично спожитих групою споживачів обсягів електроенергії від прогнозованих та викуплених постачальником обсягів призводить до завищення вартості небалансів зокрема, та ринкової складової вартості електроенергії для цих споживачів загалом.

Загальні критерії оцінки доцільності самостійної участі на ринку електричної енергії у порівнянні із закупівлею електроенергії у постачальників наведені в таблиці 14.1. А особливості вибору моделі закупівлі електроенергії по категоріям А (з погодинним обліком) та Б (без погодинного обліку) наведені в таблиці 14.2.

Таблиця 12.1

Складові оцінки доцільності взаємодії із постачальником

Закупівля електроенергії у постачальника	Особиста участь у ринкових сегментах
Вартість закупівлі електроенергії в сегментах ринку	
Платежі за участь в організованих сегментах ринку	
Вартість небалансів	
Маржа постачальника (вигода)	Витрати на діяльність в ринкових сегментах
Вартість транспортування електроенергії	
Витрати на прогноз погодинного навантаження	

Таблиця 14.2

Взаємодія постачальника із споживачами різних категорій

Група споживачів без погодинного обліку електроенергії	Індивідуальний графік з погодинним обліком електроенергії
Споживач визначає прогнозовані обсяги споживання електроенергії на розрахунковий місяць	
Постачальник прогнозує агрегований погодинний графік для групи споживачів	Споживач прогнозує погодинні обсяги споживання електроенергії
Постачальник закуповує прогнозовані погодинні обсяги електроенергії	
Постачальник розподіляє вартість допущених погодинних небалансів серед групи споживачів (солідарна відповідальність за неточний прогноз постачальника)	Споживач несе повну фінансову відповідальність за погодинні небаланси (індивідуальна відповідальність за власний неточний прогноз)

Порядок зміни електропостачальника за ініціативою споживача

Споживач має право на зміну електропостачальника шляхом укладення нового договору про постачання електричної енергії споживачу (постачання електричної енергії постачальником універсальних послуг) з новим електропостачальником [38].

Процес зміни споживачем електропостачальника забезпечується суб'єктами (учасниками) ринку електричної енергії та учасниками роздрібного ринку електричної енергії, які задіяні у процесі зміни електропостачальника та забезпечують зміну та інформаційний обмін під час такої зміни на безоплатній основі.

Зміна електропостачальника за ініціативою споживача має бути завершена протягом періоду, що починається з дня повідомлення споживачем нового електропостачальника про наміри змінити попереднього електропостачальника, але у строк, що не перевищує 21 календарний день з дня вказаного повідомлення.

Днем повідомлення споживачем про намір змінити електропостачальника вважається дата зафіксованого звернення споживача до нового електропостачальника щодо наміру укласти з ним договір про постачання електричної енергії споживачу.

Якщо споживач має чинний договір про постачання електричної енергії споживачу з фіксованим терміном (строком) дії, з метою уникнення штрафних санкцій за дострокове розірвання договору з боку попереднього електропостачальника споживач повинен повідомити нового електропостачальника про намір укласти з ним договір про постачання електричної енергії споживачу за 21 календарний день до дати закінчення терміну (строку) дії чинного договору.

У межах однієї процедури зміни електропостачальника споживачем відповідно до *Правил роздрібного ринку електричної енергії* можлива зміна лише

одного електропостачальника. При цьому споживач може ініціювати декілька процедур зміни електропостачальника одночасно.

Новий електропостачальник має протягом трьох робочих днів надіслати запит до адміністратора комерційного обліку щодо зміни електропостачальника.

Після отримання та перевірки запиту на зміну електропостачальника адміністратор комерційного обліку протягом наступного дня має надіслати постачальнику послуг комерційного обліку споживача запит на контрольне зняття даних.

Адміністратор комерційного обліку не пізніше ніж на наступний день з дня отримання запиту на зміну електропостачальника має сформувати прогнозні обсяги споживання за точкою обліку на заплановану дату зміни електропостачальника. У разі відсутності можливості зміни електропостачальника адміністратор комерційного обліку повідомляє про це нового електропостачальника із зазначенням причини відмови у забезпеченні зміни електропостачальника, що є підставою для зупинки (анулювання) процедури зміни електропостачальника.

Попередній електропостачальник після отримання від адміністратора комерційного обліку повідомлення про зміну електропостачальника повинен здійснити всі необхідні заходи у зв'язку з припиненням дії договору про постачання електричної енергії споживачу зі споживачем на заплановану дату зміни електропостачальника.

До припинення дії договору про постачання електричної енергії споживачу попередній електропостачальник зобов'язаний забезпечувати постачання електричної енергії на умовах чинного договору.

Попередній електропостачальник не пізніше ніж за 5 календарних днів до закінчення строку дії договору про постачання електричної енергії споживачу має виставити споживачу рахунок за електричну енергію, сформований на підставі прогнозних даних комерційного обліку, наданих адміністратором комерційного обліку.

Постачальник послуг комерційного обліку має передати адміністратору комерційного обліку фактичні дані комерційного обліку на момент зміни електропостачальника. Упродовж одного робочого дня після зміни електропостачальника адміністратор комерційного обліку надсилає отримані фактичні дані попередньому та новому електропостачальнику.

Зазначені дані є підставою для коригуючих взаєморозрахунків між споживачем та попереднім електропостачальником та початковими даними для розрахунків споживача з новим електропостачальником.

Якщо фактичні дані комерційного обліку перевищують прогностні, споживач повинен протягом 5 робочих днів з дати отримання остаточного рахунку здійснити платежі на користь попереднього електропостачальника.

Якщо споживачем здійснена переплата за прогностними даними споживання, попередній електропостачальник повинен протягом 5 робочих днів повернути споживачу надлишок коштів.

Зазначені платежі мають бути здійснені сторонами протягом 10 робочих днів після зміни електропостачальника.

Якщо не пізніше ніж за 3 календарні дні до дати зміни електропостачальника споживач та/або новий електропостачальник (крім випадків укладення договору шляхом приєднання споживача до публічної комерційної пропозиції) виявили бажання зупинити процес зміни електропостачальника, новий електропостачальник повинен невідкладно повідомити про це адміністратора комерційного обліку. Таке звернення є підставою відмови адміністратора комерційного обліку у забезпеченні зміни електропостачальника.

Новий електропостачальник на запит споживача повинен повідомляти його про етапи виконання процедури зміни електропостачальника. Датою зміни електропостачальника вважається дата зміни записів у реєстрах груп споживачів електропостачальників. Споживач має право протягом 14 календарних днів після зміни електропостачальника ініціювати процедуру переходу до іншого

електропостачальника без оплати штрафних санкцій за передчасне розірвання договору.

Суб'єкти (учасники) ринку електричної енергії та учасники роздрібного ринку, які задіяні у процесі зміни електропостачальника, несуть відповідальність за завдані збитки іншим суб'єктам та споживачу в установленому порядку.

Питання для самоперевірки.

1. Вплив схеми обліку електричної енергії на тарифи для споживачів в Україні.
2. Особливості фінансової відповідальності за небаланси за різних схем обліку електричної енергії.
3. Поняття відносного профілю електроспоживання та принципи його використання.
4. Складові для порівняння варіантів закупівлі електричної енергії у постачальника та особистої участі на біржових торгах.
5. Складові для порівняння варіантів закупівлі електричної енергії у постачальника за різних форм обліку електроенергії.
6. Порядок зміни електропостачальника за ініціативою споживача.

Тема 15. Прогнозування попиту/навантаження в електроенергетиці

Особливості задачі прогнозування попиту та навантаження в електроенергетиці

Для забезпечення надійності та економічності виробництва, розподілу та споживання електричної енергії необхідно точно відслідковувати навантаження споживачів в процесі виробництва електричної енергії. Враховуючи складність енергосистеми на рівні систем розподілу та системи передачі, а також широкий спектр задач, які мають виконувати різні учасники ринку ця задача має розв'язуватись в широкому діапазоні часових інтервалів.

В діапазоні секунд, коли коливання навантаження малі та носять випадковий характер, баланс між генерацією та споживанням (яке складається з корисного навантаження та технологічних витрат) забезпечується системою автоматичного регулювання частоти та потужності (АРЧП). В масштабі хвилин, коли можливі більші коливання потужності, економічність розподілу навантаження між увімкнутими джерелами потужності здійснюється безпосередньо методами диспетчерського керування.

В періодах порядку годин та діб, коливання навантаження стають ще більш значними. Для задоволення попиту на електричну енергію та потужність в таких часових проміжках необхідно підключати або відключати цілі агрегати та перерозподіляти енергію між сусідніми системами. Це завдання вирішується за допомогою ряду засобів керування виробництвом енергії, оптимізацією структури генеруючих потужностей в кожний момент часу, з врахуванням витрат на пуск і холостий хід блоків електростанцій та мінімально необхідний відпуск електроенергії.

На протязі періодів часу порядку тижнів, коли коливання навантаження дуже великі, економічно обґрунтоване задоволення попиту на електричну енергію, при наявних в мережі ресурсах, забезпечується за рахунок розподілу запасів первинних енергоносіїв, а також планування ремонтів. Крім того, що б гарантувати надійну

роботу енергосистеми, в певний проміжок часу в майбутньому, необхідно досліджувати її поведінку, при різноманітних наперед заданих аварійних ситуаціях, засобами автоматичного аналізу режиму мережі.

В режимі реального часу верифікація даних телеметричних вимірювань та сигналів, які дозволяють отримати абсолютні значення та фазові кути напруги, проводиться з допомогою методів оцінки стану. За цими значеннями можна розрахувати оцінки миттєвих значень навантаження.

При забезпеченні економічного розподілу навантаження в системі АРЧП передбачені процедури дуже короткострокового прогнозування навантаження з горизонтом упередження порядку секунд та хвилин (оперативне прогнозування). Інформацію про навантаження для оптимізації режимів гідроелектричних станцій, визначення складу працюючих блоків станцій, розподіл навантаження між станціями, що працюють на відновлювальних джерелах енергії, та тепловими станціями, оцінки потоків енергії надає система короткострокового прогнозування навантаження. Для розподілу первинних енергоресурсів та планування ремонтів необхідні прогнози навантаження на періоди від тижнів до місяців. Для планування капітального будівництва, введення нових потужностей та стратегічного планування розвитку енергосистеми, необхідні прогнози з упередженням від одного року і більше.

На фоні лібералізації світових та вітчизняних ринків електричної енергії все більшої актуальності набуває розробка та впровадження методів управління попитом різних груп споживачів та енергопостачальних компаній в цілому [76]. Основою для яких є сегментація ринку та прогнозування попиту на електричну енергію (навантаження) [77].

В залежності від прийнятої моделі ринку, вказані завдання можуть розв'язуватись різними способами та на різних рівнях ієрархії управління енергосистемою.

Нерозривність процесів генерації і споживання та значна обмеженість засобів для накопичення електроенергії в масштабах ОЕС України призводить до

специфічних особливостей електроенергії як товару. Тому в електроенергетиці велика увага має приділятися питанням прогнозу попиту (навантаження), оскільки завищена оцінка призведе до заморожування оборотних коштів, неефективного розподілу первинних енергоносіїв та зменшення ресурсу енергоагрегатів, а його недооцінка може бути пов'язана із великими збитками для енергопостачальних компаній через зниження надійності електропостачання та необхідність використання дорогих маневрових електростанцій.

Порівнюючи різницю цін на балансуєчому, внутрішньодобовому ринку та ринку «на добу наперед» можна кількісно оцінити фінансові втрати учасників торгів від похибок короткострокового прогнозування свого електричного навантаження [77-79]. В середньорічні втрати за період 2004 - 2014 рр. для компанії пікова потужність якої становить 1000 МВт оцінюються в \$300 тис. при збільшенні похибки короткострокових прогнозів на 1%.

Для європейських ринків річна вартість похибки прогнозу в 2017 досягала на OTE (Чеська республіка) – €890 тис., EPEXSPOT (Західна Європа) - €340 тис., Nord Pool (Північна Європа та країни Балтії) - €400 тис.

Подібні оцінки є досить грубими, але вони показують потенціал економічного ефекту від підвищення точності короткострокового прогнозу на 1%.

Для оптового ринку електричної енергії України вартість 1 МВт·год похибки прогнозу «на добу наперед» для операторів мереж в 2020 р за попередніми оцінками складала 225 грн. [17]. Розрахунок економічного ефекту від зниження похибки прогнозів технологічних втрат мережевих компаній з горизонтом упередження від 12 до 36 годин, показує, що зниження похибки на 5% дозволить знизити сумарні витрати для компенсацію небалансів на 184 млн. грн на рік, що дозволить знизити тарифи на розподіл та тариф на передачу електричної енергії для всіх кінцевих споживачів [17].

Крім прогнозування навантаження, суттєвий вплив на балансову надійність та економічність роботи енергосистеми має точність прогнозу обсягів відпуску

електричної енергії виробниками з альтернативних джерел енергії [80] та прогнозування небалансів електричної енергії [69]. Також актуальним є прогнозування оптових цін, точність якого напрямку впливає на якість прийнятих рішень учасниками ринку електричної енергії [81, 82].

Класифікація видів прогнозування в електроенергетиці.

В сучасній літературі не існує консенсусу щодо формальної класифікації задач прогнозування попиту на електричну енергію (навантаження). Найбільш розповсюдженим є підхід (таблиця 15.1) при якому виділяються три види прогнозів: короткостроковий (Short term, STLF), середньостроковий (Medium term, MTLF) та довгостроковий (Long term, LTLF).

Таблиця 15.1

Класифікація видів прогнозування за часом

Вид прогнозу	Короткостроковий	Середньостроковий	Довгостроковий
Часовий горизонт	¼ - 24 год	1 день – декілька тижнів	Декілька місяців – рік
Прогнозна величина	Графік навантаження	Графік навантаження	Об'єм попиту на електроенергію
Точність	Точні значення графіку навантаження	Похибка << Потужності	Точні значення електроенергію
Дискретність даних	¼ - 1 година	1 година	1 година
Ведення режиму	Економічність розподілу	Завантаження агрегатів	Планування резервів
Планування	Завантаження агрегатів	Планування резервів	Розвиток потужностей

Більш детальною є класифікація представлена в роботі [79] в якій автор, аналізуючи потреби учасників ринку електроенергії, виділяє чотири види, додаючи оперативне прогнозування (Very Short term, VSTLF) (таблиця 15.2).

Таблиця 15.2

Складові задачі прогнозування

	VSTLF	STLF	MTLF	LTLF
Горизонт прогнозування	до 1 день	до 2 тижнів	до 3 років	до 30 років
Цикл оновлення прогнозів	<= 1 година	1 день	1 місяць	1 рік
Купівля електроенергії	X	X	X	X
Передача та розподіл (T&D)		X	X	X
Ведення режиму (operations & maintenance)	X	X		
Управління попитом (DSM)	X	X	X	X
Фінансове планування			X	X

Враховуючи особливості ОЕС України в роботі [83] розроблено класифікацію видів прогнозування за трьома параметрами: дискретність отримання інформації, дискретність та глибина прогнозування (таблиця 15.3).

Таблиця 15.3

Дискретність основних видів прогнозування.

Вид прогнозу	Дискретність		Горизонт прогнозування
	Отримання	Прогнозування	
Годинний	1 хв.	10 хв.	10–60 хв.
Добовий (оперативний)	10 хв.	1 год.	1–24 год.
Тижневий (короткостроковий)	1 год.	1 доба	1–7 діб
Місячний	1 доба	1 тиждень	1–4 тижнів.
Річний (середньостроковий)	1 тиждень	1 місяць	1–12 місяців
Багаторічний (довгостроковий)	1 місяць	1 рік	1–5 років

Серед основних факторів, які несуть інформацію про характер зміни сумарного електричного навантаження (СЕН) можна виділити наступні групи [84]:

- календарні (година доби, день тижня, місяць року, сезон, номер тижню тощо);
- метеорологічні (температура навколишнього середовища, швидкість та напрям вітру, вологість, хмарність, наявність та тип опадів або природного явища);
- технологічні (навантаження енергоємних підприємств, інформація про режими роботи споживачів регуляторів, технологічні витрати енергії, доступність альтернативних джерел тепла, впровадження нових технологій та інші);
- астрономічні (зміна часу сходу та заходу сонця протягом року);
- економічні (ефект від диференційованого тарифу, вартість електричної енергії на оптовому та роздрібному ринках, ВВП, індекс промислового виробництва, індекси фондових ринків, курс валют тощо);
- демографічні (зростання міського населення тощо).

Не всі групи факторів однаково інформативні при прогнозуванні СЕН та попиту на електричну енергію з різними горизонтами упередження. Для довгострокових прогнозів найбільш важливими будуть економічні та демографічні

фактори. Також суттєво впливають на попит на електричну енергію довгострокові метеорологічні тенденції, які можуть бути враховані у вигляді середньомісячної або середньорічної температури та впровадження нових технологій.

Для короткострокового прогнозування графіку навантаження, наприклад електропостачальника, в першу чергу важливими будуть саме метеорологічні та календарні фактори. При наявності в структурі споживачів даної компанії великої частки енергоємних підприємств, необхідно враховувати їх режими роботи.

Особливими випадками є прогнозування навантаження системи в певний час доби. Найчастіше виникає необхідність в оцінці добового максимуму навантаження та години максимуму. Будь який з вказаних прогнозів можна отримати з базового прогнозу погодинних значень, але врахування особливостей прогнозованої величини може підвищити якість прогнозів.

Процес прогнозування можна розділити на три етапи (рисунок 15.1). Перший це побудова *моделі залежності* прогнозованої величини від певних факторів. Другий етап це отримання прогнозів на основі розробленої моделі. І третій, це оцінка якості моделі та її коригування при необхідності.

Зазвичай прогнозна величини подається у вигляді двох складових:

$$y_i = y_i^* + \varepsilon_i,$$

де y_i – реальні значення;

y_i^* – математичне очікування або регресія з оптимальними параметрами:

$$y_i^* = f(x_i, w^*);$$

де x_i – вектор значень факторів які впливають на прогнозну величину;

ε_i – шум з нульовим математичним очікуванням та скінченної дисперсією;

w^* – параметри з якими досягається глобальний оптимум оптимізаційної задачі пошуку регресії.

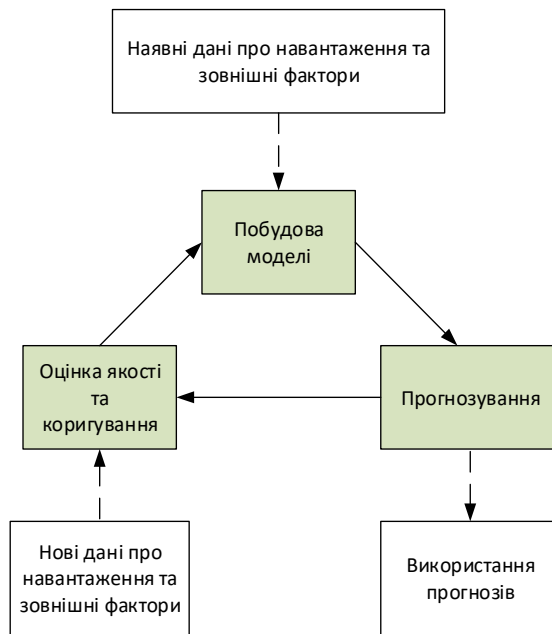


Рисунок 15.1 – Спрощена схема процедури прогнозування.

Математичне очікування оцінюється моделлю $\hat{y}_i$:

$$\hat{y}_i = f(x_i, \hat{w}),$$

$$y_i - \hat{y}_i = (y_i^* - \hat{y}_i) + \varepsilon_i,$$

де $\hat{w}$ – оцінки параметрів w^* , отримані шляхом мінімізації середнього квадрату відхилень.

Таким чином, похибка прогнозу складається з похибки оцінки функції y_i^* та випадкової складової самої прогнозовної величини ε_i . При умові, що ε_i незалежна величина, дисперсію похибки можна визначити за формулою:

$$\sigma_i^2 = \sigma_{\hat{y}_i}^2 + \sigma_{\varepsilon_i}^2.$$

В залежності від форми моделі та припущень які використовуються при її побудові, всі підходи до прогнозування можна розділити на інтуїтивні (спрощені) та формалізовані (аналітично-розрахункові).

При *інтуїтивному* підході, в якості моделі об'єкту виступає уявлення експерта про залежність прогнозовної величини від певних явищ та процесів. Моделі формуються на основі досвіду експерта, його знань про об'єкт прогнозування та

інтуїції і тому носять суб'єктивний характер. Такі моделі більше ґрунтуються на якісній, ніж на кількісній інформації. Зазвичай подібні прогнози проводяться в ручну та без застосування складного математичного апарату.

Серед інтуїтивних підходів можна виділити дві групи методів прогнозування. По-перше це так звані «наївні» методи прогнозування. В якості прикладу можна привести прогноз завтрашнього споживання в i -ту годину за допомогою значення в i -ту годину сьогоднішньої доби або того ж дня минулого тижня.

Другу групу складають методи на основі експертних оцінок, які ґрунтуються на особистому досвіді експертів. Для зменшення суб'єктивності оцінок використовуються різні методи об'єднання прогнозів.

При *формалізованому* підході моделлю об'єкту є чітка математична абстракція, яка може бути представлена у вигляді відповідної формули. Процес розробки моделі починається з накопичення даних про прогнозну величину та фактори, які на неї впливають. На основі аналізу даних висувуються припущення або гіпотези про форму залежності між прогнозною величиною та факторами (ідентифікація структури моделі). Вони повинні бути підтверджені або спростовані з достатнім обґрунтуванням. Далі використовуючи відповідний математичний апарат оцінюються параметри моделі, які кількісно відображають взаємозв'язок між прогнозною величиною та факторами. Зазвичай для побудова та використання таких моделей потребує значних обчислювальних ресурсів та проводиться на базі комп'ютерів.

Класифікація за подібним критерієм носить досить умовний характер оскільки навіть найпростіша «наївна» модель може бути представлена у вигляді математичної формули, наприклад:

$$\hat{P}_i = P_{i-24},$$

де $\hat{P}_i$ – прогнозне значення в i -ту годину доби в майбутньому;

P_{i-24} – фактичне значення навантаження за 24 години до прогнозного часу.

Яка означає, що в якості прогнозу приймається значення навантаження в туж саму годину попередньої доби. Очевидно, що на основі такої оцінки неможливо ефективно вирішувати складні задачі, які стоять перед ОЕС України та учасниками ринку електроенергії.

Різні методи об'єднання оцінок експертів також можуть приймати вигляд формалізованих алгоритмів.

В свою чергу при побудові моделей в рамках формалізованого підходу досить часто виникають певні евристики, які важко теоретично обґрунтувати. Наприклад, при побудові штучних нейронних мереж невирішеним (з точки зору теорії) залишається питання вибору кількості прихованих шарів та прихованих нейронів.

При наявності кількісної інформації та науково обґрунтованих припущень про форму зв'язку між факторами та сумарним електричним навантаженням доцільно використовувати формалізований підхід, оскільки він дозволяє досягти менших значень середньої похибки. Інтуїтивні методи чи Досвід експерта дозволяють здійснювати аналіз особливих режимів споживання.

Найчастіше на практиці експерт при побудові моделей і прогнозуванні поєднує обидва підходи.

Моделі для прогнозування електричного навантаження

Найбільш поширеними методами прогнозування в рамках формалізованого підходу є моделі експоненційного згладження, авторегресії та ковзного середнього (ARMA, autoregression and moving average) та штучні нейронні мережі.

В класі експоненційного згладження найбільш адекватною моделлю для прогнозування електричного навантаження є модель Хольта-Уінтерса-Тейлора (HWT) [85], яка враховує добову та тижневу періодичність даних. Дана модель задається у вигляді рекурентних формул:

$$\begin{aligned}\hat{y}_t &= l_{t-1} + d_{t-m_1} + w_{t-m_2} + \varphi e_{t-1}; \\ e_t &= y_t - (l_{t-1} + d_{t-m_1} + w_{t-m_2}); \\ l_t &= l_{t-1} + \alpha e_t;\end{aligned}$$

$$d_t = d_{t-m_1} + \delta e_t;$$

$$w_t = w_{t-m_2} + \omega e_t,$$

де

$y_t, \hat{y}_t$ – відповідно фактичне та прогнозне значення цільової величини для моменту часу t ;

l_t – складова, яка відповідає «рівню» часового ряду, або середньому значенню на певному проміжку часу (локальне середнє значення);

d_t, w_t – періодичні складові часового ряду, для погодинних значень навантаження відповідно $m_1 = 24$ та $m_2 = 168$;

e_t – відхилення прогнозних значень від фактичних;

$\alpha, \delta, \omega, \varphi$ – параметри моделі.

В даному вигляді один крок моделі дає прогноз наступного значення часового ряду, для погодинних значень часового ряду горизонт упередження дорівнює 1 годині. Для прогнозу з більшим горизонтом можна використати відповідну модифікацію моделі [85] рекурсивно використовувати попередні прогнозні значення. Така модель є прикладом однофакторної моделі, тобто для її побудови та використання необхідні тільки попередні значення часового ряду.

В даній моделі відсутня трендова складова, яка відповідає за середню зміну значення величини. Тренд більшості часових рядів навантаження, після очищення від періодичної складової, практично дорівнює 0.

В якості цільової величини в даній моделі використовується не навантаження а логарифм навантаження $y_t = \ln P_t$. В даному випадку основа логарифму не має значення, оскільки він використовується для стабілізації дисперсії часового ряду, а не для приведення до певного масштабу.

Для оцінки параметрів $\alpha, \delta, \omega, \varphi$ може бути використаний будь який метод розв'язання оптимізаційної задачі. Досить простим в реалізації та ефективним є метод Хука-Дживса [86]. Даний метод відноситься до класу прямих методів оптимізації і не потребує розрахунку градієнту функції втрат по параметрам.

Значною популярності набули різні варіації моделей авторегресії та ковзного середнього (ARMA, autoregression and moving average) [87]. В базовому варіанті модель ARMA(p,q) задається рекурсивною формулою:

$$\begin{aligned}\hat{y}_t &= c + \alpha_1 y_{t-1} + \alpha_2 y_{t-2} + \dots + \alpha_p y_{t-p} + \beta_1 e_{t-1} + \beta_2 e_{t-2} + \dots + \beta_q e_{t-q} = \\ &= c + \sum_{i=1}^p \alpha_i y_{t-i} + \sum_{i=1}^q \beta_i e_{t-i},\end{aligned}$$

де $\hat{y}_t$ – прогнозне значення цільової величини для моменту часу t ;

y_{t-i} – попереднє фактичне значення часового ряду взятє з лагом i відносно моменту часу t ;

e_{t-i} – відхилення прогнозних значень від фактичних;

p, q – максимальні значення лагів для складової авторегресії та ковзного середнього відповідно;

c, α_i, β_i – параметри моделі.

При наявності детермінованого тренду в часовому ряді (рисунок 15.2) використовується залежність:

$$\hat{y}_t = ct + \sum_{i=1}^p \alpha_i y_{t-i} + \sum_{i=1}^q \beta_i e_{t-i}.$$

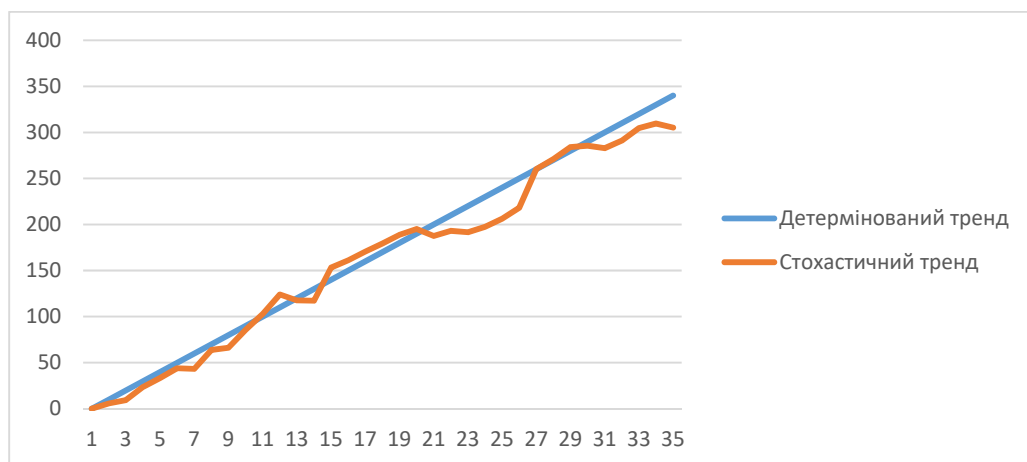


Рисунок 15.2 – Трендові складові часового ряду

У випадку наявності стохастичного тренду (рисунок 15.2) в часовому ряді, узагальненням моделі ARMA буде модель ARIMA(p,d,q):

$$\begin{aligned}\widehat{\Delta^d y_t} &= c + \alpha_1 \Delta^d y_{t-1} + \alpha_2 \Delta^d y_{t-2} + \dots + \alpha_p \Delta^d y_{t-p} + \beta_1 e_{t-1} + \beta_2 e_{t-2} + \dots + \beta_q e_{t-q} \\ &= c + \sum_{i=1}^p \alpha_i \Delta^d y_{t-i} + \sum_{i=1}^q \beta_i e_{t-i},\end{aligned}$$

де $\Delta^1 y_t = y_t - y_{t-1}$ різниця першого порядку часового ряду. В загальному випадку порядок різниці може бути будь-яким і позначається d , але на практиці не часто зустрічаються часові ряди з порядком різниць 2 і вище. Також, d називають порядком інтегрування моделі або процесу.

В більшості випадків в часових рядах електричного навантаження на короткотерміновому масштабі відсутні складові тренду.

Узагальнення ARMA моделі на періодичний часовий ряд маркується, як SARMA(p, q) $\times$ (P, Q) $_m$:

$$\begin{aligned}\hat{y}_t &= c + \sum_{i=1}^p \alpha_i y_{t-i} + \sum_{i=1}^P A_i y_{t-i} + \sum_{i=1}^p \sum_{j=1}^P \alpha_i A_j y_{t-jm} + \sum_{i=1}^q \beta_i e_{t-i} \\ &\quad + \sum_{i=1}^Q B_i e_{t-i} + \sum_{i=1}^q \sum_{j=1}^Q \beta_i B_j e_{t-jm},\end{aligned}$$

де: m – період часового ряду;

A, B – коефіцієнти періодичної складової;

P, Q – максимальні лаги періодичної складової.

При наявності інформації про зовнішні фактори від яких залежить цільова величина використовується модель ARMAX(p, q) $\times$ (P, Q) $_m$. Найрозповсюдженішим варіантом даної моделі є «регресія з ARMA похибкою»:

$$\begin{aligned}\hat{y}_t &= c + \gamma x_t + n_t \\ n_t &= \sum_{i=1}^p \alpha_i n_{t-i} + \sum_{i=1}^q \beta_i e_{t-i}\end{aligned}$$

Вибір гіперпараметрів p, d, q, P, D, Q, m моделі проводиться за аналізом функцій автокореляції та часткової автокореляції часового ряду. Параметри $c, \alpha_i, A_i, \beta_i, B_i$ можуть бути визначені за стандартною процедурою наведеною вище з використанням будь-якого методу розв'язання оптимізаційної задачі.

Безумовною перевагою моделей типу ARMA є їх широка розповсюдженість в програмних продуктах призначених для статистичного аналізу даних (SPSS, Statistica та ін.) та в бібліотеках для розповсюджених мов програмування (Python (statsmodels), R, MATLAB та інші).

Базовою архітектурою штучної нейронної мережі є багатошаровий перцептрон (рисунок 15.3) з одним прихованим шаром нейронів і двома шарами вагових коефіцієнтів (саме тому багатошаровий).

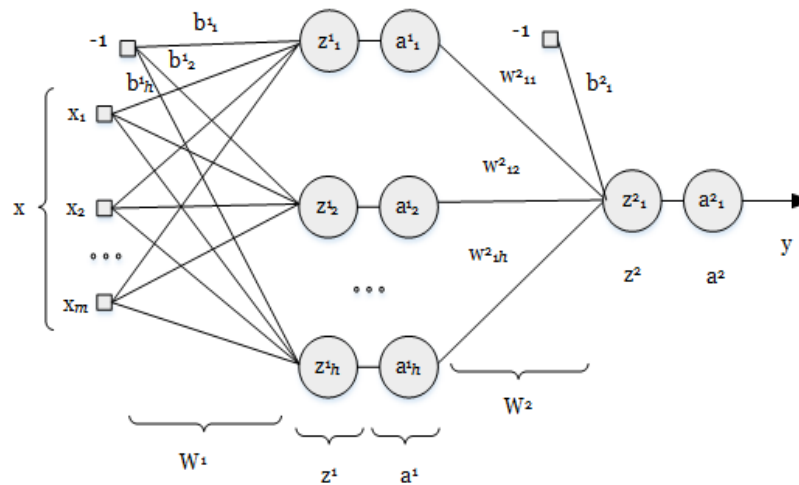


Рисунок 15.3 – Архітектурний граф багатошарового перцептрону, де m – кількість вхідних нейронів, h – кількість нейронів в прихованому шарі $l=1$.

Мережі такого типу називають мережами прямого розповсюдження сигналу, через відсутність зворотних зв'язків між нейронами. Більш детально з теорією штучних нейронних мереж можна ознайомитись в роботах [88, 89].

В літературі прийнята така нотація для опису багатошарових перцептронів:

x - вектор вхідних змінних (факторів), m – кількість вхідних факторів:

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_m)^T, k = 1 \dots m$$

b_j^l - пороговий ваговий коефіцієнт j -го нейрону шару l .

W^l - матриця вагових коефіцієнтів, l – номер прихованого шару.

w_{ji}^l - ваговий коефіцієнт між j -м нейроном шару l та i -м нейроном шару $l-1$.

z_j^l - зважена сума виходів шару $l-1$, p – кількість нейронів шару $l-1$

$$z_j^l = \sum_{i=1}^p w_{ji}^l a_i^{l-1} + b_j^l$$

a_i^l – вихід j -го нейрону шару l , $a_j^l = a(z_j^l)$.

Для вхідного шару

$$a_j^0 = x_k, j = k$$

$a(\cdot)$ – функція активації прихованого нейрона.

$\varphi(\cdot)$ – функція активації вихідного нейрона.

y – вихід нейронної мережі.

$$y = a_1^2$$

Використовуючи вказану нотацію всі перетворення, які відбуваються з вхідними даними в багатошаровому персептроні зображеному на рис. 3 можна записати однією формулою:

$$y = \varphi \left(\sum_{i=1}^h w_{li}^2 \cdot a \left(\sum_{k=1}^m (w_{ik}^1 \cdot x_k) + b_i^1 \right) + b_l^2 \right)$$

Теоретично доведено, що навіть така проста архітектура дозволяє апроксимувати будь яку неперервну функцію з довільною точністю. Необхідною умовою є нелінійний характер функції $a(\cdot)$.

Параметри штучної нейронної мережі також можна визначити використовуючи наведену вище процедуру.

Методи оцінки якості прогнозу

Якість короткострокових прогнозів оцінюється за параметрами точності, стабільності та обґрунтованості [84].

Основою для оцінки вказаних характеристик є розрахунок абсолютних та відносних похибок:

$$\Delta_i = P_i - \hat{P}_i,$$

$$\delta_i = \frac{\Delta_i}{P_i} \cdot 100,$$

де Δ_i – абсолютна похибка (відхилення) прогнозування, МВт;

δ_i – відносна похибка (відхилення) прогнозування, %;

P_i – фактичне значення СЕН в i -ту годину, МВт;

$\hat{P}_i$ – прогнозне значення СЕН в i -ту годину, МВт;

i – номер години в тестовій вибірці.

Під точністю розуміють середнє відхилення прогнозних значень від фактичних і на практиці найчастіше оцінюють за показником середньої абсолютної похибки у відсотках (mean absolute percentage error – MAPE):

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|\Delta_i| \cdot 100}{P_i},$$

де n – загальна кількість годин в тестовій вибірці на якій оцінюється точність;

Тестова вибірка може складатись, як з послідовних значень СЕН так і вибраних випадково з усього масиву наявної інформації.

Стабільність результатів може бути охарактеризована декількома способами. Найбільш загальним є побутова емпіричної функції розподілу похибки та визначення. На практиці ж частіше використовують наступні показники:

- максимальна похибка (MAX);
- математичне очікування похибки (E):

$$E = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta_i$$

- середньоквадратичне відхилення похибки (STDe) як у іменованих одиницях, так і у відсотках:

$$STDe = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\Delta_i - E)^2}, \text{ МВт}$$

Обґрунтованість прогнозу оцінюється відношенням кількості пояснених екстремальних похибок до їх загальної кількості. Під екстремальними можуть розумітися похибки які виходять за довірчий інтервал. Враховуючи те, що при такій оцінці обґрунтованості необхідно аналізувати кожний випадок окремо, на практиці цей показник розраховується тільки в окремих випадках.

Відхилення прогнозних значень від фактичних та середня похибку прогнозу за період:

$$\varepsilon_{t,d} = W_{t,d} - \widehat{W}_{t,d},$$

$$MAPE_D = \frac{1}{ht} \cdot \sum_i^h \frac{|W_i - \widehat{W}_i|}{W_i} \cdot 100\%,$$

де $\varepsilon_{t,d}$ – абсолютне відхилення прогнозних значень від фактичних, МВт·год;

$MAPE_D$ – середня відносна похибка по модулю (mean absolute percentage error) в періоді, що розглядається, %;

ht - кількість годин в періоді D, що розглядається.

Для оцінки похибки прогнозу найбільш ймовірного значення використовується середньоквадратична похибка:

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2,$$

де y_i – фактичне значення з навчальної вибірки;

$\hat{y}_i$ – прогнозне найбільш ймовірне значення;

n – кількість годин в вибірці.

В якості усередненого показника похибки прогнозу використовується середньоквадратична похибка, яка розраховується за формулою:

$$RMSE_t = \sqrt{\frac{\sum_{d=1}^n (W_t^d - PR_t^d)^2}{n}}, \quad d = 1 \dots n,$$

де W_t^d – фактичний обсяг відпуску в годину t доби d ;

PR_t^d – прогнозний обсяг відпуску в годину t доби d ;

n – кількість днів в періоді, що розглядається.

Питання для самоперевірки.

2. Основні види прогнозування, їх характеристики та склад розв'язуваних задач.
3. Основні фактори, які несуть інформацію про характер зміни сумарного електричного навантаження.
4. Поширені методи прогнозування.
5. Сутність методів експертних оцінок.
6. Сутність методів експоненційного згладження для прогнозування електричного навантаження.
7. Сутність методів авторегресії та ковзного середнього для прогнозування електричного навантаження.
8. Підходи до використання нейронних мереж для прогнозування електричного навантаження.
9. Основні критерії оцінки якості прогнозу.

Розділ 5

Вплив збільшення частки відновлюваних джерел енергії на процеси ціноутворення на ринку електричної енергії

Тема 16. Основні функції ДП «Гарантований покупець»

Україна ще у 2009 році взяла на себе зобов'язання на рівні Закону купувати за «зеленим» тарифом всю електричну енергію, вироблену з відновлювальних джерел. Таке зобов'язання держава зафіксувала до 2030 року. При цьому, зміна моделі ринку електричної енергії у 2019 році не мала це зобов'язання порушити. Серед головних постулатів підтримки, які Україна обіцяла інвесторам визначені наступні:

- 1) Купівля за «зеленим» тарифом;
- 2) Купівля електричної енергії єдиним державним підприємством;
- 3) Сто відсотків та своєчасність розрахунків за куплену електричну енергію.

Таким чином, у структурі конкурентного ринку електричної енергії України було передбачено створення нового державного підприємства, яке повинно купувати за «зеленим» тарифом всю електричну енергію у виробників з альтернативних джерел в повному обсязі і джерела визначенні в Законі для гарантування повного розрахунку [90, 91].

Проте створені в Україні механізми стимулювання розвитку відновлювальних джерел є не ринковими механізмами. Це передусім механізми, які гарантують прийняті державою зобов'язання.

Визначена Законом структура конкурентного ринку електричної енергії в Україні відповідає загальноприйнятій в Європі структурі енергетичних ринків та вимогам третього енергетичного пакету. При цьому в національних ринках електроенергії європейських країн практикують додаткове використання різних

механізмів стимулювання або підтримки учасників ринку в межах реалізації окремих загальнодержавних програм.

Тому у структурі конкурентного ринку електричної енергії в Україні закладено функції принципово нового учасника – Гарантованого покупця (ГП). Цей учасник ринку має купувати за «зеленим» тарифом всю електроенергію з ВДЕ у повному обсязі та реалізовувати передбачені Законом механізми компенсації такого тарифу [90, 91]. Загальна схема роботи ГП наведена на рисунку 16.1.

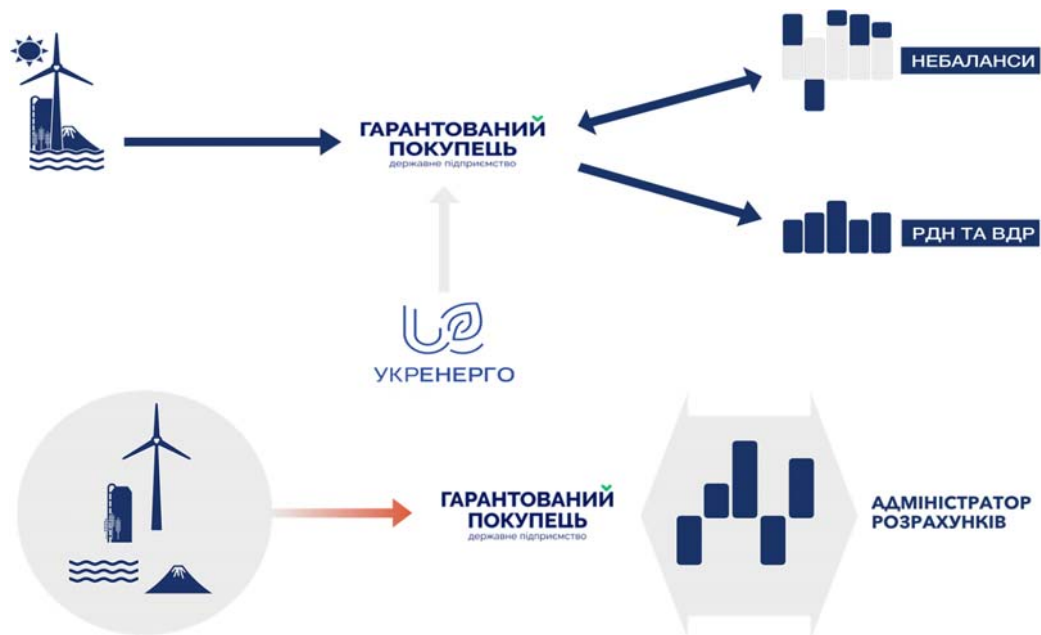


Рисунок 16.1 – Загальна схема роботи ДП «Гарантований покупець»

Великі промислові станції з ВДЕ формально об'єднані у балансуєчу групу, в якій стороною, відповідальною за баланс (СВБ), є Гарантований покупець. В межах функції СВБ Гарантований покупець отримує прогнози відпуску електроенергії від станцій з ВДЕ, зарахованих до балансуєчої групи, та формує агрегований прогноз відпуску електроенергії балансуєчою групою загалом. Погодинні значення такого прогнозу подаються на торги у сегментах ринку двосторонніх договорів та РДН у формі пропозиції з продажу електроенергії. За уточненим прогнозом сумарного відпуску балансуєчою групою електроенергії Гарантований покупець здійснює купівлю/продаж електроенергії на ВДР з метою зменшення небалансів між

проданими на РДН та фактично відпущеними обсягами електроенергії. За результатами функціонування БР та виходячи із зафіксованих фактичних обсягів відпуску електроенергії, Адміністратор розрахунків здійснює нарахування вартості допущених балансуючою групою Гарантованого покупця небалансів. За результатами розрахункового періоду Гарантований покупець здійснює розрахунки з виробниками за відпущену електроенергію.

Слід окремо зауважити, що ДП «Гарантований покупець» здійснює не тільки компенсацію «зелених» тарифів для станцій з ВДЕ, але і компенсацію тарифів для пільгових категорій споживачів в межах механізмів покладання спеціальних обов'язків, що постійно уточняється.

Збільшення частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України, з огляду на нерегульований різко змінний характер відпуску ними електроенергії, вимагає збільшення резервів виробничих потужностей під потреби забезпечення сталої та надійної роботи ОЕС України [92, 93] як в частині зарезервованих обсягів допоміжних послуг, так і в частині обсягів послуг балансування у сегменті балансуючого ринку.

Витрати на закупівлю та використання допоміжних послуг компенсуються відповідною статтею у тарифі на диспетчеризацію. Цей тариф накладається на виробників електроенергії та Операторів систем розподілу. Вартість наданих Оператору системи передачі послуг балансування компенсується учасниками ринку пропорційно до обсягів допущених ними небалансів. Кошти на компенсацію пільгових тарифів для побутових ВДЕ та для балансуючої групи Гарантованого покупця передбачаються у тарифі на передачу електроенергії, який сплачують усі споживачі.

Узагальнені фактори впливу станцій з ВДЕ на вартість електроенергії.
Виділені наступні основні фактори комплексного впливу цих станцій на вартість електроенергії для кінцевих споживачів:

– прогнозні значення обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ впливають на вартість електроенергії в сегменті РДН та початкову вартість послуг балансування в сегменті БР;

– точність прогнозу обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ впливає на обсяги та вартість небалансів, а також на обсяги та вартість допоміжних послуг, що неявним чином впливає на функцію пропозиції електроенергії на РДН та функції пропозиції послуг балансування в сегменті БР.

Гарантований покупець отримує від станцій з ВДЕ прогнози виробництва електроенергії, на основі якого формує агрегований графік пропозиції на РДН. Додатково Гарантований покупець здійснює купівлю/продаж електроенергії на внутрішньодобовому ринку з метою зменшення обсягів небалансів. За результатами функціонування БР формуються ціни небалансів і Адміністратор розрахунків формує рахунок на сплату вартості небалансів для балансуючої групи ГП. За підсумками фінансових розрахунків ГП сплачує станціям з ВДЕ вартість відпущеної електроенергії.

Проблеми фінансування відновлювальної енергетики в Україні

Найбільшою економічною проблемою збільшення частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України стала проблема розрахунків за відпущену ВДЕ електроенергію за пільговими «зеленими» тарифами. Так з введенням конкурентного ринку електроенергії в Україні влітку 2019 року компенсація тарифів на відпущену ВДЕ електроенергію фактично здійснювалася за рахунок гідро- та атомних електростанцій (ГЕС і АЕС). Відповідно ГП здійснював на спеціалізованих аукціонах ринку двосторонніх договорів закупівлю електроенергії у ГЕС і АЕС за фіксовано низькими цінами, та перепродавав викуплені обсяги у сегменті РДН за ринковими цінами. Отримана вигода спрямовувалась на компенсацію «зелених» та інших пільгових тарифів. Проте, це джерело покриття пільгових тарифів було вичерпане внаслідок взаємопов'язаних суттєвого

збільшення потреби в обсягах електроенергії на компенсацію пільгових тарифів та суттєвого падіння цін у сегменті РДН. При цьому тариф Оператора системи передачі не передбачає достатньої долі коштів на покриття всіх витрат, що призвело до накопичення заборгованості Оператора системи передачі перед ГП у 2020 році. Для ГП, у свою чергу, накопичувалася заборгованість перед ГЕС, АЕС та виробниками з ВДЕ. Наданий восени 2020 року дозвіл ГП продажу прогнозованих обсягів електроенергії від станцій з ВДЕ дещо знизив проблему нестачі оборотних коштів, але не вирішує проблему накопичення заборгованості в цілому. При цьому, для визначення обсягів покриття пільгових тарифів для виробників ВДЕ з тарифу Оператора системи передачі, необхідно, у свою чергу, спрогнозувати обсяг коштів, який покривається наданими Гарантованому покупцю ресурсами.

Значне зростання встановленої потужності електростанцій з ВДЕ при діючій формі підтримки у вигляді «зеленого» тарифу (Feed-in-tariff) призвело до розбалансування фінансової системи оптового ринку електричної енергії України, що проявилось у вигляді накопичення боргів у основних інституційних учасників ринку таких, як НЕК «Укренерго» та ДП «Гарантований покупець» [94]. Так, заборгованість ДП «Гарантований покупець» перед виробниками за 2020 р. складала 31% відсоток від сумарної вартості купленої електричної енергії, а в 2021 р. продовжила зростати.

Крім того сумарні обсяги генерації ВДЕ в деякі години доби перевищують можливості енергосистеми зі споживання при дотриманні встановлених вимог щодо надійності та резервування потужностей в ОЕС України. Для підтримання стабільної роботи енергосистеми Оператор системи передачі запровадив систему керування обмеженнями ВДЕ. Механізм роботи даної системи аналогічний механізму роботи балансуючого ринку. Виробники з ВДЕ повинні подавати заявки на зменшення навантаження, при цьому обсяг заявки ґрунтується на прогнозах обсягу відпуску електричної енергії. Оплата невідпущеної внаслідок обмежень

ОСП електричної енергії здійснюється з врахуванням діючого для виробника «зеленого» тарифу.

Слід відзначити, що зростання протягом 2019-2020 рр. встановленої потужності електростанцій з ВДЕ з 2100 МВт до 7700 МВт (рисунок 16.2), з яких понад 6000 МВт – це потужність СЕС, загострило проблему дефіциту маневрених генеруючих потужностей і призвело до певних схемно-режимних ускладнень з видачою в систему потужності блоків АЕС [4, 5].

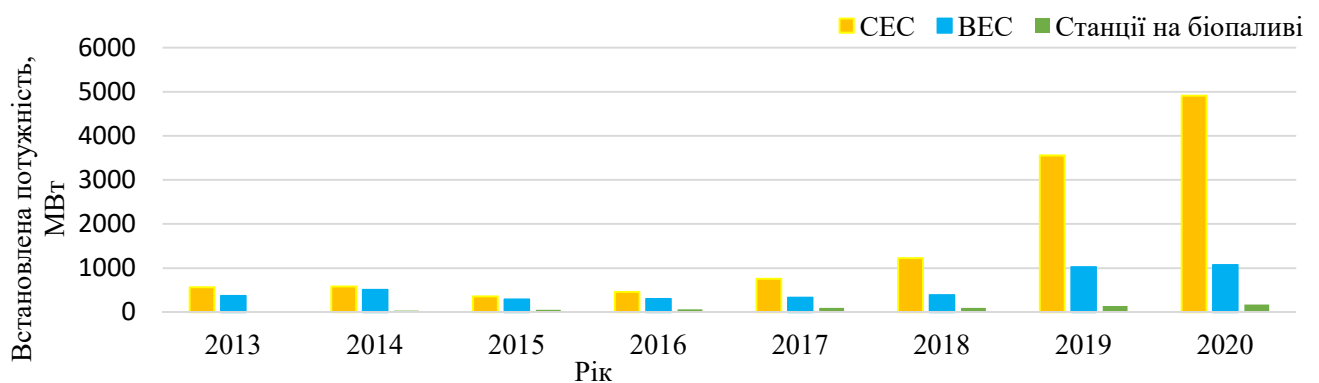


Рисунок 16.2 – Встановлена потужність електростанцій з ВДЕ в Україні

Стохастична залежність потужності СЕС та БЕС від метеорологічних чинників стає на перешкоді досягнення бажаної точності прогнозування відпуску електричної енергії електростанціями на ВДЕ, що спричиняє потребу тримання в резерві значних додаткових обсягів маневрених генеруючих потужностей, яких і так бракує [21, 65]. В окремих частинах ОЕС України внаслідок обмеження пропускної спроможності ліній електропередачі та низької точності прогнозування відпуску електричної енергії ВДЕ можуть виникати схемно-режимні умови, що призводитимуть до потреби використання маневрених блоків вугільних електростанцій замість базових потужностей АЕС, що окрім усіх інших мінусів (зниження режимної надійності ОЕС України, збільшення викидів парникових газів всупереч політики декарбонізації та інше) призведе до додаткового підвищення ціни за електроенергію для її кінцевого споживача.

Таким чином, для прийняття економічно обґрунтованих управлінських рішень, необхідно розробити засоби прогнозу обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ та моделювання функцій ціноутворення в ринкових сегментах для імітації дій Гарантованого покупця в ринкових сегментах та розрахунку економічних результатів таких дій [28, 35].

Незважаючи на окремі переваги, збільшення частки ВДЕ у балансі потужностей ОЕС України посилює ряд як технологічних, так і фінансових проблем [95]. До технологічних відносяться проблеми регулювання режимів ОЕС України в умовах збільшеної частки ВДЕ, для яких характерно нерегульована слабо прогнозована зміна рівнів виробництва електроенергії.

Вплив ВДЕ на процеси ціноутворення має більш неоднозначний характер. Збільшений обсяг обов'язкової до продажу пропозиції електроенергії від станцій з ВДЕ призводить до витіснення найбільш дорогих вугільних ТЕС та до зниження цін на ринку «на добу наперед» (РДН). Зниження цін у сегменті РДН, у свою чергу, стимулює і зниження цін на БР. На противагу цьому, збільшена частка ВДЕ в ОЕС України призводить до збільшення обсягів і вартості як допоміжних послуг, так і небалансів. Збільшення обсягів резервування на потреби РДП і БР призводить до скорочення доступних обсягів пропозиції у сегменті РДН і, як наслідок, до загального збільшення цін у цьому ринковому сегменті. Розглянемо детальніше чинники впливу ВДЕ на ринкову вартість електричної енергії.

Технічні проблеми інтеграції станцій з ВДЕ в українські енергосистеми

Для визначення основних складових явного та неявного впливу станцій з ВДЕ на процеси ціноутворення в сегментах ринку електроенергії України, означимо особливості функціонування об'єктів ВДЕ з огляду на вплив таких особливостей в частині ціноутворення ринку електроенергії України.

Основними технологічними проблемами інтеграції станцій з ВДЕ до ОЕС України називають:

- нерегульований характер відпуску електроенергії станціями з ВДЕ;
- невідповідність між добовим графіком відпуску електроенергії станціями з ВДЕ та добовим графіком електроспоживання;
- неточність прогнозу обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ.

Оскільки обсяги генерації електроенергії станціями з ВДЕ безпосередньо прив'язані до метеорологічних факторів як енергетичного ресурсу (рівень сонячної радіації, сила вітру і т.і.), то і моментальні значення рівнів генерації електроенергії на станціях з ВДЕ безпосередньо пов'язані із моментальними значеннями доступного енергетичного ресурсу. Для сонячних та вітрових станцій найбільш характерні різкі зміни моментальних обсягів відпуску електроенергії, пов'язані з різкими змінами в наявних обсягах відповідних енергетичних ресурсів. Для цих категорій ВДЕ різкі зміни рівнів генерації електроенергії відбуваються у короткі проміжки часу на рівні хвилин та навіть секунд. Для станцій на біопаливі та малих ГЕС характерний рівномірний добре прогнозований обсяг доступних енергетичних ресурсів. Для цих категорій ВДЕ помітні зміни рівнів генерації електроенергії відбуваються у відносно довгі часові проміжки на рівні годин і днів. Швидкоплинний характер зміни рівня генерації електроенергії на ВЕС і СЕС вимагає для підтримки операційної безпеки режиму ОЕС України додаткового резервування маневрених виробничих потужностей в частинах первинного та вторинного регулювання частоти і потужності, впровадження систем накопичення електричної енергії.

Невідповідність між добовим графіком відпуску електроенергії станціями з ВДЕ та добовим графіком електроспоживання зумовлена, передусім, нерегульованим обсягом у часі енергетичних ресурсів. Наприклад, СЕС забезпечують максимальний рівень відпуску електроенергії в районі опівдня і майже не беруть участь у покритті вечірнього піку навантаження (рисунк 16.3). Для ВЕС сила вітру в більшості випадків зумовлена циклонічною активністю та не залежить від години доби. В результаті для Оператора системи передачі виникає

потреба у резервуванні значних обсягів виробничих потужностей для додаткового завантаження (в години мінімальних обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ) та чи розвантаження (в години максимальних обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ) енергоагрегатів інших електростанцій.

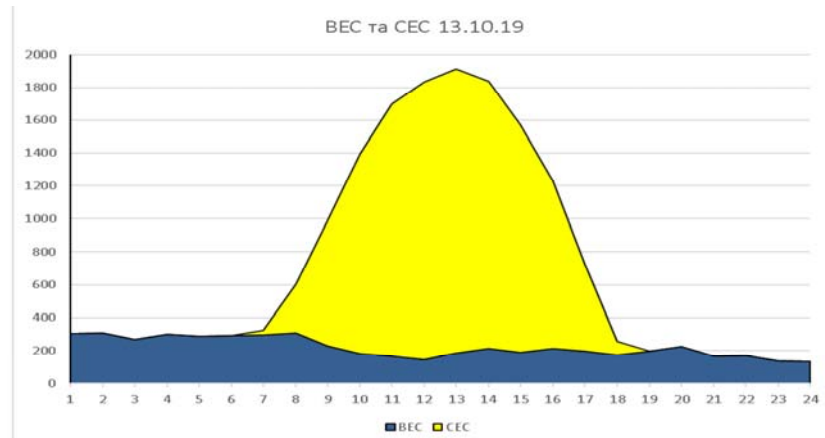


Рисунок 16.3 – Добові графіки роботи ВЕС та СЕС

Неточність прогнозу обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ зумовлена, передусім, недостатньою точністю прогнозу метеорологічних факторів у місці встановлення ВДЕ та складністю врахування впливу особливостей місцевості на фактичний відпуск електроенергії станцією з ВДЕ. Неточний прогноз призводить до подання не адекватної пропозиції електроенергії від станції з ВДЕ у сегменті РДН та до збільшення обсягів і вартості небалансів у сегменті БР.

Питання для самоперевірки.

1. Основні зобов'язання української держави інвесторам у «зелену» енергетику.
2. Загальна схема роботи балансуючої групи ДП «Гарантований покупець».
3. Узагальнені фактори впливу станцій з ВДЕ на вартість електроенергії.
4. Основні проблеми фінансування відновлювальної енергетики в Україні.
5. Основні технологічні проблеми інтеграції станцій з ВДЕ до ОЕС України.

Тема 17. Вплив збільшеної частки ВДЕ на функції ціноутворення сегментів ринку електроенергії

З огляду на стрімке зростання частки ВДЕ в загальному балансі ОЕС України актуальною задачею, що сьогодні потребує розв'язання, є побудова моделей для оцінювання впливу ВДЕ на ринкову вартість електроенергії в Україні та ціни в окремих ринкових сегментах з урахуванням вимог чинного законодавства та технологічних обмежень щодо функціонування ВДЕ.

Вплив виробників з ВДЕ на ціни та тарифи слід визначати шляхом порівняльного аналізу результатів функціонування ринку електроенергії України без участі та за участі таких виробничих потужностей [28, 97].

Гарантований покупець, отримує від виробників з ВДЕ прогнози виробництва електричної енергії, на основі якого формує агрегований графік пропозиції на ринку «на добу наперед» (РДН). Додатково Гарантований покупець, як Агрегатор, здійснює купівлю та продаж електричної енергії на внутрішньодобовому ринку (ВДР) з метою зменшення обсягів небалансів. За результатами функціонування балансуючого ринку формуються ціни небалансів і Адміністратор розрахунків формує рахунок на сплату вартості небалансів для балансуючої групи гарантованого покупця. За підсумками фінансових розрахунків виробники з ВДЕ отримують спалу за відпущену електричну енергію.

Таким чином, для моделювання з метою оцінки економічних наслідків діяльності Гарантованого покупця на ринку, необхідно реалізувати наступні основні компоненти засобів аналізу:

- засоби прогнозу відпуску електроенергії виробниками з ВДЕ для різних інтервалів часу;
- засоби імітаційного моделювання процесів ціноутворення в окремих ринкових сегментах для оцінки впливу ВДЕ на вартість електроенергії;

– засоби імітації окремих функцій бізнес-моделі Гарантованого покупця для розрахунків вартості електроенергії у кінцевого споживача.

В основу розрахунків впливу окремих факторів впливу станцій з ВДЕ на ціни в ринкових сегментах може бути покладено взаємодію програмних засобів прогнозування обсягів виробництва електроенергії ВДЕ [91, 97] та програмних засобів моделювання функцій ціноутворення в сегментах ринку електроенергії України [24, 43], як показано на рисунку 17.1.



Рисунок 17.1 – Основні функції розрахунку складових вартості електроенергії

Засоби прогнозу здійснюють розрахунки обсягів виробництва електроенергії з ВДЕ на різні терміни для використання відповідними моделями імітації функцій ціноутворення окремих ринкових сегментів. Так довгостроковий прогноз на місяць використовується для моделювання операції продажу базисного рівня відпуску електроенергії у сегменті двосторонніх договорів. Середньостроковий прогноз за кілька днів наперед використовується для формування добового графіка погодинних обсягів відпуску електроенергії з метою імітації функцій ціноутворення в сегменті РДН. Короткостроковий прогноз погодинних обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ за кілька годин до години реалізації

використовується для оцінки доцільності зменшення небалансів шляхом купівлі/продажу електроенергії на торгах внутрішньодобового ринку.

За результатами розв'язання задач прогнозування виконується оцінка якості прогнозів, визначаються довірчі інтервали та розраховуються вірогідні обсяги небалансів для імітаційного моделювання функцій ціноутворення на балансуєчому ринку.

Сьогодні витрати пов'язані з небалансами, які виникають в силу стохастичного характеру генерації ВДЕ, розподіляються між учасниками балансуєчої групи Гарантованого покупця фактично пропорційно їх погодинним похибкам прогнозу. Починаючи з 01.01.2022 для виробників з ВДЕ зі встановленою потужністю вище 1 МВт діє 100% відповідальність за власні небаланси. Тому, підвищення точності прогнозів сумарного обсягу відпуску виробників з ВДЕ є надзвичайно важливою задачею для Гарантованого покупця та учасників його балансуєчої групи. З середини червня 2021 р. було впроваджено систему прогнозування обсягів відпуску виробників з ВДЕ. Для аналізу похибки прогнозу до та після впровадження системи прогнозування було використано дані, які публікує Гарантований покупець за період з 01.04.2021 по 16.08.2021 [94].

На рисунку 17.2 наведено значення середньодобової похибки прогнозу (RMSE) агрегованого відпуску електричної енергії з ВДЕ для періодів до та після 17.06.2021 року.

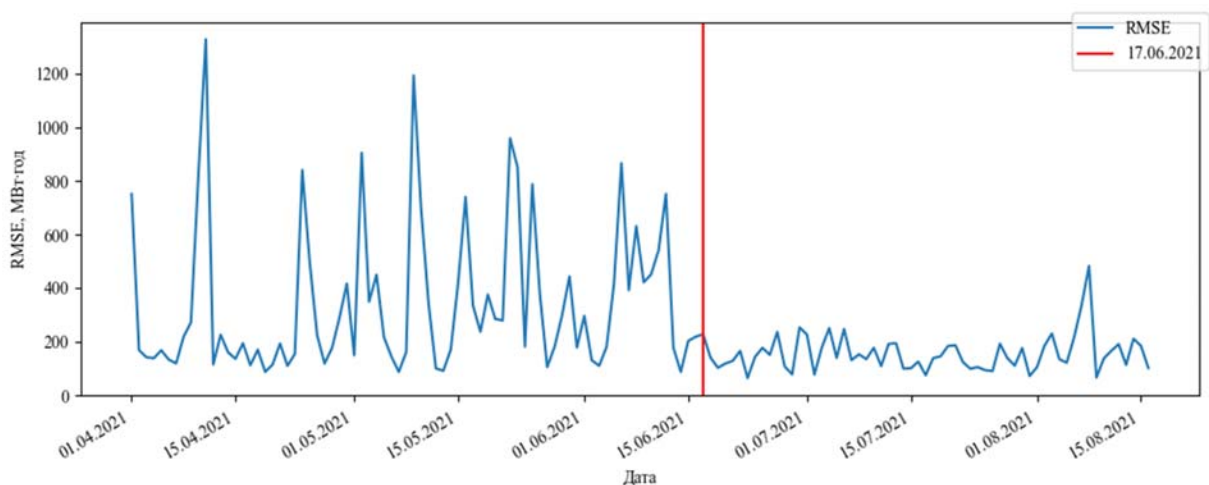


Рисунок 17.2 – Похибка прогнозу агрегованого відпуску електричної енергії з ВДЕ

Аналіз ефективності нової системи прогнозування показав, що її впровадження призвело до зниження середньодобової похибки прогнозу RMSE на 55% з 344 до 155 МВт·год. Найбільше зниження похибки прогнозів спостерігається для СЕС (на 61% з 278 до 108 МВт·год), для ВЕС зниження склало 13% з 114 до 99 МВт·год. Зниження похибки агрегованих прогнозів і як наслідок зниження вартості похибки прогнозу учасників балансуючої групи, стимулює виробників, які не можуть забезпечити кращу якість прогнозу, залишатись в рамках діючого механізму підтримки.

За результатами аналізу складових впливу пропозиції ВДЕ на процеси ціноутворення відзначено складний та неоднозначний характер такого впливу [9]. Для визначення основних складових явного та неявного впливу станцій з ВДЕ на процеси ціноутворення в сегментах ринку електроенергії України, означимо особливості функціонування об'єктів ВДЕ з огляду на вплив таких особливостей в частині ціноутворення ринку електроенергії України.

Основними технологічними проблемами інтеграції ВДЕ до ОЕС України називають: нерегульований характер відпуску електроенергії станціями з ВДЕ; невідповідність між добовим графіком відпуску електроенергії станціями з ВДЕ та добовим графіком електроспоживання; неточність прогнозу обсягів відпуску електроенергії з ВДЕ.

Оскільки обсяги генерації електроенергії станціями з ВДЕ безпосередньо прив'язані до метеорологічних факторів як енергетичного ресурсу (рівень сонячної радіації, сила вітру і тощо), то і моментальні значення рівнів генерації електроенергії на станціях з ВДЕ безпосередньо пов'язані із моментальними значеннями доступного енергетичного ресурсу. Для СЕС та ВЕС найбільш характерні різкі зміни моментальних обсягів відпуску електроенергії, пов'язані з різкими змінами в наявних обсягах відповідних енергетичних ресурсів. Для цих категорій ВДЕ різкі зміни рівнів генерації електроенергії відбуваються у короткі

проміжки часу на рівні хвилин та навіть секунд. Для станцій на біопаливі та малих ГЕС характерний рівномірний та добре прогнозований обсяг доступних енергетичних ресурсів. Для цих категорій ВДЕ помітні зміни рівнів генерації електроенергії відбуваються у відносно довгі часові проміжки на рівні годин і днів. Швидкоплинний характер зміни рівня генерації електроенергії на ВЕС і СЕС вимагає для підтримки операційної безпеки режиму ОЕС України додаткового резервування маневрених виробничих потужностей в частинах первинного та вторинного регулювання частоти і потужності.

Невідповідність між добовим графіком відпуску електричної енергії станціями з ВДЕ та добовим графіком електроспоживання зумовлена, передусім, нерегульованим обсягом у часі енергетичних ресурсів. Наприклад, СЕС забезпечують максимальний рівень відпуску електроенергії в районі опівдня і майже не беруть участь у покритті вечірнього піку навантаження. Для ВЕС сила вітру в більшості випадків зумовлена циклонічною активністю та не залежить від години доби. В результаті для Оператора системи передачі виникає потреба у резервуванні значних обсягів виробничих потужностей для додаткового завантаження (в години мінімальних обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ) чи розвантаження (в години максимальних обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ) енергоагрегатів інших електростанцій.

Неточність прогнозу обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ зумовлена, передусім, недостатньою точністю прогнозу метеорологічних факторів у місці встановлення ВДЕ та складністю врахування впливу особливостей місцевості на фактичний відпуск електроенергії станцією з ВДЕ. Неточний прогноз призводить до подання не адекватної пропозиції електроенергії від станції з ВДЕ у сегменті РДН та до збільшення обсягів і вартості небалансів у сегменті БР.

Фактори впливу збільшення частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей на процеси ціноутворення окремих сегментах ринку електроенергії

Розглянемо основні фактори впливу збільшеної частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей на процеси ціноутворення окремих сегментів ринку електроенергії з метою визначення доцільності та основних способів їх врахування.

Ринок «на добу наперед». Прогнозні обсяги відпуску електроенергії станціями з ВДЕ безпосередньо включені до агрегованої функції пропозиції на РДН і тому безпосередньо впливають на ринкову рівновагу у цьому сегменті. При цьому продаж Гарантованим покупцем пропозиції електроенергії від станцій з ВДЕ у сегменті двосторонніх договорів (РДД) призводить до вилучення із сегменту РДН відповідних обсягів попиту і не змінює ринкову рівновагу між попитом та пропозицією загалом. Діяльність Гарантованого покупця у сегменті РДД призводить до змін у структурі фінансових потоків, але у довгостроковій перспективі майже не впливає на фактичний тариф для споживача. Відповідно дослідження впливу пропозиції від станцій з ВДЕ на відношення між попитом і пропозицією на ринку електроенергії України слід здійснювати аналізом процесів ціноутворення передусім у сегменті РДН.

Пропозиція електроенергії від станцій з ВДЕ подається на погодинні торги РДН у формі пропозиції з продажу електроенергії за ціною, що гарантує першочергове її прийняття. Тому, як показано на рисунку 17.3, подана на погодинні торги РДН пропозиція електроенергії з ВДЕ зміщує агреговану функцію пропозиції в сторону витіснення найдорожчих продавців електроенергії поза зону ринкової рівноваги.

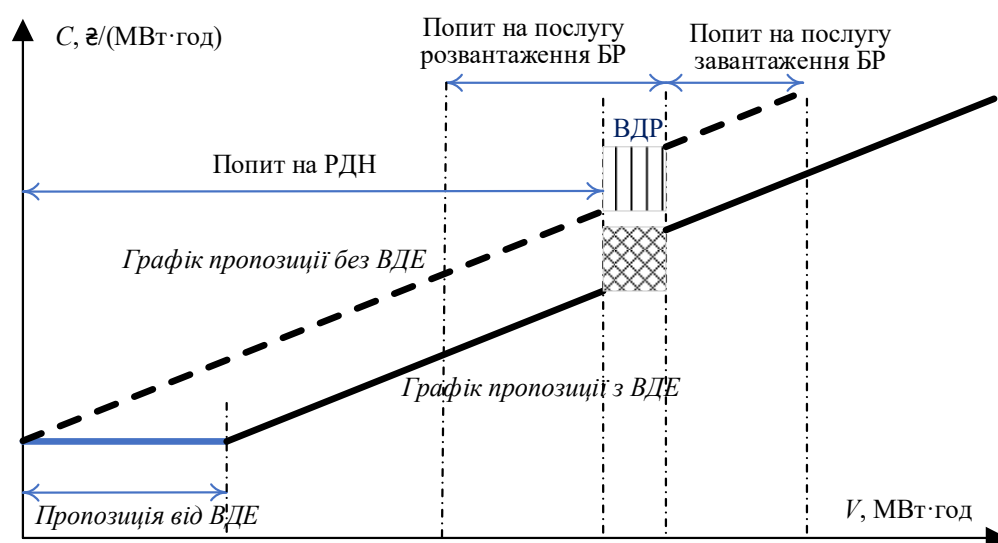


Рисунок 17.3 – Зниження цін в ринкових сегментах за наявності пропозиції з ВДЕ

Таким чином, збільшення частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України фактично стимулює зменшення граничних цін у сегменті РДН. Зниження граничних цін у сегменті РДН, у свою чергу, призводить до зниження цін у сегментах ВДР та БР. Дійсно, витіснена обсягами ВДЕ з області пропозиція електроенергії від інших виробників доступна для торгів у сегментах ВДР та БР за ціною нижчою, ніж пропозиція, доступна для торгів у цих сегментах за відсутності обсягів ВДЕ.

Слід наголосити, що ефект зниження цін у сегментах РДН, ВДР і БР зумовлюється не дешевизною електроенергії, пропонованої станціями з ВДЕ, а особливостями механізму реалізації державою своїх зобов'язань перед інвесторами у ВДЕ. Тому вплив пропозиції електроенергії від станцій з ВДЕ на процеси ціноутворення у сегменті РДН слід досліджувати передусім з огляду на поведінкову модель Гарантованого покупця, до задач якого входять закупівля всієї відпущеної станціями з ВДЕ електроенергії, виконання обов'язків сторони, відповідальної за баланс для станцій з ВДЕ та здійснення розрахунків за відпущену ними електроенергію.

The diagram illustrates the flow of price increases from three sectors (RDP, RDN, BR) to two other sectors (ODP, OPR), ultimately leading to an increase in consumer tariffs. The sectors are represented by dashed boxes:

- РДП (RDP):** Contains 'Збільшення вартості Допоміжних послуг' (Increase in the cost of auxiliary services) and 'Збільшення обсягів резервів допоміжних послуг' (Increase in the volume of auxiliary services reserves).
- РДН (RDN):** Contains 'Збільшення ціни пропозиції електроенергії' (Increase in the price of electricity supply), 'Підвищення ціни на РДН' (Increase in the price on RDN), and 'Зменшення обсягів пропозиції електроенергії' (Decrease in the volume of electricity supply).
- БР (BR):** Contains 'Підвищення ціни на БР' (Increase in the price on BR) and 'Зменшення обсягів пропозиції з балансування навантаження' (Decrease in the volume of supply for load balancing).
- ОСП (OSP):** Contains 'Збільшення тарифу на диспетчеризацію' (Increase in the tariff for dispatching).
- ОСР (OSR):** Contains 'Збільшення тарифу на розподіл електроенергії' (Increase in the tariff for electricity distribution).

The flow of price increases is indicated by red arrows:

- From 'Збільшення обсягів резервів допоміжних послуг' (RDP) to 'Збільшення вартості Допоміжних послуг' (RDP).
- From 'Збільшення обсягів резервів допоміжних послуг' (RDP) to 'Збільшення ціни пропозиції електроенергії' (RDN).
- From 'Збільшення ціни пропозиції електроенергії' (RDN) to 'Підвищення ціни на РДН' (RDN).
- From 'Збільшення ціни пропозиції електроенергії' (RDN) to 'Збільшення тарифу на диспетчеризацію' (ОСП).
- From 'Збільшення ціни пропозиції електроенергії' (RDN) to 'Збільшення тарифу на розподіл електроенергії' (ОСР).
- From 'Зменшення обсягів пропозиції електроенергії' (RDN) to 'Підвищення ціни на РДН' (RDN).
- From 'Зменшення обсягів пропозиції електроенергії' (RDN) to 'Підвищення ціни на БР' (БР).
- From 'Зменшення обсягів пропозиції електроенергії' (RDN) to 'Збільшення тарифу для споживача' (Consumer).
- From 'Зменшення обсягів пропозиції з балансування навантаження' (БР) to 'Підвищення ціни на БР' (БР).
- From 'Зменшення обсягів пропозиції з балансування навантаження' (БР) to 'Збільшення тарифу для споживача' (Consumer).
- From 'Підвищення ціни на РДН' (RDN) to 'Підвищення ціни на БР' (БР).
- From 'Підвищення ціни на БР' (БР) to 'Збільшення тарифу для споживача' (Consumer).
- From 'Збільшення вартості Допоміжних послуг' (RDP) to 'Збільшення тарифу на диспетчеризацію' (ОСП).
- From 'Збільшення тарифу на диспетчеризацію' (ОСП) to 'Збільшення тарифу на розподіл електроенергії' (ОСР).
- From 'Збільшення тарифу на розподіл електроенергії' (ОСР) to 'Збільшення тарифу для споживача' (Consumer).

Означимо лише деякі із наведених на рис. 17.4 чинників. Так збільшення обсягів резервування виробничих потужностей електростанцій призводить до скорочення обсягів пропозиції електроенергії від цих електростанцій у сегменті РДН. Це, у свою чергу, означає загальне скорочення обсягів пропозиції електроенергії у сегменті РДН та призводить до збільшення погодинних граничних цін у цьому ринковому сегменті. Оскільки гранична ціна РДН в цілому відповідає ціні нульового небалансу у сегменті БР, то збільшення граничних цін на РДН

призводить до збільшення вартості послуг балансування як в частині розвантаження, так і в частині завантаження енергоагрегатів електростанцій. Відповідно, збільшення вартості закупівлі електроенергії на РДН та збільшення вартості небалансів безпосередньо призводить до збільшення вартості електроенергії для кінцевого споживача. Незважаючи на невелику долю обсягів резервів допоміжних послуг на фоні обсягів виробництва/споживання електроенергії в ОЕС України, характер факторів впливу може призводити до помітного збільшення вартості електроенергії для споживача.

Наведені вище фактори впливу мають складний характер і їх дослідження вимагає розвинутої інструментарію моделювання процесів ціноутворення у сегментах РДН та БР. При цьому слід зважати на неоднозначність процесів ціноутворення у сегменті РДП. Дійсно, фактичні аукціонні торги на резерви допоміжних послуг для ліцензованих постачальників розпочалися лише восени 2020 року. З огляду на вище зазначені чинники, наразі аналіз впливу збільшеної частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України на обсяги та вартість резервування допоміжних послуг не призведе до отримання адекватних індикативних цінових показників. В умовах недостатності ретроспективної інформації та неповного задоволення потреб ОСП у необхідних обсягах резервування оцінка результатів роботи РДП ускладнена. При цьому оцінка впливу додаткових обсягів резервів допоміжних послуг внаслідок збільшення частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України потребує розробки інструментарію імітаційного моделювання процесів ціноутворення в сегментах РДН і БР України за визначеними в нормативних актах правилами ціноутворення у цих сегментах.

Дослідження впливу обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ на вартість електроенергії для споживачів та економічну діяльність виробників реалізується наступними основними способами: імітація участі в ринкових сегментах ОСП, як гаранта платежів за пільговими тарифами для устаткування

ВДЕ; імітація участі в ринкових сегментах Гарантованого покупця, як гаранта платежів за пільговими тарифами для станцій з ВДЕ; імітація участі в ринкових сегментах станцій з ВДЕ у ролі виробника електроенергії; оптимізація споживачем витрат на електроенергію за рахунок установок з ВДЕ без участі в ринкових сегментах поза його взаємодією з постачальником. На рисунку 17.5 наведено основні функції імітаційної моделі для оцінки впливу пропозиції від ВДЕ на вартість електроенергії на ринку електричної енергії [28, 96].

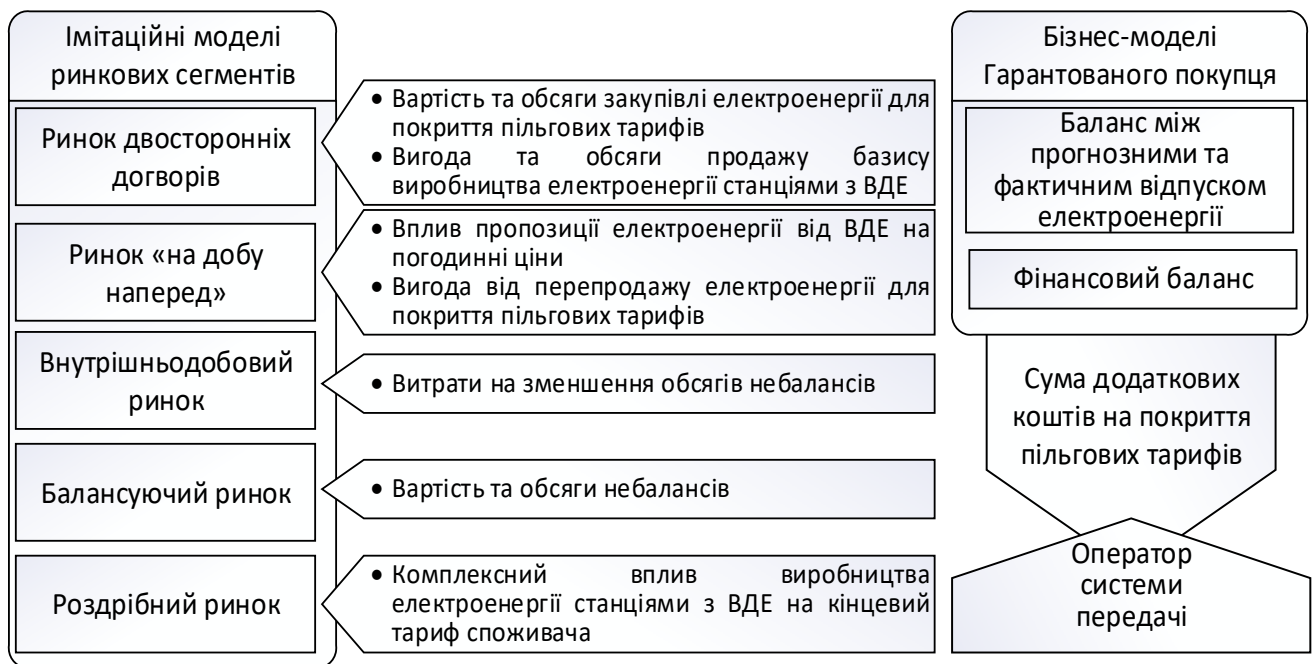


Рисунок 17.5 – Основні функції оцінки впливу ВДЕ на вартість електроенергії

Розглянемо перспективи використання моделей участі у ринкових сегментах з різним рівнем деталізації. Аналіз процесів ціноутворення в сегменті РДД слід виконувати з огляду на нерегульований доступ до енергетичних ресурсів у виробників з ВДЕ. Дійсно, вугільні ТЕС мають можливість замовити необхідний для виробництва електроенергії обсяг енергетичних ресурсів [28, 96]. В цих умовах продаж електроенергії в сегменті РДД надає перспективи отримання додаткової, хоч і зменшеної у порівнянні з участю у торгах РДН, вигоди. Для станцій з ВДЕ наявність енергетичних ресурсів визначається природними чинниками, що

унеможливилося отримання додаткових ресурсів на виробництво електроенергії. Тому продаж електроенергії в сегменті РДД для станцій з ВДЕ призводитиме до зменшення вигоди від доступних енергетичних ресурсів у порівнянні з продажами електроенергії в сегменті РДН. Для оцінки втраченої вигоди достатньо використовувати середньозважені значення цін в оціночних моделях РДД і РДН.

Аналіз процесів ціноутворення в сегменті РДД здійснюється з метою чисельної оцінки впливу значних обсягів ВДЕ на надійність режимів ОЕС України. Слід наголосити, що деталізована імітація торгів у сегменті РДП в умовах недостатньої ретроспективної інформації та за відсутності достатнього рівня пропозицій допоміжних послуг не дозволяє отримати адекватні чисельні значення в імітаційних та лінеаризованих моделях. З іншої сторони, деталізований аналіз структури попиту та пропозиції доцільно застосовувати для оцінки перспектив безпосередньої участі у цих торгах, а станції з ВДЕ апріорі не беруть участі в аукціонах РДП. Тому в задачах оцінки впливу значних обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ на операційну безпеку ОЕС України слід застосовувати оціночні моделі врахування вартості допоміжних послуг [28, 96].

Пропозиція електроенергії від станцій з ВДЕ безпосередньо входить до функції пропозиції у сегменті РДН. Тому значні обсяги пропозиції електроенергії від станцій з ВДЕ помітно впливають на ринкову рівновагу у цьому сегменті. Тому практично в усіх задачах оцінки впливу станцій з ВДЕ на вартість електроенергії важливо деталізовано враховувати особливості відношень між попитом та пропозицією електроенергії у цьому ринковому сегменті використанням імітаційної моделі РДН. Наразі вже накопичено достатній обсяг ретроспективної інформації про функціонування РДН за різних зовнішніх чинників. У свою чергу, Оператор ринку публікує результати функціонування РДН як в частині відображення функцій попиту та пропозиції, так і в частині результатів торгів. Тому наразі присутні всі вхідні дані, необхідні для точної імітації процесів ціноутворення у сегменті РДН [28, 96].

Проте, використання імітаційної моделі РДН для дослідження впливу агрегованої пропозиції ВДЕ на вартість електроенергії супроводжується значним обсягом обчислювальних дій та потребою залучення математичного апарату дискретно-лінійної оптимізації. Тому відмова від імітаційного моделювання РДН на користь менш точних лінеаризованої чи оціночної моделей може зумовлюватись відсутністю відповідних засобів імітаційного моделювання.

Гарантований покупець бере участь у торгах в сегменті ВДР з метою зменшення обсягів небалансів між проданими в сегментах РДД і РДН та фактично відпущеними обсягами електроенергії за наявності уточненого короткострокового прогнозу. При цьому практична цінність імітаційної моделі ВДР обмежена задачами дослідження стратегії участі у торгах на ВДР. В задачах оцінювання доцільності зменшення потенційних втрат від небалансів електроенергії з необхідним рівнем точності достатньо орієнтуватися на середньозважену ціну купівлі/продажу електроенергії в оціночній моделі ціноутворення на ВДР. Принципово важливими в таких задачах є наявність середньострокового і уточненого короткострокового прогнозу відпуску електроенергії, а також оцінка точності короткострокового прогнозу.

Зважаючи на нерегульований характер відпуску електроенергії, виробники з ВДЕ апіорі не беруть участь у торгівлі ресурсами балансування режиму ОЕС України на БР. Крім того, виробники з ВДЕ, як учасники ринку електроенергії, відповідальні за допущені небаланси, отримують нарахування вартості цих небалансів за розрахунковий період одну годину. Тому, в задачах оцінки впливу неточного прогнозу відпуску електроенергії станціями з ВДЕ відсутня потреба в імітаційному моделюванні чотирьох аукціонів торгівлі ресурсами балансування за розрахункову годину. Для оцінки вартості незначної частки у загальному обсязі погодинних небалансів достатньо використання середньозваженої вартості небалансів окремо на завантаження і розвантаження в оціночній моделі ціноутворення на БР. Для врахування впливу значних обсягів небалансів,

допущених балансуючими групами Гарантованого покупця і ОСП, на вартість послуг балансування, слід використовувати лінеаризовану модель ціноутворення на БР.

Для виробники з ВДЕ характерна залежність технологічних і економічних властивостей як від метеорологічних факторів, так і від розрахункового періоду часу: години доби, періоду тижня і сезону року. Тому комплексне дослідження наслідків інтеграції ВДЕ в ОЕС України потребує значної кількості розрахунків з моделювання впливу різних зовнішніх чинників. Відповідно, додатково до засобів імітаційного моделювання процесів ціноутворення в сегменті РДН, необхідно розвинути засоби врахування неточного прогнозу відпуску електроенергії станціями з ВДЕ в лінеаризованій та оціночній моделях БР.

Моделі аналізу процесів ціноутворення в окремих ринкових сегментах дозволяють дослідити окремі фактори впливу станцій з ВДЕ на вартість електроенергії. Для комплексної оцінки такого впливу необхідно здійснювати розрахунки вартості електроенергії у кінцевого споживача використанням загальної формули ціноутворення. При цьому слід зважати, що відпуск електроенергії станціями з ВДЕ не впливає на функції роздрібного ринку. Тому, особливості функціонування постачальників електроенергії при розв'язанні переважної більшості задач порівняльного аналізу допускається не враховувати.

Аналіз вартості небалансів балансуючої групи виробників з відновлюваних джерел енергії

Значне зростання встановленої потужності ВДЕ за умов діючої форми підтримки у вигляді «зеленого» тарифу (Feed-in-tariff) призвело до накопичення боргів у основних інституційних учасників ринку таких, як ОСП та Гарантований покупець. Зокрема станом на початок жовтня 2021 р. (рисунок 17.6) загальний борг ОСП перед Гарантованим покупцем за оплату послуги зі збільшення частки відновлюваних джерел енергії (виплати по «зеленому» тарифу) становив 25,1 млрд

грн. Для покриття цієї заборгованості НЕК «Укренерго» випустило п'ятирічні зелені єврооблігації.

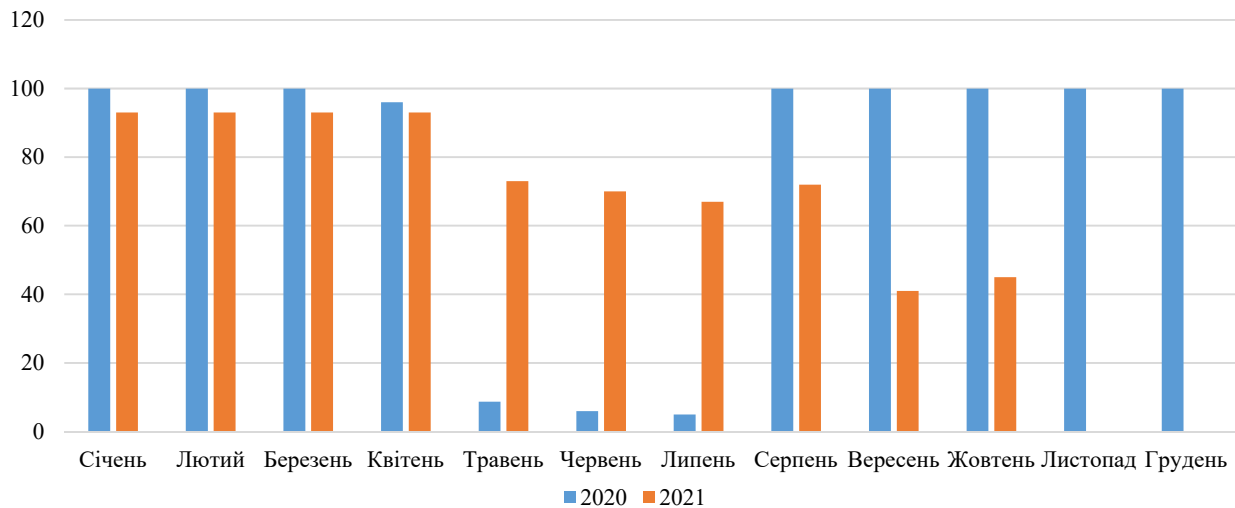


Рисунок 17.6 – Динаміка розрахунків з виробниками по «зеленому» тарифу за даними ДП «Гарантований покупець»

Стрімке зростання встановленої потужності ВДЕ призводить до перевищення цих обсягів генерації в окремі години доби над можливостями електроенергетичної системи зі споживання за умов дотримання встановлених вимог щодо надійності та резервування в ОЕС України. Для підтримання стабільної роботи енергосистеми ОСП запровадив систему керування обмеженнями ВДЕ. Механізм роботи даної системи подібний механізму роботи балансуючого ринку. Виробники з ВДЕ мають подавати заявки на зменшення навантаження, при цьому обсяг заявки повинен відповідати прогнозованому обсягу відпуску електричної енергії. Оплата невідпущеної внаслідок обмежень ОСП електричної енергії здійснюється з врахуванням діючого для виробника «зеленого» тарифу. Наприклад, за період з березня по вересень 2021 р. сумарні обмеження становили 257 млн кВт·год, а компенсації досягли 1,3 млрд грн.

Одним із шляхів вирішення існуючих проблем є запровадження нових форм стимулювання виробників з ВДЕ, окремі з яких розглядаються в наступному підрозділі.

Додатковим стимулом для виходу з балансуєної групи є суттєве зростання ціни на оптовому ринку (таблиця 17.1). Вже зараз в окремі періоди року для ВЕС ціна РДН покриває 75 % «зеленого» тарифу, для СЕС – 53%.

Таблиця 17.1

Покриття «зеленого» тарифу ціною РДН

	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Середньозважений FIT, грн/МВт·год
Середньозважена ціна РДН ОЕС України, грн/МВт·год	1444	2076	2230	2793	
Покриття FIT ціною РДН для СЕС, %	34	49	53	66	4200
Покриття FIT ціною РДН для ВЕС, %	49	70	75	94	2973

При врахуванні реального добового графіку відпуску, частка покриття для СЕС зростає, для ВЕС знижується. З іншого боку, як буде показано далі, вартість похибки прогнозу при виході з існуючої балансуєної групи в деяких сценаріях може сягати 20% виручки від «зеленого» тарифу.

Враховуючи наведені вище розрахунки можна зробити висновок, що підвищення витрат пов'язаних з похибкою прогнозу при самостійній участі на ринку може нівелювати потенційні переваги для ВДЕ від зниження рівня заборгованості. Для компенсації негативних наслідків виходу з балансуєної групи виробникам доцільно утворювати незалежні балансуєні групи.

Питання для самоперевірки.

1. Основні складові системи аналізу чинників впливу станцій з ВДЕ на вартість електричної енергії.
2. Функції імітації засобів прогнозування обсягів відпуску електричної енергії ВДЕ.
3. Вплив збільшення частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей на процеси ціноутворення ринку «на добу наперед».
4. Неявний вплив збільшення частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей на процеси ціноутворення внутрішньодобового та балансуючого ринку.
5. Вплив збільшення частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей на процеси ціноутворення ринку допоміжних послуг.
6. Чинники каскадного впливу ВДЕ від ринку допоміжних послуг на інші ринкові сегменти.
7. Структура та основні функції системи оцінки впливу ВДЕ на вартість електроенергії.
8. Підходи до імітації функцій ДП «Гарантований покупець».
9. Підходи до аналізу вартості небалансів балансуючої групи виробників з відновлюваних джерел енергії.

Тема 18. Механізми стимулювання розвитку ВДЕ

Первинним механізмом державної політики з розвитку ВДЕ в усьому світі стала система так званих «зелених тарифів». Сутність системи полягає у здійсненні безпосередніх платежів по пільговим тарифам за відпущену станціями з ВДЕ електричну енергію. Пільгові тарифи для станцій з ВДЕ затверджені з прив'язкою до Євро та гарантовані до 2030 року. Однак державні рішення щодо перегляду тарифів, відміни податкових пільг для ВДЕ, підвищення вартості приєднання до мереж та потенційне запровадження штрафів за небаланси мають істотний негативний вплив на інвестиційну привабливість галузі та доступність боргового фінансування.

В Україні, як і в інших європейських країнах, діє система стимулювання розвитку відновлюваної енергетики. Ця система включає номіновані в євро «зелені» тарифи, диференційовані за типом та потужністю об'єктів, а також за строками введення в експлуатацію об'єктів енергетики. Держава зобов'язується купляти у станцій на ВДЕ електроенергію за «зеленим» тарифом до 2030 року.

Протягом 2014-2016 років відбулися зміни в законодавстві щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з ВДЕ, в тому числі:

- Зниження тарифу для великих СЕС, наприклад, такий тариф було зменшено майже у 4 рази – з 0,55 євро/кВт·год у 2014 році до 0,15 євро/кВт·год у 2017.

- Було скасовано вимогу щодо місцевої складової, а натомість введено надбавку до «зеленого тарифу» в розмірі 5% та 10% за використання обладнання українського виробництва у розмірі 30% та 50% від загальної вартості проекту, відповідно. Надбавка встановлюється до 2030 року, але не поширюється на об'єкти електроенергетики, введені в експлуатацію після 2025 року.

- Введено «зелений» тариф: для геотермальних електроустановок та для сонячних і вітрових електростанцій приватних домогосподарств потужністю до 30 кВт.

- Починаючи з 01.01.2022 для виробників з ВДЕ зі встановленою потужністю вище 1 МВт діє 100% відповідальність за власні небаланси.

Окремі статистичні дані про встановлені тарифи на вироблену станціями з ВДЕ електроенергію наведені у Таблиці 18.1.

Таблиця 18.1.

Графіки розмірів зелених тарифів для ВДЕ різних типів.

Вид електростанції		Тариф залежно від графіку введення в експлуатацію				
		2015	2016	2017 – 2019	2020 - 2024	2025 - 2029
		€ст/кВт*год	€ст/кВт*год	€ст/кВт*год	€ст/кВт*год	коп/кВт*год
ВЕС	<= 600 кВт	5,81	5,81	5,81	5,17	49,11
	600 – 2 000 кВт	6,78	6,78	6,78	6,03	57,29
	> 2 МВт	10,17	10,17	10,17	9,04	85,94
СЕС	На поверхні землі	16,96	16,00	15,02	13,51	130,37
	На дахах /фасадах будівель	18,04	17,23	16,37	14,75	142,06
Біоенергетичні станції		12,38	12,38	12,38	11,14	107,57
Геотермальні електростанції		15,02	15,02	15,02	13,51	130,37
ГЕС	<= 200 кВт	17,44	17,44	17,44	15,72	151,41
	200 – 1 000 кВт	13,94	13,94	13,94	12,54	121,01
	1 – 10 МВт	10,44	10,44	10,44	9,42	90,61
Електростанції домогосподарств	СЕС до 30 кВт	20,03	19,00	18,09	16,26	157,26
	ВЕС до 30 кВт	11,63	11,63	11,63	10,44	101,14

Необхідними елементами, які мають стати запорукою розвитку ВДЕ в Україні має стати стабілізація економічної ситуації та продовження діючих економічних стимулів у вигляді «зелених» тарифів. За дотримання цих умов, а також враховуючи вражаючий технічний потенціал, Україна може стати одним з лідерів серед країн

Європи у розвитку сектору ВДЕ, забезпечивши ними велику складову потреби країни у електроенергії.

В світі поступово переходять від систем стимулювання розвитку ВДЕ за рахунок державних коштів («зелені» тарифи) до механізмів, що передбачають конкуренцію між учасниками ринку. Окремі з таких стисло описані нижче [97, 98].

Зелені аукціони для ВДЕ-генерації

Держава оголошує загальну потужність нових об'єктів, яка має бути запропонована для компаній, що хочуть інвестувати у проєкти ВДЕ. Компанії подають аукціонні пропозиції, які включають потужність майбутніх об'єктів та ціну, за якою вони готові продавати електроенергію. Переможцями аукціону стають учасники, які запропонували найнижчу ціну, а також відповідають іншим критеріям відбору.

Основна перевага «зелених» аукціонів — здатність створювати конкуренцію між інвесторами та стимулювати компанії, що пропонують найнижчі ціни на свою електроенергію. Згідно з новим законодавством, для нових об'єктів сонячної генерації понад 1 МВт і вітрової генерації понад 5 МВт замість «зеленого» тарифу вводяться аукціонні ціни на вироблену електричну енергію. Інші види ВДЕ залишаються в системі «зелених» тарифів, але в перспективі можуть брати участь в аукціонах.

Прямі договори купівлі-продажу енергії (корпоративна угода про закупівлю електроенергії)

Корпоративна угода щодо купівлі електроенергії (Corporate Power Purchase Agreement, РРА) — це договір між корпоративним покупцем (покупцем) і виробником електроенергії (незалежним виробником електроенергії, інвестором) про закупівлю електроенергії за попередньо узгодженими цінами на заздалегідь узгоджені періоди.

Перевага такого механізму – зменшення фінансових ризиків. Виробники ВДЕ взаємодіють безпосередньо зі споживачами, а не продають електроенергію єдиному

підприємству-покупцю (Гарантованому покупцю). Крім цього, корпоративні РРА можуть укладатися на 10–15 років, що дає можливість сторонам планувати свою діяльність і отримувати стабільну ціну електричної енергії для покупця та стабільний дохід для виробника ВДЕ.

Преміальні “зелені” надбавки. В умовах таких тарифів виробники енергії з ВДЕ продають її на ринку за загальними правилами, але додатково отримують надбавку (premium) за кожен проданий кіловат-годину. «Зелена» надбавка може бути фіксованою або динамічною.

Враховуючи ситуацію, яка склалася на оптовому ринку електричної енергії Міністерство енергетики почало розробку альтернативного механізму підтримки виробників з ВДЕ. В законодавство вводиться поняття «преміального» тарифу (Feed-in-premium - FIP) за яким виробникам компенсується різниця між фактичною ціною продажу електричної енергії на оптовому ринку та ставкою «зеленого» тарифу. На разі деталі механізму ще обговорюються, проте можна очікувати, що даний механізм стане доступний для виробників які вийдуть з балансуєної групи ДП «Гарантований покупець» втрачаючи при цьому знижки на оплату власних небалансів. З іншого боку перевагою FIP є те, що виробник частину вартості проданої енергії отримує день-в-день (при продажі на ринку «на добу наперед») або навіть по передоплаті (при укладанні довгострокових договорів), що дозволить суттєво покращити їх фінансовий баланс. Зокрема в межах системи FIP електроенергія з ВДЕ продається, як правило, на РДН і виробники з ВДЕ отримують надбавку додатково до ринкової ціни. Тариф FIP може бути фіксованим (постійне значення надбавки незалежно від ринкових цін) або ковзаючим (змінна надбавка в залежності від рівня ринкових цін), як показано на рисунку 18.1.

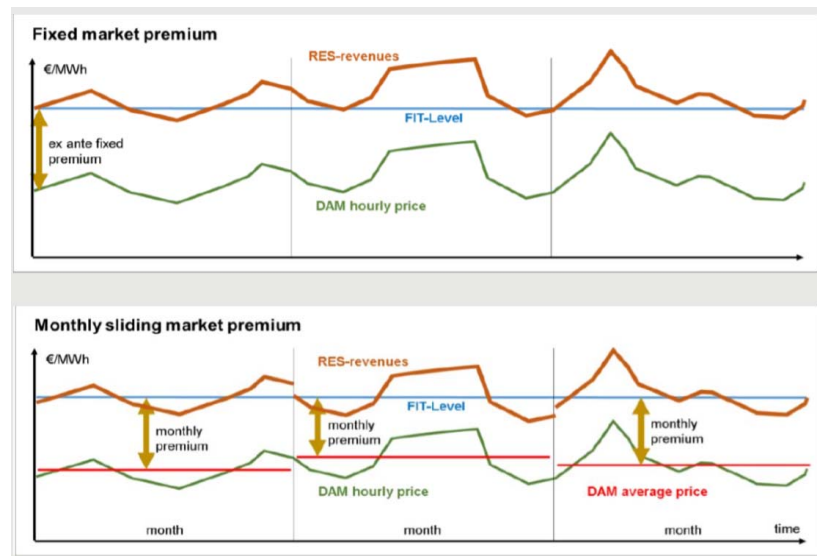


Рисунок 18.1 – Структура FIP-тарифу

Мінімальні рівні для фіксованого FIP або для загальної винагороди (FIP + ринкова ціна) можуть зменшити ризики для інвесторів в ВДЕ та забезпечити гарантію щодо мінімальних очікуваних доходів. Це також стосується ковзаючого FIP, де інвесторам ВДЕ гарантується заздалегідь визначений базовий тариф, подібний до «зеленого» тарифу.

Незважаючи на очевидні переваги Feed-in-premium, проведені дослідження з використанням розробленої моделі балансуєної групи виробників з ВДЕ (4 сонячні (c1...c4) та 4 вітрові (v1...v4) електростанції) показали, що вихід з такої групи без утворення іншої призводить до значного зростання витрат пов'язаних з похибкою прогнозу. За результатами розрахунків для серпня 2020 р. середнє зростання частки таких витрат від загальних надходжень за «зеленим» тарифом (FIT) склало 10,5%, а максимальне зростання на 18,9 % (v2) [94]. Для модельного прикладу на рисунку 18.2 показані розраховані витрати, що пов'язані з похибкою прогнозу за умов самостійної участі кожного виробника з ВДЕ на ринку та за умов участі в балансуєній групі при розрахунку вартості небалансів за діючою сьогодні формули. Значення наведені у відсотках відносно суми надходжень від «зеленого» тарифу [94].

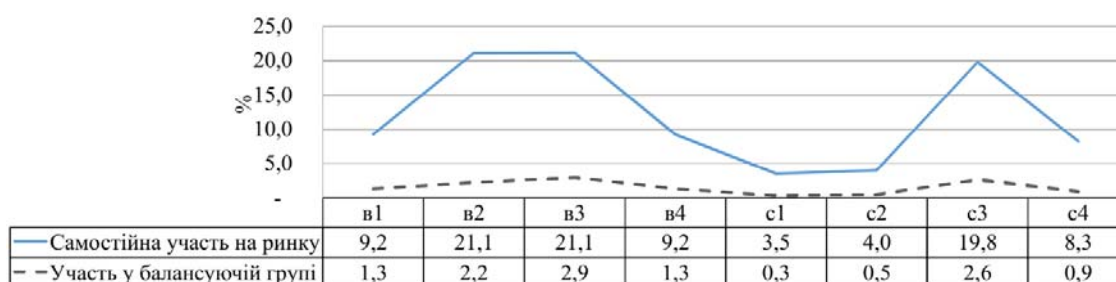


Рисунок 18.2 – Витрати, пов’язані з похибкою прогнозу за різних умов участі виробника з ВДЕ на ринку

Варто зазначити, що при виході з балансуєчої групи розраховувалась вартість похибки прогнозів, яка не дорівнює вартості небалансів і розраховується, як різниця між потенційною вигодою на ринку «на добу наперед» (РДН) та витратами/надходженнями від небалансів [94]:

$$COST_{error} = COST_{pred} + COST_{imb} - COST_{fact},$$

де $COST_{error}$ – вартість похибки прогнозу; $COST_{pred}$ – вартість прогнозного графіку в сегменті РДН; $COST_{fact}$ – вартість фактичного графіку в сегменті РДН; $COST_{imb}$ – вартість небалансів (може приймати від’ємні значення).

Під вартістю «прогнозного» та «фактичного» графіків розуміється вартість електричної енергії проданої згідно прогнозного або фактичного графіків відпуску електричної енергії.

Розрахунок за даними серпня 2021 р., показав середнє зростання частки витрат пов’язаних з похибкою прогнозу на 10% (максимальне зростання 18,9%).

Аналіз ефективності нової системи прогнозування ДП «Гарантований покупець» показав, що її впровадження призвело до зниження середньодобової похибки прогнозу RMSE на 55% з 344 до 155 МВт·год. Найбільше зниження похибки прогнозів спостерігається для фотоелектричних електростанцій 61% з 278 до 108 МВт·год, для вітрових електростанцій зниження становить 13% з 114 до 99 МВт·год. Зниження похибки прогнозу ГП і як наслідок зниження вартості похибки прогнозу учасників балансуєчої групи ГП стимулює виробників, які не можуть забезпечити порівнювану

якість прогнозу та участь в сторонній балансуючій групі залишатись в рамках діючого механізму підтримки.

З іншого боку, додатковим стимулом для виходу з балансуючої групи ГП є суттєве зростання ціни на оптовому ринку. Середньозважена ціна в серпні 2021 (2077 грн/МВт·год) на ринку «на добу наперед» торгової зони ОЕС України виросла на 44% відносно липня (1444 грн/МВт·год) і продовжила зростати в вересні (2230 грн/МВт·год). Виробники за FIT зможуть отримувати більшу частку грошей безпосередньо в наступний день після відпуску електричної енергії. Для вітрових електростанцій така ціна РДН покриває 75 % «зеленого» тарифу, для фотоелектричних електростанцій – 53%. Тому, за умови вдосконалення власних методів прогнозування та утворення ефективної балансуючої групи новий механізм підтримки надає виробникам суттєві переваги [94]. Детальний аналіз вартості похибок прогнозу в балансуючих групах, які можна утворити з наявних 8 електростанцій показав, що для 7 з них можна утворити балансуючу групу відмінну від базової (до якої входять всі станції) і в якій вартість похибки прогнозу для окремої станції буде нижча. Середнє зниження вартості похибки прогнозів для цих електростанцій склало 3%. Аналіз структури утворених балансуючих груп показав, що найбільш ефективними є ті, що включають і вітрові і сонячні електростанції. Додаткове залучення енергоємних споживачів та системи накопичення енергії потенційно дає змогу ще більше знизити вартість похибки прогнозів.

Контракти на різницю (contract for difference). Виробники «зеленої» електроенергії продають її за ринковими цінами, але також укладають із державою або іншими гравцями (споживачами, трейдерами, постачальниками) додатковий договір. Тобто контракт на різницю цін (CfD) – це контракт, який дозволяє двом сторонам укласти угоду про торгівлю фінансовими інструментами на основі різниці в ціні між початковою та кінцевою цінами.

Відповідно до нього, вони будуть або отримувати компенсацію, яка складається з різниці між зафіксованим тарифом і реальною ціною продажу на ринку, або навпаки – оплачувати цю різницю іншій стороні.

CfD забезпечує довгостроковий дохід для нових проєктів з будівництва ВДЕ та зменшує ризики для інвесторів, що призводить до зниження ризиків і, як наслідок, зменшує інвестиційну складову таких проєктів.

Система Net Metering – це механізм виробництва та споживання електроенергії з ВДЕ з можливістю постачати в електричну мережу надлишкову енергію без «зеленого» тарифу, а потім використовувати її в інший час. Тобто Net Metering передбачає, що надлишок виробленої електроенергії споживається в наступний розрахунковий період. Це досягається за рахунок встановлення двосторонніх лічильників, що надають можливість вимірювати електричну енергію, що проходить як у прямому, так і у зворотному напрямку, і дозволяють враховувати віддану у мережу електроенергію у взаємних розрахунках з електропостачальником. Система Net Metering є важливим стимулом для приватних домогосподарств встановлювати ВДЕ, оскільки гарантує їм, що надлишки електричної енергії будуть продані в мережу за роздрібною ціною. Наприкінці розрахункового періоду споживач має сплатити виключно різницю між спожитою та поставленою в мережу електричною енергією. Іншим варіантом є використання Net Billing, коли надлишок виробленої електроенергії обчислюється за встановленою ринковою ціною.

Питання для самоперевірки.

1. Принципи організації зелених аукціонів для ВДЕ-генерації
2. Механізм прямих договорів купівлі-продажу енергії (корпоративні PPAs).
3. Механізм «зелених» надбавок.
4. Механізм контрактів на різницю.
5. Системи Net Metering та Net Billing.

Розділ 7. Практичні завдання

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1

Визначення результатів аукціонів з купівлі-продажу електричної енергії

Мета роботи – отримання практичних навичок побудови графіків попиту та пропозиції на аукціоні з купівлі-продажу електричної енергії та визначення рівноважної ціни та обсяг за результатами торгів.

1.1. Основні теоретичні відомості

Аукціони з купівлі-продажу електричної енергії за кількістю сторін, що приймають участь в аукціоні, поділяються на односторонні та двосторонні.

Односторонні аукціони – достатньо розповсюджені механізми торгівлі електричною енергією чи послугами. Деякі приклади конкурентної торгівлі на ринку електричної енергії використанням механізмів односторонніх аукціонів:

- Оператор системи передачі продає доступний обсяг пропускної спроможності міждержавного перетину: у даному випадку оператор системи передачі подає доступний обсяг пропускної спроможності (абсолютно нееластична пропозиція), а покупці конкурують між собою за купівлю цих обсягів (еластичний попит);

- Оператор системи передачі на ринку допоміжних послуг закуповує ресурси регулювання режиму енергосистеми у постачальників таких послуг: у даному випадку Оператор системи передачі окремо по кожному виду допоміжних послуг подає необхідний обсяг послуги (абсолютно нееластичний попит), а постачальники допоміжних послуг конкурують за право продати ці послуги у межах заданого сумарно необхідного обсягу (еластична пропозиція);

– Виробники на платформі біржі електричної енергії продають прогнозовані обсяги генерації: у даному випадку виробник подає прогнозований обсяг виробництва електричної енергії (абсолютно нееластична пропозиція), а постачальники, трейдери чи споживачі конкурують між собою за купівлю електричної енергії (еластичний попит);

– Споживачі на роздрібному ринку влаштовують тендери для вибору постачальника електричної енергії: у даному випадку споживач електричної енергії визначає прогнозований обсяг споживання (без урахування означених споживачем додаткових умов чи вимог до постачальника – абсолютно нееластичний попит на електричну енергію), а постачальники конкурують між собою за право поставити і продати означені обсяги електричної енергії (еластична пропозиція).

Таким чином, особливості односторонніх аукціонів полягають у тому, що одна із функцій (попиту чи пропозиції) є абсолютно нееластичною по ціні, у той час як друга функція має еластичність по ціні.

Для учасників двостороннього аукціону з купівлі-продажу електричної енергії криві як попиту, так і пропозиції подаються у вигляді східчастих чи лінійних залежностей, що відображають заявлені учасниками аукціону лоти – цінові заявки та пропозиції щодо обсягів купівлі-продажу електричної енергії.

Найпростішим типом заявок щодо купівлі та продажу електричної енергії є дискретна фіксована цінова заявка (ЦЗ). В заявках/пропозиціях цього типу визначається лише одна цінова позиція {ціна; обсяг} (див. рис.1.1). Головним недоліком такого типу заявки є підвищена вірогідність її відхилення на аукціоні в цілому, якщо зазначена у заявці ціна виявиться вищою за граничну ціну визначеного розрахункового періоду часу.

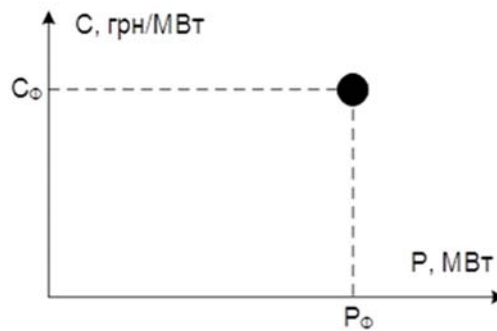


Рисунок 1.1 – Дискретна фіксована цінова заявка

Розглянемо приклад побудови ступінчатого графіку пропозиції на односторонньому аукціоні електричної енергії, де кожна заявка подається парюю {ціна; обсяг}. А {1000; 10}; В {1500; 20} ; С {2000; 10} .

Для побудови пропозиції на продаж необхідно виконати ранжування заявок від найменшої до найбільшої ціни, що зазначена в пропозиціях.

Попит подається в односторонньому аукціоні нееластичним попитом ($E=0$), парюю {ціна; обсяг} . $V \{ \infty; 40 \}$.

За результатами аукціону рівноважна ціна склала 2000 грн./МВт·год, рівноважний обсяг склав 40 МВт·год.

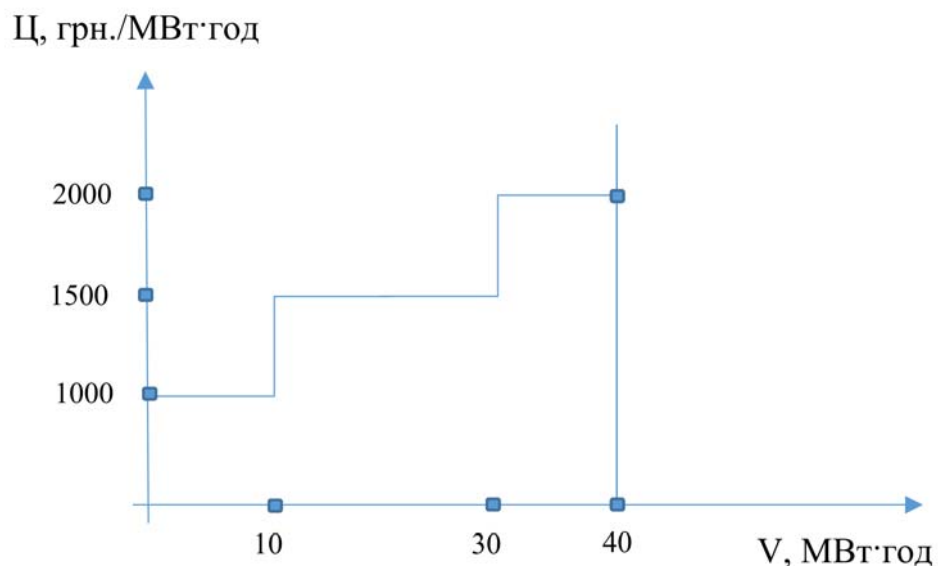


Рисунок 1.2. – Приклад побудови графіка одностороннього аукціону

Розглянемо приклад побудови ступінчатих графіків попиту та пропозиції на двосторонньому аукціоні електричної енергії та визначення маржинальної ціни та рівноважного обсягу, що склалась за результатами торгів.

Для прикладу. Кожна заявка на продаж подається парюю {ціна; обсяг}. А {1000; 10}; В {1500; 20} ; С {2000; 10}.

Для побудови пропозиції на продаж необхідно виконати ранжування заявок від найменшої до найбільшої ціни, що зазначена в пропозиціях. Кожна заявка на купівлю подається парюю {ціна; обсяг}. А {3000; 10}; В {2500; 20} ; С {1750; 10}.

Для побудови пропозиції на купівлю необхідно виконати ранжування заявок від найбільшої до найменшої ціни , що зазначена в пропозиціях.

За результатами аукціону рівноважна ціна склала 2000 грн./МВт·год, рівноважний обсяг склав 30 МВт·год.

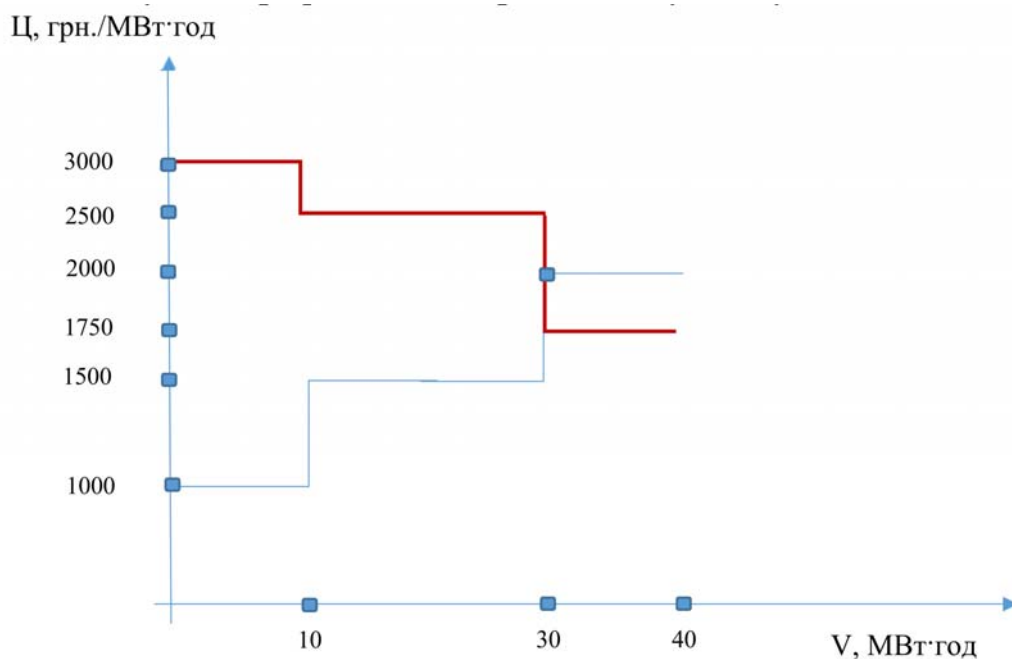


Рисунок 1.3 – Приклад побудови графіка двостороннього аукціону

Точка перетину східчастих кривих заявлених лотів покупців та продавців електричної енергії далеко не завжди знаходитиметься на вертикальних гранях

обох кривих, охоплюючи тим самим цілісні лоти як покупців, так і продавців електричної енергії. В більшості випадків вказана вище точка перетину “розриватиме” заявку покупця або продавця електричної енергії. Характерні випадки такого “розриву” наведено на рис. 1.4.

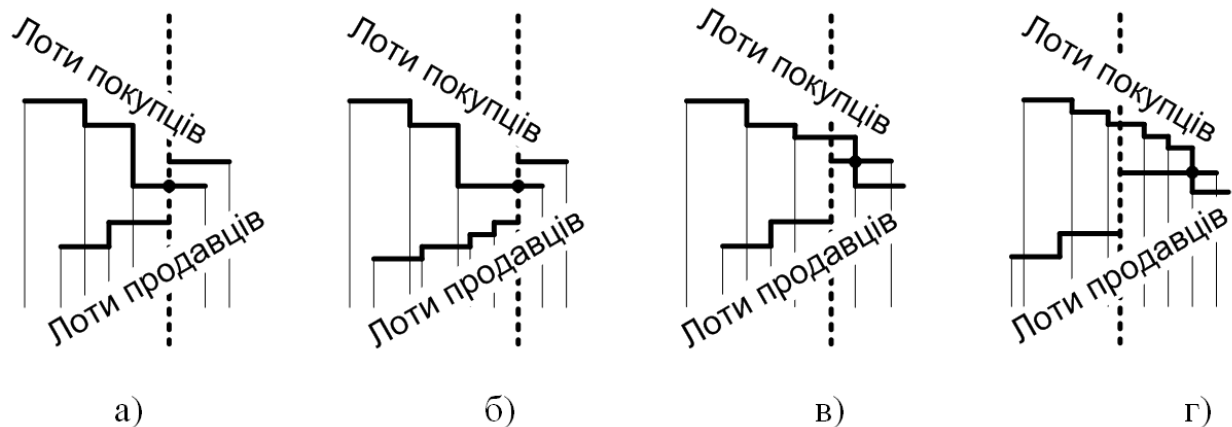


Рисунок 1.4 – Випадки “розриву” лоту (заявки) учасника ринку

Товстими лініями на рис.1.4 виділені східчасті криві заявлених лотів покупців та продавців електричної енергії. Точка перетину цих кривих може “розірвати” як лот покупця (випадки а, б на рис.1.4), так і лот продавця (випадки в, г на рис.1.4).

Крім того, в загальному випадку, обсяг, визначений в окремому лоті продавця електричної енергії, може балансуватись кількома лотами покупців електричної енергії (рис. 1.4, з). І навпаки, обсяг, визначений в окремому лоті покупця електричної енергії , може покриватись кількома лотами продавців електричної енергії (рис. 1.4, б). Тому, при визначенні переможців двостороннього аукціону електричної енергії, слід також враховувати сумарний попит та пропозиції.

Стохастичний в основному характер чисельних значень заявлених в лотах обсягів активної потужності практично унеможливорює досягнення точного балансу між сумарними обсягами пропозиції та попиту електричної енергії по заданим в

лотах обсягам. Тому умова забезпечення точного балансу на аукціоні часто вимагає “розриву” окремого лота.

1.2 Контрольні питання та завдання

Завдання 1. Побудувати ступінчатий графік пропозиції на односторонньому аукціоні електричної енергії та визначити маржинальну ціну, що склалась за результатами торгів. Визначити за результатами аналізу графіку рівноважну ціну та обсяг за результатами торгів.

Пропозиція на аукціоні складається з трьох заявок на продаж електричної енергії (згідно таблиці варіантів).

Завдання 2.

Побудувати ступінчаті графіки попиту та пропозиції на двосторонньому аукціоні електричної енергії та визначити маржинальну ціну, що склалась за результатами торгів. Визначити за результатами аналізу графіку рівноважну ціну та обсяг за результатами торгів.

Пропозиція на аукціоні складається з трьох заявок на продаж електричної енергії (згідно таблиці варіантів).

Завдання 3. Самостійно дослідити випадки “розриву” лоту покупця або продавця електричної енергії та його вплив на результат аукціону.

Таблиця вибору варіанту надається викладачем.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2

Розрахунок результатів роботи ринку «на добу наперед»

Мета роботи – отримання практичних навичок моделювання двосторонніх аукціонів купівлі-продажу електричної енергії.

2.1 Основні теоретичні відомості

Моделювання двостороннього аукціону базується на аналізі геометричних позицій останніх цінових заявок як попиту, так і пропозиції з ненульовим прийнятим обсягом. Приклад, який наочно демонструє потребу у перевірці геометричного розташування останніх прийнятих цінових заявок наведено на рис. 2.1.

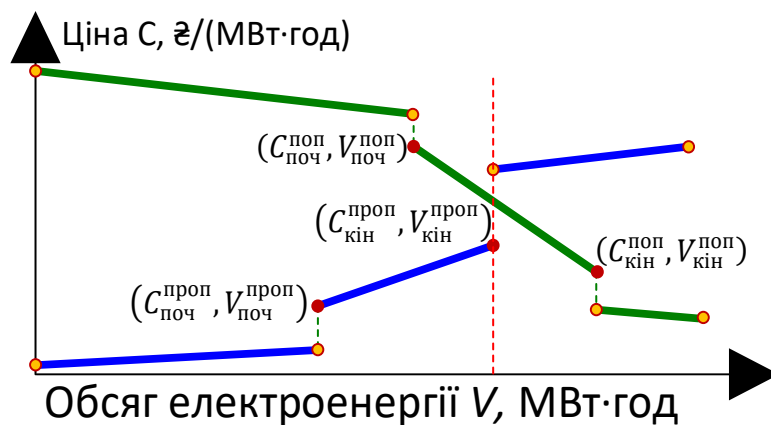


Рисунок 2.1. – Приклад двостороннього аукціону

На рис. 2.1 кінцева позиція цінової заявки з продажу електричної енергії геометрично знаходиться в середині прямокутної області, окресленої початковою і кінцевою позиціями цінової заявки з купівлі електроенергії:

$$\begin{cases} C_{кін}^{поп} \leq C_{кін}^{проп} \leq C_{поч}^{поп} \\ V_{поч}^{поп} \leq V_{кін}^{проп} \leq V_{кін}^{поп} \end{cases}$$

Наведені відношення гарантують, що точка ринкової рівноваги знаходиться у межах прямокутних областей, описаних відносно останніх прийнятих із ненульовими обсягами цінових заявок з купівлі та продажу електроенергії. Проте, як видно з рис. 2.1, точка ринкової рівноваги не може бути визначена розв'язанням

системи рівнянь двох ліній. Мало того, початкова точка наступної (повністю відхиленої) цінової заявки з продажу електроенергії також знаходиться в межах прямокутної області, окресленої початковою і кінцевою позиціями цінової заявки з купівлі електроенергії і формально необхідно виконати додаткові обчислювальні дії з визначення, яка саме цінова заявка з продажу електроенергії дійсно є останньою з прийнятим ненульовим обсягом.

Спрощений алгоритм пошуку точки ринкової рівноваги на двосторонньому аукціоні. Для спрощення, в межах практичного заняття вважатимемо, що за результатами геометричного аналізу агрегованих функцій попиту і пропозиції вже визначені останні цінові заявки з купівлі X_{pp}^{pop} та продажу X_{pp}^{prop} електроенергії з ненульовими прийнятими обсягами.

Нехай останні цінові заявки, як складові агрегованих функцій попиту і пропозиції, означені геометричними початковими та кінцевими координатами у площині «ціна» – «обсяг», як показано на рис. 2.1:

$$X_{pp}^{pop} = ((C_{поч}^{pop}, V_{поч}^{pop}), (C_{кін}^{pop}, V_{кін}^{pop}))$$

$$X_{pp}^{prop} = ((C_{поч}^{prop}, V_{поч}^{prop}), (C_{кін}^{prop}, V_{кін}^{prop}))$$

Для розрахунку точки ринкової рівноваги здійснюються наступні дії.

1. Розраховуються коефіцієнти канонічних рівнянь прямої окремо для цінових заявок з купівлі та продажу електроенергії:

$$\left\{ \begin{array}{l} C^{pop} = A^{pop} \cdot V^{pop} + B^{pop} \\ C^{prop} = A^{prop} \cdot V^{prop} + B^{prop} \end{array} \right. \left[\begin{array}{l} A^{pop} = \frac{C_{кін}^{pop} - C_{поч}^{pop}}{V_{кін}^{pop} - V_{поч}^{pop}} \\ B^{pop} = C_{поч}^{pop} - A^{pop} \cdot V_{поч}^{pop} \\ A^{prop} = \frac{C_{кін}^{prop} - C_{поч}^{prop}}{V_{кін}^{prop} - V_{поч}^{prop}} \\ B^{prop} = C_{поч}^{prop} - A^{prop} \cdot V_{поч}^{prop} \end{array} \right. \quad (2.1)$$

2. Якщо прямі, які проходять через задані графіки попиту і пропозиції, не паралельні ($A^{pop} \neq A^{prop}$), то обсяг у точці перетину прямих ліній визначається за формулою:

$$V_{PP}^{\text{прям}} = -\frac{B^{\text{поп}} - B^{\text{проп}}}{A^{\text{поп}} - A^{\text{проп}}}. \quad (2.2)$$

3. За будь-яких відношень між лінійними попитом і пропозицією для останніх прийнятих лінійних заявок з ненульовими прийнятими обсягами купівлі/продажу електроенергії рівноважний обсяг торгів визначається за формулою:

$$V_{PP}^{\text{торг}} = \min(V_{\text{кін}}^{\text{поп}}, V_{\text{кін}}^{\text{проп}}, V_{PP}^{\text{прям}}). \quad (2.3)$$

Відношення (2.3) не складно довести теоретично, проте таке доведення більше стосується курсу аналітичної геометрії і в рамках даного практичного заняття не розглядається.

4. Згідно з «Правилами ринку електричної енергії» в Україні одним із критеріїв визначення точки ринкової рівноваги є критерій мінімізації граничної ціни торгів. Це, зокрема, означає, що рівноважна ціна торгів (гранична ціна) завжди визначатиметься ціною останньої заявки з продажу електричної енергії:

$$C_{\text{ГР}}^{\text{торг}} = A^{\text{проп}} \cdot V_{PP}^{\text{торг}} + B^{\text{проп}}. \quad (2.4)$$

Цільова функція задачі пошуку точки ринкової рівноваги

На ринках електричної енергії задача пошуку точки ринкової рівноваги розв'язується використанням функції максимізації добробуту учасників ринку. Нехай на торгах агрегований попит подається функцією $C_{\text{поп}}(V)$, а пропозиція – функцією $C_{\text{проп}}(V)$. Тоді задача пошуку точки ринкової рівноваги розв'язується рішенням наступної цільової функції:

$$\int_0^{V_{\text{торг}}} C_{\text{поп}}(V) \cdot dV - \int_0^{V_{\text{торг}}} C_{\text{проп}}(V) \cdot dV \rightarrow \max \quad (2.5)$$

Чисельне значення функції добробуту відповідає площі фігури, обмеженої агрегованими графіками попиту і пропозиції, як показано на рис. 2.2.

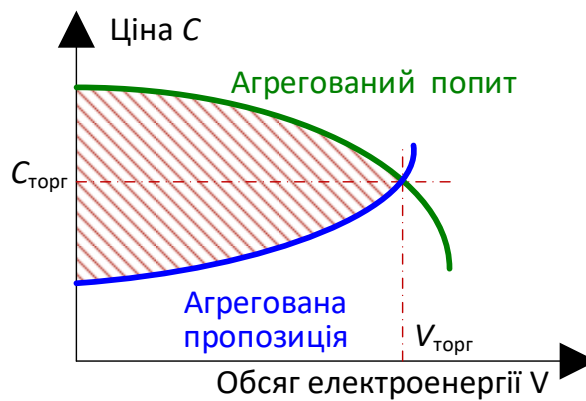


Рисунок 2.2. – Графічне відображення добробуту

Для окремої цінової заявки лінійного типу за заданих цін C_1, C_2 (€/(МВт·год)) та обсягу $V_{ЦЗ}$ (МВт·год) чисельне значення добробуту розраховується як:

$$D_{цз} = \frac{C_1 + C_2}{2} \cdot V_{цз} \text{ [€]} \quad (2.6)$$

Чисельне значення функції добробуту (5) використовується в задачах з альтернативними розв'язками. Альтернативні розв'язки задачі пошуку точки ринкової рівноваги можуть виникати за наявності на торгах таких цінових заявок, аналіз яких здійснюється в окремому ітераційному циклі, а результати такого аналізу подаються фіктивними обсягами при рішенні задачі двостороннього аукціону. Наприклад, блокові цінові заявки з визначеними обсягами на кілька годин поспіль аналізуються на окремому рівні пошуку оптимальних рішень. На погодинних торгах результати цієї оптимізації враховуються відповідними фіктивними обсягами попиту чи пропозиції. Оскільки обидва виокремлені процеси оптимізації (пошук оптимальної множини прийнятих блокових заявок на різні години доби та пошук оптимальних множин прийнятих цінових заявок на погодинних торгах) взаємно впливають на результати дин одного через значення граничної ціни, то два виокремлені процеси оптимізації розв'язуються циклічно. На кожному ітераційному циклі формується окреме допустиме рішення, оптимальне в межах окремої задачі оптимізації. І для визначення загального оптимуму обох задач

оптимізації використовується чисельне значення функції добробуту. Тоді за результат торгів приймається розв'язок з найбільшим чисельним значенням функції добробуту.

Слід наголосити, що значення функції добробуту розраховується використанням фактично прийнятих за результатами торгів обсягів по кожній ціновій заявці. Тому для розрахунку значення добробуту останньої прийнятої цінової заявки лінійного типу чисельник у (2.6) слід означувати початковою ціною заявки та ціною у точці ринкової рівноваги, за формулою лінії аналогічно прикладу з попередньої практичної роботи.

Наприклад, для розрахунку складової добробуту цінової заявки лінійного типу з купівлі електричної енергії маємо:

$$\begin{aligned} C_1 &= C_{\text{поч}}^{\text{поп}}; \\ C_2 &= A^{\text{поп}} \cdot V_{\text{рр}}^{\text{торг}} + B^{\text{поп}}. \end{aligned}$$

Тоді значення добробуту:

$$D_{\text{ЛЗ}}^{\text{поп}} = \frac{C_{\text{поч}}^{\text{поп}} + A^{\text{поп}} \cdot V_{\text{рр}}^{\text{торг}} + B^{\text{поп}}}{2} \cdot (V_{\text{рр}}^{\text{торг}} - V_{\text{поч}}^{\text{поп}}). \quad (2.7)$$

Аналогічно значення добробуту для цінової заявки лінійного типу з продажу електричної енергії маємо:

$$D_{\text{ЛЗ}}^{\text{проп}} = \frac{C_{\text{поч}}^{\text{проп}} + A^{\text{проп}} \cdot V_{\text{рр}}^{\text{торг}} + B^{\text{проп}}}{2} \cdot (V_{\text{рр}}^{\text{торг}} - V_{\text{поч}}^{\text{проп}}). \quad (2.8)$$

Для цінової заявки ступінчатого типу в (2.6) $C_1 = C_2$ і значення добробуту фактично розраховується як добуток значень визначеної у заявці ціни на значення фактично прийнятого за цією заявкою обсягу.

Приклад розрахунків

Вхідні дані для розрахунків зведені до табл. 2.1.

Таблиця 2.1.

Тип участі	Змінна	Значення
Попит	$C_{\text{поч}}^{\text{поп}}, \text{€}/(\text{МВт} \cdot \text{год})$	90
	$V_{\text{поч}}^{\text{поп}}, \text{МВт} \cdot \text{год}$	10
	$C_{\text{кін}}^{\text{поп}}, \text{€}/(\text{МВт} \cdot \text{год})$	50
	$V_{\text{кін}}^{\text{поп}}, \text{МВт} \cdot \text{год}$	30
Пропозиція	$C_{\text{поч}}^{\text{проп}}, \text{€}/(\text{МВт} \cdot \text{год})$	20
	$V_{\text{поч}}^{\text{проп}}, \text{МВт} \cdot \text{год}$	5
	$C_{\text{кін}}^{\text{проп}}, \text{€}/(\text{МВт} \cdot \text{год})$	70
	$V_{\text{кін}}^{\text{проп}}, \text{МВт} \cdot \text{год}$	25

Для візуального контролю правильності розрахунків будуюмо графіки попиту та пропозиції:

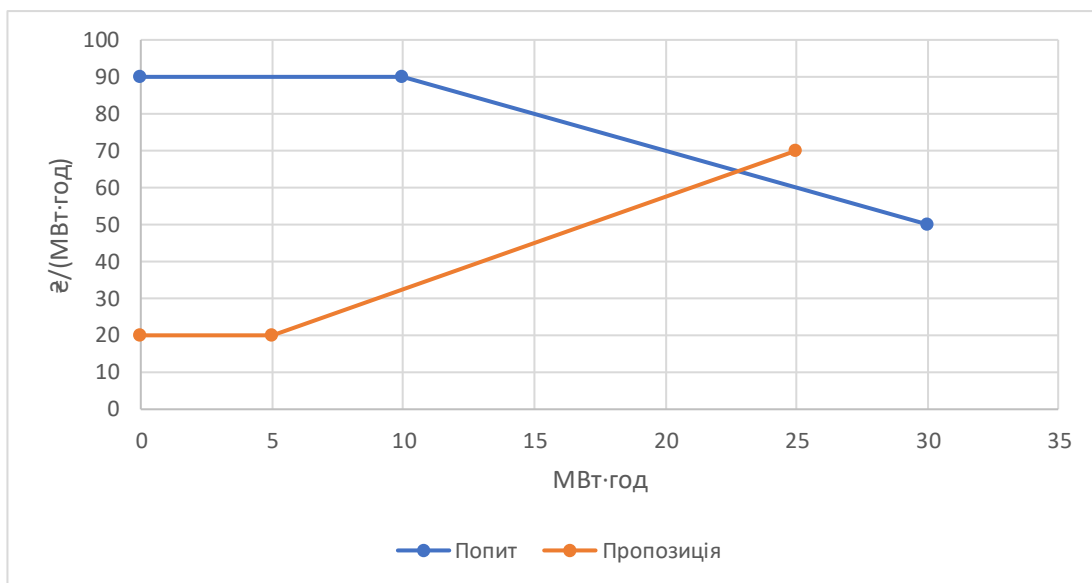


Рисунок 2.3. – Приклад графіку для контролю правильності розрахунків

1. Розрахунок коефіцієнтів канонічних рівнянь прямих окремо для цінових заявок з попиту та пропозиції.

Підставляємо у рівняння (2.1) наведені у таблиці 1 вхідні дані і отримуємо:

$$A^{\text{поп}} = \frac{C_{\text{кін}}^{\text{поп}} - C_{\text{поч}}^{\text{поп}}}{V_{\text{кін}}^{\text{поп}} - V_{\text{поч}}^{\text{поп}}} = \frac{50 - 90}{30 - 10} = -2.$$

$$B^{\text{поп}} = C_{\text{поч}}^{\text{поп}} - A^{\text{поп}} \cdot V_{\text{поч}}^{\text{поп}} = 90 - (-2) \cdot 10 = 110.$$

$$A^{\text{проп}} = \frac{C_{\text{кін}}^{\text{проп}} - C_{\text{поч}}^{\text{проп}}}{V_{\text{кін}}^{\text{проп}} - V_{\text{поч}}^{\text{проп}}} = \frac{70 - 20}{25 - 5} = 2,5.$$

$$B^{\text{проп}} = C_{\text{поч}}^{\text{проп}} - A^{\text{проп}} \cdot V_{\text{поч}}^{\text{проп}} = 20 - 2,5 \cdot 5 = 7,5.$$

Канонічне рівняння прямої для лінійної заявки з купівлі електроенергії:

$$C^{\text{поп}} = -2 \cdot V^{\text{поп}} + 110 | V^{\text{поп}} \in [10; 30]$$

Канонічне рівняння прямої для лінійної заявки з продажу електроенергії:

$$C^{\text{проп}} = 2,5 \cdot V^{\text{проп}} + 7,5 | V^{\text{проп}} \in [5; 25]$$

2. Розраховуємо значення обсягу $V_{\text{рр}}^{\text{прям}}$ у точці перетину прямих попиту та пропозиції за формулою (2.2):

$$V_{\text{рр}}^{\text{прям}} = -\frac{B^{\text{поп}} - B^{\text{проп}}}{A^{\text{поп}} - A^{\text{проп}}} = -\frac{110 - 7,5}{-2 - 2,5} = 22,78 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

3. Визначаємо рівноважний обсяг торгів за формулою (2.3):

$$V_{\text{рр}}^{\text{торг}} = \min(V_{\text{кін}}^{\text{поп}}, V_{\text{кін}}^{\text{проп}}, V_{\text{рр}}^{\text{прям}}) = \min(30; 25; 22,78) = 22,78 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

4. За формулою (2.4) розраховуємо граничну ціну торгів:

$$C_{\text{гр}}^{\text{торг}} = A^{\text{проп}} \cdot V_{\text{рр}}^{\text{торг}} + B^{\text{проп}} = -2,5 \cdot 22,78 + 7,5 = 64,44 \text{ €/ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

5. Розраховуємо значення цільової функції добробуту для учасників торгів.

Складова добробуту для ступінчатої заявки з купівлі електроенергії:

$$D_{\text{СЗ}}^{\text{поп}} = C_{\text{поч}}^{\text{поп}} \cdot V_{\text{поч}}^{\text{поп}} = 90 \cdot 10 = 900 \text{ €}.$$

Для лінійної заявки з купівлі електроенергії прийнятий обсяг:

$$V_{\text{ЛЗ(пр)}}^{\text{поп}} = V_{\text{рр}}^{\text{торг}} - V_{\text{поч}}^{\text{поп}} = 22,78 - 10 = 12,78 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

Для лінійної заявки з купівлі електроенергії ціна у точці ринкової рівноваги:

$$C_{\text{рр}}^{\text{поп}} = A^{\text{поп}} \cdot V_{\text{рр}}^{\text{торг}} + B^{\text{поп}} = -2 \cdot 22,78 + 110 = 64,44 \text{ €/ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

Значення добробуту для лінійної заявки з купівлі електроенергії:

$$D_{ЛЗ}^{поп} = \frac{C_{поч}^{поп} + C_{рр}^{поп}}{2} \cdot V_{ЛЗ(пр)}^{поп} = \frac{90 + 64,44}{2} \cdot 12,78 = 986,7 \text{ €}.$$

Значення добробуту для ступінчатої заявки з продажу електроенергії:

$$D_{СЗ}^{проп} = C_{поч}^{проп} \cdot V_{поч}^{проп} = 20 \cdot 5 = 100 \text{ €}.$$

Для лінійної заявки з продажу електроенергії прийнятий обсяг:

$$V_{ЛЗ(пр)}^{проп} = V_{рр}^{торг} - V_{поч}^{проп} = 22,78 - 5 = 17,78 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

Для лінійної заявки з продажу електроенергії ціна у точці ринкової рівноваги:

$$C_{рр}^{проп} = A^{проп} \cdot V_{рр}^{торг} + B^{проп} = 2,5 \cdot 22,78 + 7,5 = 64,44 \text{ €/(МВт} \cdot \text{год)}.$$

Значення добробуту для лінійної заявки з продажу електроенергії:

$$D_{ЛЗ}^{проп} = \frac{C_{поч}^{проп} + C_{рр}^{проп}}{2} \cdot V_{ЛЗ(пр)}^{проп} = \frac{20 + 64,44}{2} \cdot 17,78 = 1372,8 \text{ €}.$$

Сумарний добробут учасників ринку електроенергії:

$$D_{\Sigma} = (D_{СЗ}^{поп} + D_{ЛЗ}^{поп}) - (D_{СЗ}^{проп} + D_{ЛЗ}^{проп}) = (900 + 986,7) - (100 + 1372,8) = 413,9 \text{ €}.$$

2.2 Контрольні питання та завдання

Для виконання розрахунків вхідними даними слугують останні прийняті з ненульовим обсягом лінійні заявки з купівлі $X_{рр}^{поп}$ та продажу $X_{рр}^{проп}$ електроенергії, подані двома точками у координатах площини «ціна» – «обсяг»:

$$X_{рр}^{поп} = ((C_{поч}^{поп}, V_{поч}^{поп}), (C_{кін}^{поп}, V_{кін}^{поп}))$$

$$X_{рр}^{проп} = ((C_{поч}^{проп}, V_{поч}^{проп}), (C_{кін}^{проп}, V_{кін}^{проп}))$$

Вважається, що агрегована функція попиту формується ступінчатою заявкою $X_{СТ}^{поп}(C_{СТ}^{поп}, V_{СТ}^{поп})$ та лінійною заявкою $X_{рр}^{поп}$. Характеристики ступінчатої заявки визначаються за значеннями початкової точки лінійної заявки, тобто: ціна для ступінчатої заявки $C_{СТ}^{поп} = C_{поч}^{поп}$, а обсяг – $V_{СТ}^{поп} = V_{поч}^{поп}$.

Аналогічно вважається, що агрегована функція пропозиції формується ступінчатою заявкою $X_{\text{СТ}}^{\text{проп}}(C_{\text{СТ}}^{\text{проп}}, V_{\text{СТ}}^{\text{проп}})$ та лінійною заявкою $X_{\text{РР}}^{\text{проп}}$. Характеристики ступінчатої заявки визначаються за значеннями початкової точки лінійної заявки, тобто: ціна для ступінчатої заявки $C_{\text{СТ}}^{\text{проп}} = C_{\text{поч}}^{\text{проп}}$, а обсяг – $V_{\text{СТ}}^{\text{проп}} = V_{\text{поч}}^{\text{проп}}$.

В роботі слід виконати наступні розрахунки.

1. За формулою (2.1) розрахувати коефіцієнти канонічних рівнянь прямих окремо для цінових заявок з попиту та пропозиції.
2. За формулою (2.2) розрахувати значення обсягу $V_{\text{РР}}^{\text{прям}}$ у точці перетину прямих попиту та пропозиції.
3. За формулою (2.3) визначити рівноважний обсяг торгів $V_{\text{РР}}^{\text{торг}}$.
4. За формулою (2.4) розрахувати граничну ціну торгів $C_{\text{ГР}}^{\text{торг}}$.
5. Користуючись формулами (2.5) – (2.8), розрахувати значення цільової функції добробуту для учасників торгів.
6. Оформити результати розрахунків.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3

Нормативно-правове регулювання ринку електричної енергії України

Мета роботи – Аналіз основних типів нормативних документів, що регламентують роботу ринку електричної енергії України. Опрацювання окремих питань нормативно-правового регулювання ринку електричної енергії України.

3.1 Основні теоретичні відомості

Законом України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019–VIII визначаються економічні, правові та організаційні засади функціонування ринку електроенергії. Здійснюється регулювання взаємовідносин, пов'язаних з виробленням, передачею, розподілом, купівлею-продажом, постачанням електричної енергії для забезпечення надійного та безперебійного постачання електричної енергії споживачам з урахуванням їх інтересів, розвитку ринкових відносин, мінімізації витрат на постачання електричної енергії та зменшення негативного впливу на навколишнє природне середовище.

Розглянемо окремі визначення згідно із цим Законом:

- Адміністратор комерційного обліку електричної енергії забезпечує організацію та адміністрування комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії, а також виконує функції центральної агрегації даних комерційного обліку.

- Адміністратор розрахунків забезпечує організацію проведення розрахунків на балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг.

- Електропостачальник - суб'єкт господарювання, який здійснює продаж електричної енергії за договором постачання електричної енергії споживачу.

- Постачання електричної енергії - продаж, включаючи перепродаж, електричної енергії.

- Передача електричної енергії - транспортування електричної енергії електричними мережами оператора системи передачі від електричних станцій до

пунктів підключення систем розподілу та електроустановок споживання (не включаючи постачання електричної енергії), а також міждержавними лініями.

- Оператор системи передачі відповідає за експлуатацію, диспетчеризацію, забезпечення технічного обслуговування, розвиток системи передачі та міждержавних ліній електропередачі, а також за забезпечення довгострокової спроможності системи передачі щодо задоволення обґрунтованого попиту на передачу електричної енергії.

- Розподіл електричної енергії - транспортування електричної енергії від електроустановок виробників електричної енергії або електроустановок оператора системи передачі мережами оператора системи розподілу, крім постачання електричної енергії.

- Оператор системи розподілу відповідає за експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток системи розподілу і забезпечення довгострокової спроможності системи розподілу щодо задоволення обґрунтованого попиту на розподіл електричної енергії з урахуванням вимог щодо охорони навколишнього природного середовища та забезпечення енергоефективності.

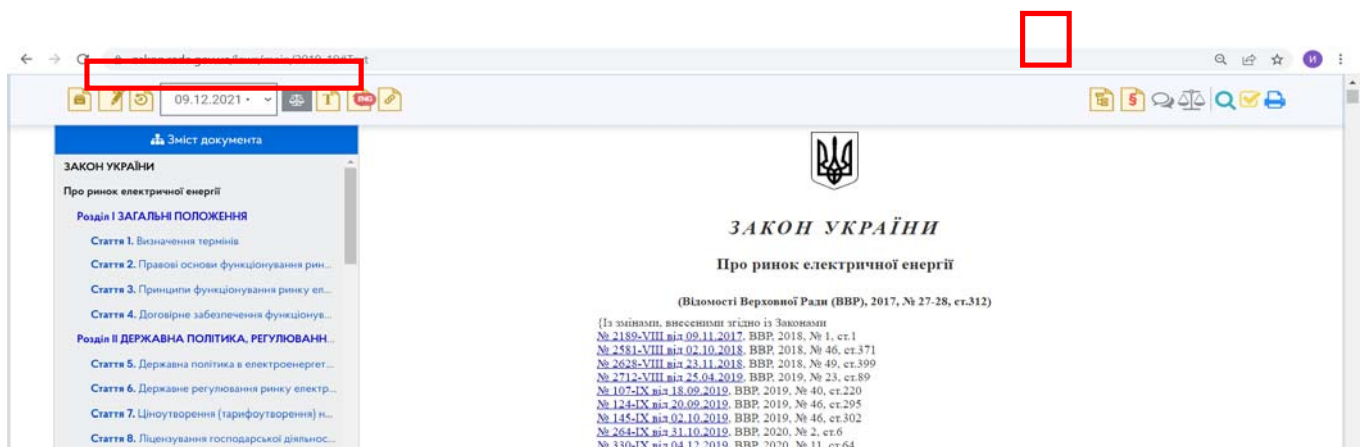


Рисунок 3.1. – Пошук на сайті Верховної Ради України

Нормативно-правові акти НКРЕКП, що регулюють функціонування ринку електричної енергії відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» включають:

- Правила ринку (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 307).

- Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 №308).
- Кодекс системи передачі(Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309).
- Кодекс систем розподілу (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310).
- Кодекс комерційного обліку електричної енергії (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 311).
- Правила роздрібного ринку електричної енергії (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 312).

3.2 Контрольні питання та завдання

За результатами опрацювання Закону України «Про ринок електричної енергії».

1. Визначити особливості роботи Оператора системи передачі:
 - Розглянути процес відокремлення Оператора системи передачі.
 - Узагальнити функції, права та обов'язки Оператора системи передачі.
2. Опрацювати особливості Розподілу електричної енергії:
 - Розглянути функції, права та обов'язки Оператора системи розподілу.
 - Розглянути процес відокремлення та незалежність Оператора системи розподілу.
3. Адміністратор розрахунків та Адміністратор комерційного обліку:
 - Розглянути функції Адміністратора комерційного обліку та Адміністратора розрахунків.
 - Узагальнити функції Адміністратора розрахунків та Адміністратора комерційного обліку.
4. Постачання електричної енергії споживачам:
 - Розглянути права та обов'язки електропостачальників.
5. Споживання електричної енергії (Споживач):
 - Узагальнити права та обов'язки споживача.
 - Розглянути зміну електропостачальника.

Викласти результати самостійної роботи у стислій реферативній формі (0,5 стор.) по 3-м завданням, де обов'язково має бути Завдання 4 та 5, інші на вибір. Використовувати сайт Верховної Ради України <https://zakon.rada.gov.ua/laws>

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4

Пошук та аналіз ринкової інформації

Мета роботи – набуття навичок пошуку та аналізу інформації щодо обсягів купівлі-продажу електричної енергії та продуктів на ринку двосторонніх договорів, ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку.

4.1 Основні теоретичні відомості

Важлива складова ринкової вартості електричної енергії формується на таких сегментах як ринок двосторонніх договорів (РДД), ринок на «добу наперед» (РДН), а також внутрішньодобовий ринок (ВДР). На відміну від балансуючого ринку в цих сегментах постачальники та споживачі електричної енергії, що є учасниками оптового ринку, можуть брати активну участь та впливають на характер попиту та пропозиції на ринку.

Ринок двосторонніх договорів призначений для укладання довгострокових угод (від декількох днів до кількох місяців) з купівлі-продажу електричної енергії. Купівля електроенергії з рівними погодинними обсягами протягом усього строку дії договору доцільна для покриття добового базису електроспоживання за цінами очікувано нижчими, ніж середньозважена ринкова ціна в сегментах РДН та ВДР.

На торгах може здійснюватися купівля-продаж електричної енергії, стандартизованої за:

1) профілем постачання: базове навантаження (BASE) - постачання електричної енергії протягом 24-годинного періоду від 00:00 до 24:00, пікове навантаження (PEAK) - постачання електричної енергії протягом 12-годинного періоду від 08:00 до 20:00, позапікове навантаження (OFFPEAK) - постачання електричної енергії протягом 12- годинного періоду від 00:00 до 08:00 та від 20:00 до 24:00;

2) періодами постачання електричної енергії: тиждень (W); календарний місяць (M); квартал (Q): січень-березень, квітень-червень, липень-вересень, жовтень-грудень; півріччя (S): січень-червень, липень-грудень; календарний рік (Y) тощо.

Параметри запиту

Торгова зона: ОЕС України

Тип графіка:
 блочна позиція (1–7 год.)
блочна позиція (1–7 год.)
 блочна позиція (8–22 год.)
 блочна позиція (23–24 год.)
 базове навантаження
 пікове навантаження
 позапікове навантаження
 пікове навантаження неробочого дня

Період:

Рисунок 4.1. – Перелік основних продуктів на РДД, що пропонується торгівельною платформою ТБ «Українська енергетична біржа»

Середньозважені ціни за типами графіку постачання
 ТОВ «Українська енергетична біржа» / Біржові котирування / Електрична енергія / Ціни за типами графіку

Для перегляду середньозважених цін та обсягів купівлі-продажу електричної енергії у формі нижче потрібно обрати необхідну торгову зону, тип графіку навантаження та період відпуску (відповідний місяць). Система формує середньозважену ціну та реалізований обсяг на кожен день, що збігається з обраним місяцем, і генерує файл, доступний для завантаження.

Параметри запиту

Торгова зона: ОЕС України

Тип графіка: базове навантаження

Період: січень 2022

Завантажити файл

Дата	С/з ціни	Сум.обсяг
01.01.2022	2 403,32	164712
02.01.2022	2 403,32	164712
03.01.2022	2 403,32	164712
04.01.2022	2 403,32	164712
05.01.2022	2 403,32	164712
06.01.2022	2 403,93	165072
07.01.2022	2 424,70	174672
08.01.2022	2 424,70	174672
09.01.2022	2 424,70	174672
10.01.2022	2 438,30	185472

Рисунок 4.2. – Приклад отримання даних для базового навантаження місяця січня 2022 року на сайті ТБ «Українська енергетична біржа»

Ринок «добу наперед» призначений для купівлі-продажу погодинних обсягів електроенергії для окремої доби постачання.

Внутрішньодобовий ринок призначений для купівлі-продажу електроенергії на окрему годину доби постачання з метою зменшення потенційних обсягів та вартості небалансів з урахуванням уточненого після торгів у сегменті РДН прогнозу графіку роботи учасника ринку.

Заявки на торги на РДН/ВДР можуть бути:

- 1) погодинними (такими, що стосуються одного розрахункового періоду);
- 2) блочними (такими, що стосуються кількох послідовних розрахункових періодів).

Як і у випадку РДД на торгах може здійснюватися купівля-продаж електричної енергії, стандартизованої за профілем постачання.

Блочні заявки поділяються на попередньо визначені (стандартні) та визначені учасником РДН/ВДР:

- 1) попередньо визначені (стандартні) блочні заявки це:
 - пікове навантаження (постачання електричної енергії протягом 12- годинного періоду від 08:00 до 20:00);
 - базове навантаження (постачання електричної енергії протягом 24-годинного періоду від 00:00 до 24:00);
 - позапікове навантаження (постачання електричної енергії протягом 12-годинного періоду від 00:00 до 08:00 та від 20:00 до 24:00);

2) учасник РДН/ВДР може визначити власні інтервали блочної заявки з послідовними періодами протягом однієї доби постачання. Мінімальний часовий інтервал блока, визначеного учасником РДН/ВДР, повинен становити один розрахунковий період, а максимальний – одну добу постачання. Подання визначеної учасником РДН/ВДР (нестандартної) блочної заявки здійснюється із зазначенням умови виконання заявки «усе або нічого»;

3) блочні заявки на торги на ВДР можуть подаватися лише на розрахункові періоди однієї доби постачання.

період базового навантаження (постачання електричної енергії протягом 24-годинного періоду від 00:00 до 24:00);
 період пікового навантаження (постачання електричної енергії протягом 12-годинного періоду від 08:00 до 20:00);
 період позапикового навантаження (постачання електричної енергії протягом 12-годинного періоду від 00:00 до 08:00 та від 20:00 до 24:00).

Дата	Base, грн/МВт.год	Peak, грн/МВт.год	OffPeak, грн/МВт.год	Мінімальна ціна, грн/МВт.год	Максимальна ціна, грн/МВт.год
01.02.2021	1726.13	2023.87	1428.39	1145.00	2048.23
02.02.2021	1698.10	1972.57	1423.64	1029.40	2048.23
03.02.2021	1765.40	2048.23	1482.57	1190.00	2048.23
04.02.2021	1736.53	2043.28	1429.77	1190.00	2048.23
05.02.2021	1617.51	1775.34	1459.68	1100.00	2048.23
06.02.2021	1711.03	1941.96	1480.09	1011.00	2048.23
07.02.2021	1687.82	1936.19	1439.44	1150.00	2048.23
08.02.2021	1598.34	1939.60	1257.08	1096.00	2048.23

Рисунок 4.3. – Приклад відображення результатів торгів на РДН за типами навантаження.

На рис. 4.4 та рис. 4.5. Наведено співставлення погодинних ціни двох діб (06.02.2022 та 05.02.2022) для торгової зони ОЕС України (за даними сайту Оператора ринку) на РДН та ВДР відповідно.

Порівняння зазначених графіків дозволяє оцінити різницю цін, як в залежності від сегменту ринку, так і в залежності від періоду доби.

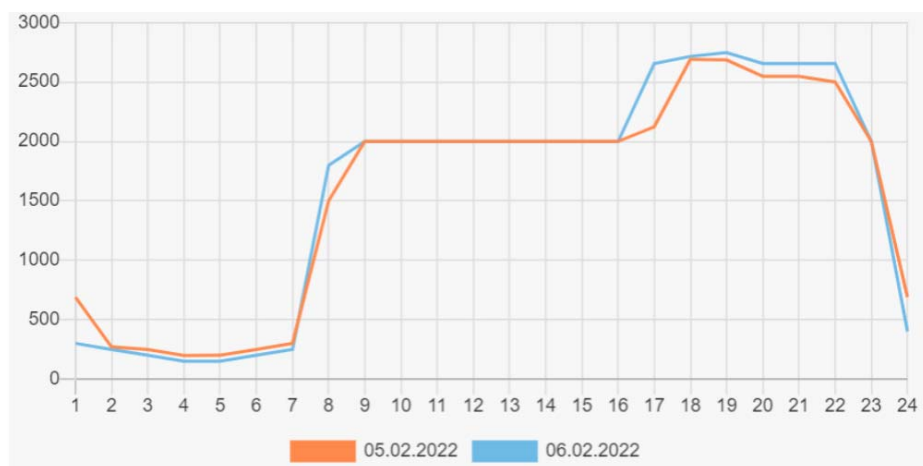


Рисунок 4.4. – Погодинні ціни РДН

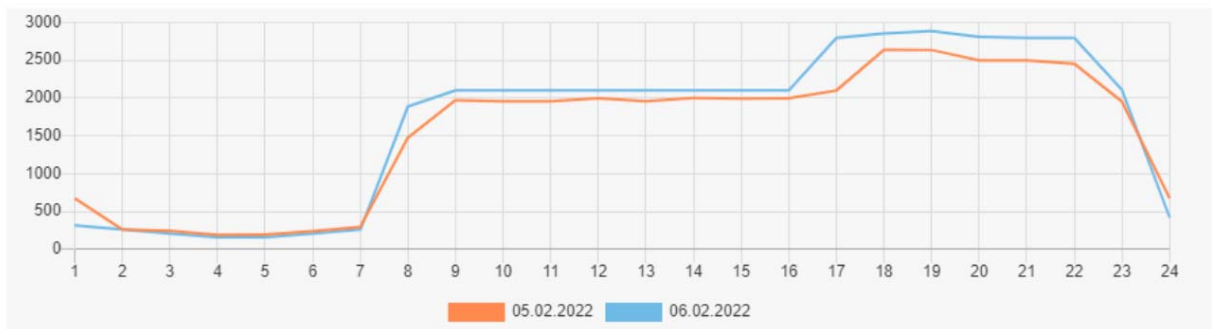
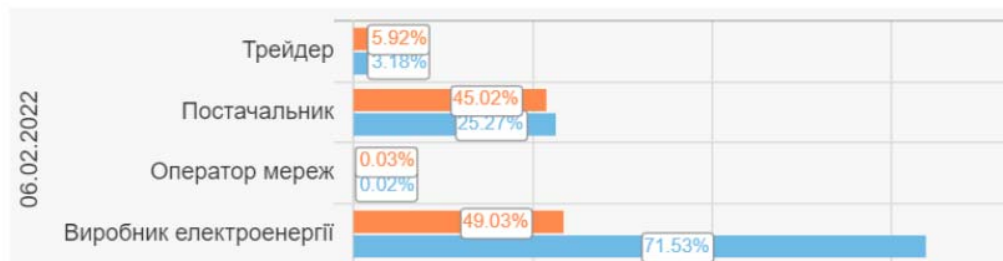
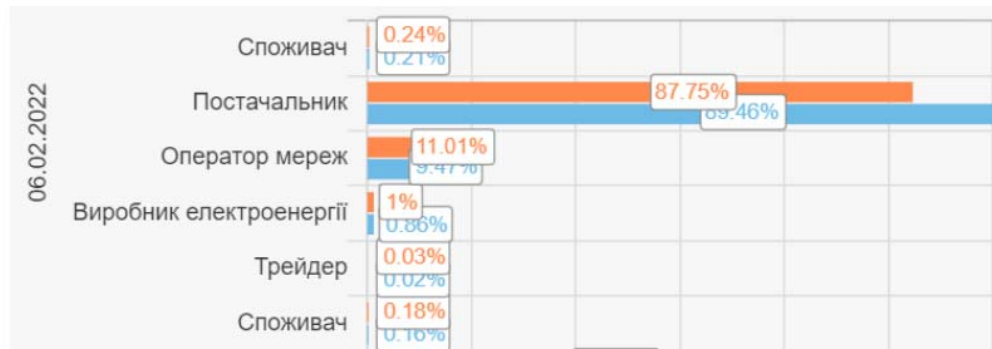


Рисунок 4.5. – Погодинні ціни ВДР

На рис. 4.6. та рис. 4.7. наведено структуру продажу та купівлі в сегментах РДН та ВДР. Аналіз зазначених показників дозволяє оцінити групи учасників ринку, що мають найбільший вплив на формування як попиту, так і пропозиції в цих сегментах ринку.



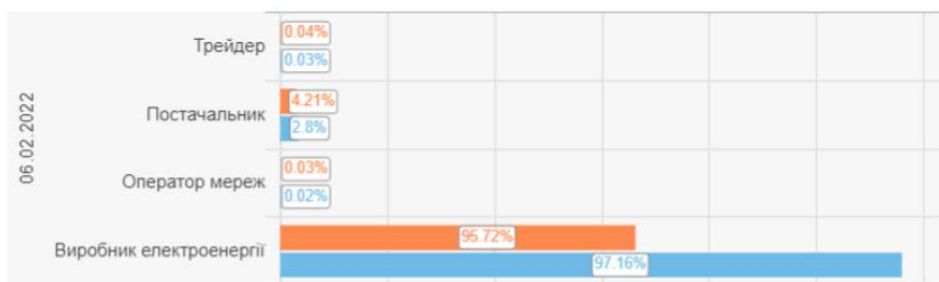
а



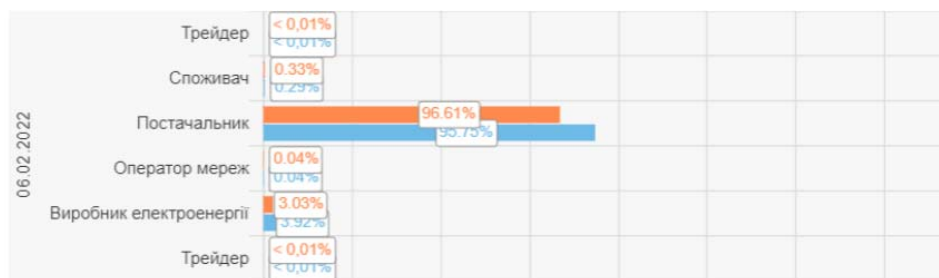
б

Рисунок 4.6. – Структура продажу (а) на купівлі (б) електричної енергії на РДН

Наведені графіки також дозволяють оцінити акцептовані та заявлені обсяги щодо купівлі-продажу електричної енергії на аукціонах на РДН та ВДР.



а



б

Рисунок 4.7. – Структура продажу (а) на купівлі (б) електричної енергії на ВДР

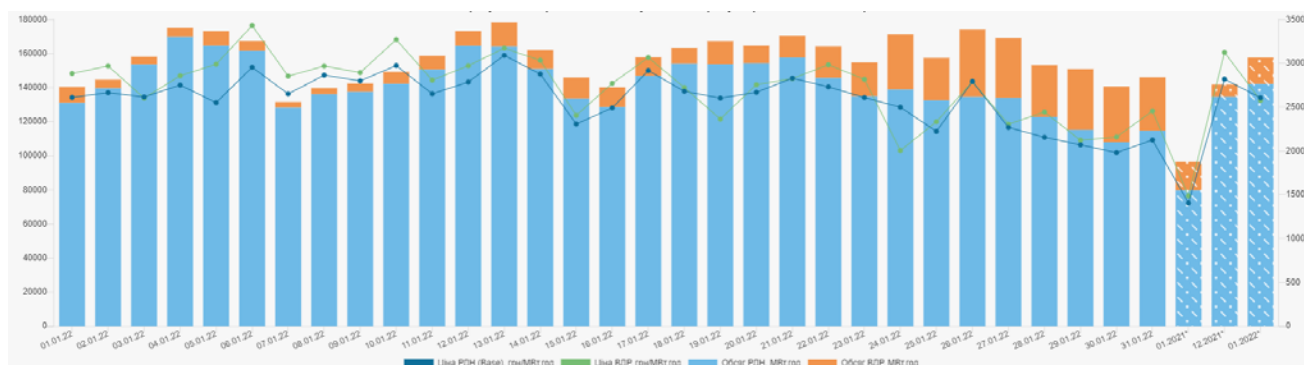


Рисунок 4.8. – Загальні результати торгів на РДН/ВДР у січні 2022 року

Аналіз даних Оператора ринку на ТБ «Українська енергетична біржа» дозволяє виконати порівняння цін для окремих типів навантаження. Приклад порівняння цін для доби 18.01.2022 на РДД та РДН України відповідно до базового навантаження (постачання електроенергії протягом 24-годинного періоду) представлено на рис 4.9. (а – у відсотковому співвідношенні, б – порівняння середньозважених цін РДД та РДН).

Дата	Година	РДН	РДД	Різниця %
		Ціна, грн/МВт.год	С/З ціна	
18.01.2022	01:00	1 880,00	2 098,40	2,18%
18.01.2022	02:00	1 340,00	2 098,40	7,58%
18.01.2022	03:00	1 020,00	2 098,40	10,78%
18.01.2022	04:00	800,00	2 098,40	12,98%
18.01.2022	05:00	1 013,13	2 098,40	10,85%
18.01.2022	06:00	1 270,00	2 098,40	8,28%
18.01.2022	07:00	1 930,00	2 098,40	1,68%
18.01.2022	08:00	3 080,00	3 194,11	1,14%
18.01.2022	09:00	3 413,13	3 195,56	-2,18%
18.01.2022	10:00	3 341,05	3 148,18	-1,93%
18.01.2022	11:00	3 090,00	3 032,23	-0,58%
18.01.2022	12:00	3 000,00	3 032,23	0,32%
18.01.2022	13:00	2 943,83	3 063,32	1,19%
18.01.2022	14:00	3 040,00	3 063,32	0,23%
18.01.2022	15:00	3 040,00	3 063,32	0,23%
18.01.2022	16:00	3 351,05	3 239,78	-1,11%
18.01.2022	17:00	3 807,00	3 353,54	-4,53%
18.01.2022	18:00	3 994,26	3 353,57	-6,41%
18.01.2022	19:00	3 807,13	3 353,57	-4,54%
18.01.2022	20:00	3 733,00	3 353,57	-3,79%
18.01.2022	21:00	3 513,99	3 353,57	-1,60%
18.01.2022	22:00	3 200,00	3 381,20	1,81%
18.01.2022	23:00	2 721,00	3 381,20	6,60%
18.01.2022	24:00	1 994,26	3 122,97	11,29%

а

РДН						
Дата	Base, грн/МВт.год	Peak, грн/МВт.год	OffPeak, грн/МВт.год	Мінімальна ціна, грн/МВт.год	Максимальна ціна, грн/МВт.год	Середньозважена ціна, грн/МВт.год
18.01.2022	2680,12	3380,04	1980,2	800	3994,26	2853,24
РДД						
Дата	С/З ціни	Сум.Обсяг				
18.01.2022	2 442,48	187728				

б

Рисунок 4.8. – Приклад порівняння цін на РДД та РДН

4.2 Контрольні питання та завдання

За результатами опрацювання наявної ринкової інформації на платформах Оператора ринку (<https://www.oree.com.ua/>) та ТБ «Українська енергетична біржа» (<https://www.ueex.com.ua/exchange-quotations/electric-power/prices/>) для зони ОЕС України:

1. Проаналізувати погодинні ціни та структуру продажу та купівлі за видами діяльності на РДН та ВДР в торговій зоні "ОЕС України" для встановленої доби (варіант завдання згідно переліку студентів) в порівнянні з попередньою добою.

2. За останній звітній місяць (січень) виконати аналіз зміни цін та обсягів на електричну енергію в сегменті РДН та ВДР, проаналізувати обсяги продажу-купівлі електроенергії різними учасниками РДН/ВДР.
3. Виконати порівняння цін, що склалися для встановленої доби на РДД та РДН України у відсотковому відношенні, використовуючи ретроспективну ринкову інформацію для випадку базового навантаження (постачання електричної енергії протягом 24-годинного періоду від 00:00 до 24:00);

У разі зміни посилань на джерело інформації, нове джерело надається викладачем.

Виконати порівняння ціни РДД згідно даних ТБ «Українська енергетична біржа» (базове навантаження) із середньозваженою ціною, що склалася на РДН для встановленої доби, а також ціною для пікового, базового, позапікового навантаження.

Оформити результати роботи у графічному та табличному вигляді, зробити висновки за результатами аналізу.

Таблиця вибору варіанту надається викладачем.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 5

Розрахунок вартості небалансів електричної енергії

Мета роботи – набуття навичок щодо правил обчислення обсягів небалансів електричної енергії згідно «Правил ринку» для учасників ринку, що не є постачальниками послуг з балансування, розрахунку вартості небалансів електричної енергії для однієї години доби.

5.1 Основні теоретичні відомості

Балансуючий ринок електричної енергії – ринок, організований оператором системи передачі електричної енергії з метою забезпечення достатніх обсягів електричної потужності та енергії, необхідних для балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту електричної енергії і споживання та експорту електричної енергії, врегулювання системних обмежень в об'єднаній енергетичній системі України, а також фінансового врегулювання небалансів електричної енергії.

На балансуєчому ринку Оператором системи передачі здійснюються:

- 1) купівля та продаж електричної енергії для балансування обсягів попиту та пропозиції електричної енергії у межах поточної доби;
- 2) купівля та продаж електричної енергії з метою врегулювання небалансів електричної енергії сторін, відповідальних за баланс.

Розрахунки за небаланси електричної енергії включають обчислення небалансу електричної енергії шляхом проведення розрахунків для кожного торгового дня:

- 1) небалансів електричної енергії кожної сторони, відповідальна за баланс (СВБ) для кожного розрахункового періоду торгового дня;
- 2) кредиту та дебету за небаланси електричної енергії для кожної СВБ для кожного розрахункового періоду торгового дня.

Сторона, відповідальна за баланс (СВБ) - учасник ринку, зобов'язаний повідомляти та виконувати свої погодинні графіки електричної енергії (та/або балансуючої групи) відповідно до обсягів купленої та/або проданої електричної енергії та фінансово відповідальний перед оператором системи передачі за свої небаланси (та/або небаланси балансуючої групи)

Згідно «Правил ринку» обсяг небалансів учасника ринку (сторони відповідальної за баланс, СВБ), який сам відповідає за дотримання заявленого графіку та **не є постачальником послуг з балансування** розраховується за формулою:

$$IEQ_{t,d,z} = MP_{t,d,z} - NP_{t,d,z},$$

де $MP_{t,d,z}$ – сальдований фактичний обсяг споживання/відпуску в торговій зоні z для години t доби d , МВт·год;

$NP_{t,d,z}$ – сальдований заявлений обсяг споживання/відпуску в торговій зоні z для години t доби d , МВт·год.

В загальному випадку заявлений обсяг є сумую обсягів двосторонніх договорів, контрактів на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку. При цьому споживання враховується зі знаком «-», а відпуск зі знаком «+».

Контрагентом для учасника ринку при операції врегулювання небалансів виступає Адміністратор розрахунків (АР).

Вартість небалансів в годину t доби d в торговій зоні z розраховувалась за формулою:

$$CIEQ_{tdz} = \begin{cases} IEQ_{tdz} \cdot \min(PDAM_{tdz}, IMSP_{tdz}) \cdot (1 - K^{im}), & IEQ_{tdz} > 0 \\ IEQ_{tdz} \cdot \max(PDAM_{tdz}, IMSP_{tdz}) \cdot (1 + K^{im}), & IEQ_{tdz} < 0, \\ 0, & IEQ_{tdz} = 0 \end{cases}$$

де $PDAM_{tdz}$ – визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t доби d , грн/МВт·год;

$IMSP_{tdz}$ - ціна небалансу електричної енергії за розрахунковий період t доби d в торговій зоні z , за результатами роботи балансуючого ринку, грн/МВт·год;

$K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу.

Позитивне значення $CIEQ_{tdz}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР) незалежно від напрямку небалансу електричної енергії системи.

Оператор системи передачі оприлюднює інформацію щодо роботи балансуючого ринку на своєму сайті з розбивкою відповідно на фактичні ціни небалансів електричної енергії (рис. 5.1) та загальні результати балансуючого ринку (рис.5.2.), тобто ціни обсяг та ціни балансуючої енергії.

		Фактична ціна небалансу (грн/МВт*год) / Actual imbalance price, IMSP (UAH/MWh)	Ціна РДН (грн/МВт*год) / DAM price, PDAM (UAH/MWh)	Ціна платежу за позитивний небаланс (грн/МВт*год) / Positive imbalance payment price (UAH/MWh)	Ціна платежу за негативний небаланс (грн/МВт*год) / Negative imbalance payment price (UAH/MWh)	
1						
2			ОЕС України / IPS of Ukraine			
3						
4	01.09.2022	00:00 - 01:00	269,98	1 997,78	256,48	2 097,67
5		01:00 - 02:00	143,57	1 850,00	136,39	1 942,50
6		02:00 - 03:00	263,79	1 378,97	250,60	1 447,92
7		03:00 - 04:00	263,79	1 378,97	250,60	1 447,92
8		04:00 - 05:00	263,79	1 378,97	250,60	1 447,92
9		05:00 - 06:00	1 654,71	1 378,97	1 310,02	1 737,45
10		06:00 - 07:00	2 397,44	1 997,87	1 897,98	2 517,31
11		07:00 - 08:00	3 175,50	2 646,25	2 513,94	3 334,28
12		08:00 - 09:00	4 140,00	3 450,00	3 277,50	4 347,00
13		09:00 - 10:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
14		10:00 - 11:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
15		11:00 - 12:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
16		12:00 - 13:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
17		13:00 - 14:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
18		14:00 - 15:00	4 055,97	3 380,00	3 211,00	4 258,77
19		15:00 - 16:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
20		16:00 - 17:00	4 199,99	3 500,00	3 325,00	4 409,99
21		17:00 - 18:00	0,03	3 690,00	0,03	3 874,50
22		18:00 - 19:00	4 317,53	3 598,00	3 418,10	4 533,41
23		19:00 - 20:00	4 739,93	3 950,00	3 752,50	4 976,93
24		20:00 - 21:00	4 739,93	3 950,00	3 752,50	4 976,93
25		21:00 - 22:00	4 659,51	3 883,00	3 688,85	4 892,49
26		22:00 - 23:00	949,92	3 598,00	902,42	3 777,90
27		23:00 - 00:00	2 400,00	2 000,00	1 900,00	2 520,00
28	00:00 - 01:00	2 396,06	1 996,72	1 896,88	2 515,86	
29	01:00 - 02:00	2 396,86	1 997,47	1 897,60	2 516,70	

Рисунок 5.1. – Фактичні ціни небалансів

			Об'єм балансуючої енергії, МВтг	Ціна балансуючої енергії, грн/МВтг	Об'єм балансуючої енергії, МВтг	Ціна балансуючої енергії, грн/МВтг
1						
2			ОЕС України			
3			ВГОРУ		ВНИЗ	
4	01.09.2022	00:00 - 01:00	36,98	1 997,78	392,00	269,98
5		01:00 - 02:00	5,29	1 850,00	486,26	143,57
6		02:00 - 03:00	19,45	1 378,97	464,00	263,79
7		03:00 - 04:00	52,60	1 378,97	664,00	263,79
8		04:00 - 05:00	37,79	1 378,97	563,00	263,79
9		05:00 - 06:00	386,56	1 654,71	10,75	400,00
10		06:00 - 07:00	995,03	2 397,44	8,00	1 997,87
11		07:00 - 08:00	915,73	3 175,50	115,43	2 646,25
12		08:00 - 09:00	1 164,40	4 140,00	172,78	3 450,00
13		09:00 - 10:00	1 182,94	4 056,00	398,15	3 380,00
14		10:00 - 11:00	682,29	4 056,00	59,86	3 380,00
15		11:00 - 12:00	448,84	4 056,00	267,07	3 380,00
16		12:00 - 13:00	551,68	4 056,00	508,26	3 380,00
17		13:00 - 14:00	700,92	4 056,00	458,43	3 380,00
18		14:00 - 15:00	724,37	4 055,97	482,10	2 962,13
19		15:00 - 16:00	836,72	4 056,00	369,58	3 380,00
20		16:00 - 17:00	734,12	4 199,99	90,09	3 500,00
21		17:00 - 18:00	840,02	4 427,93	709,81	0,03
22		18:00 - 19:00	792,41	4 317,53	525,61	2 560,77
23		19:00 - 20:00	748,00	4 739,93	467,35	3 950,00
24		20:00 - 21:00	569,06	4 739,93	60,02	3 950,00
25		21:00 - 22:00	341,48	4 659,51	169,19	288,85
26		22:00 - 23:00	256,46	3 598,00	287,99	949,92
27		23:00 - 00:00	661,12	2 400,00	154,41	2 000,00

Рисунок 5.2. – Результати балансування ринку

Також Оператор системи передачі публікує дані щодо сумарного небалансу, який надається відповідно до розрахунків, проведених Адміністратором розрахунків, згідно з Правилами ринку.

		Обсяг небалансу, МВтг	Обсяг небалансу, МВтг
1			
2		ОЕС України	
3		Позитивний	Негативний
4			
5	01.09.2022	00:00 - 01:00	796,38
6		01:00 - 02:00	1 014,53
7		02:00 - 03:00	957,85
8		03:00 - 04:00	1 040,97
9		04:00 - 05:00	1 027,50
10		05:00 - 06:00	334,98
11		06:00 - 07:00	15,51
12		07:00 - 08:00	194,81
13		08:00 - 09:00	23,40
14		09:00 - 10:00	63,38
15		10:00 - 11:00	126,44
16		11:00 - 12:00	508,42
17		12:00 - 13:00	627,52
18		13:00 - 14:00	399,89
19		14:00 - 15:00	432,31
20		15:00 - 16:00	147,29
21		16:00 - 17:00	193,29
22		17:00 - 18:00	242,22
23		18:00 - 19:00	177,87
24		19:00 - 20:00	158,66
25		20:00 - 21:00	77,10
26		21:00 - 22:00	230,48
27		22:00 - 23:00	405,32
28		23:00 - 00:00	174,47

Рисунок 5.3. – Сумарний небаланс на балансуєчому ринку

Посилання на ресурс: https://ua.energy/uchasnikam_rinku/rezultaty-balansuyuchogo-rynku-2/. У разі зміни посилань на джерело інформації, нове джерело надається викладачем.

3.2 Контрольні питання та завдання

Завдання. Розрахувати вартість небалансів електричної енергії для однієї години доби згідно варіанту. Варіант визначається за списком студентів.

Результати оформити із відображенням логіки виконання розрахунків.

Таблиця вибору варіанту надається викладачем.

На сайті Оператора системи передач самостійно проаналізувати для обраного місяця року: результати балансуючого ринку, фактичні ціни небалансу, сумарний небаланс.

Контрольні питання.

1. Які основні цілі сегменту балансуючого ринку електричної енергії?
2. Які основні функції реалізує Оператор системи передачі механізмами балансуючого ринку?
3. Як розраховується обсяг небалансу для окремої години доби учасника ринку (або СВБ), який сам відповідає за дотримання заявленого графіку та не є постачальником послуг з балансування?
4. Надайте визначення балансуючої групи на ринку електричної енергії. Яким учасникам ринку вигідно входження до балансуючої групи з метою зменшення вартості небалансів електричної енергії на ринку?

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 6

Визначення ринкової складової ціни купівлі електричної енергії на оптовому ринку

Мета роботи – набуття навичок формування ринкової вартості та складової ціни закупівлі електричної енергії. Опрацювання основних додаткових платежів, які здійснюють учасники ринку на організованих сегментах оптового ринку електричної енергії України.

6.1 Основні теоретичні відомості

Ринкова вартість купівлі електричної енергії формується виходячи з вартості закупівлі замовлених учасником ринку (наприклад, постачальником або споживачем) обсягів електричної енергії, витрат на компенсацію різниці між замовленими та фактично спожитими обсягами електроенергії, а також платежів, пов'язаних із участю в відповідних сегментах ринку електричної енергії України.

$$Cost_p = Cost_{РДД} + Cost_{РДН} + Cost_{ВДР} + Cost_{БР} + Cost_{уч}$$

де: $Cost_{РДД}$ – вартість електроенергії, закупленої в сегменті двосторонніх договорів;

$Cost_{РДН}$ – вартість електроенергії, закупленої в сегменті ринку «на добу наперед» (РДН);

$Cost_{ВДР}$ – витрати, пов'язані з купівлею/продажом електроенергії у сегменті внутрішньодобового ринку (ВДР);

$Cost_{БР}$ – витрати на компенсацію небалансів між замовленими та фактичними обсягами споживання електроенергії у сегменті балансуючого ринку (БР);

$Cost_{уч}$ – витрати, пов'язані з діяльністю в торгових сесіях на відповідних сегментах ринку електроенергії.

$$P_p = \frac{Cost_p}{V_{РДД} + V_{РДН} + V_{ВДР} + V_{БР}},$$

P_p – середньозважена ціна закупівлі електричної енергії на оптовому ринку, грн./кВт·год;

$V_{РДД}, V_{РДН}, V_{ВДР}, V_{БР}$ – обсяги купівлі електроенергії на відповідних сегментах ринку.

Додатково, в межах даної роботи, платежі за участь в організованих сегментах ринку електричної енергії формуються з наступних складових:

– платіж учасника Оператору ринку за участь в сегментах РДН та ВДР у формі фіксованого платежу за користування програмним забезпеченням оператора ринку;

– тариф на здійснення операцій купівлі-продажу на РДН/ВДР .

Інформація щодо фіксованого платежу за користування програмним забезпеченням оператора ринку та платежу на здійснення операцій купівлі-продажу на РДН/ВДР може бути отримана на сайті Оператора ринку (www.oree.com.ua)

Приклад. Розрахувати ринкову складову ціни електроенергії (середньозважену оптову ціну) для споживача який самостійно бере участь на оптовому ринку електроенергії, якщо: споживач закупив на РДН обсяг електроенергії 100 тис. кВт·год, вартість якої склала 350 тис. грн. На ВДР споживач продав прогнозні залишки електроенергії в обсязі 5 тис кВт·год, вартість яких склала 20 тис. грн. За результатами БР виявилось, що споживач закупив 10 тис кВт·год, а фактична ціна небалансу IMSP була на 25% вище ціни ВДР. Необхідним є врахування тариф на здійснення операцій купівлі-продажу на РДН/ВДР ($T_{РДНВДР}$) на 2022 рік. Всі ціни та тарифи без ПДВ.

$$P_p = \frac{Cost_{РДН} + Cost_{ВДР} + Cost_{БР} + Cost_{уч}}{V_{РДН} + V_{ВДР} + V_{БР}} =$$
$$= \frac{350000 - 20000 + 50000 + 933,45}{100 - 5 + 10} = 3\,627,94 \text{ (грн./ МВт·год)}$$

$$Cost_{уч} = T_{РДНВДР} \cdot (|V_{РДН}| + |V_{ВДР}|) = 8,89 \cdot 105 = 933,45 \text{ (грн.)}$$

$$\Pi_{ВДР} = \frac{Cost_{ВДР}}{V_{ВДР}} = 4000 \text{ (грн./ МВт·год)}$$

$$Cost_{БР} = \Pi_{ВДР} \cdot 1,25 \cdot V_{БР} = 50000 \text{ (грн.)}$$

6.2 Контрольні питання та завдання

Завдання. Розрахувати ринкову складову ціни електроенергії для споживача який самостійно бере участь на оптовому ринку електроенергії, якщо відомі:

- обсяг $V_{РДН}$ (кВт·год) та вартість $Cost_{РДН}$ (тис. грн.) купівлі споживачем електроенергії на РДН;

- обсяг $V_{ВДР}$ (кВт·год) та вартість $Cost_{БР}$ (тис. грн.) купівлі або продажу споживачем електроенергії на ВДР;

- обсяг $V_{БР}$ та ціна небалансу $IMSP$ (грн./кВт·год) на БР;

- тариф на здійснення операцій купівлі-продажу на РДН/ВДР.

Таблиця вибору варіанту надається викладачем.

Контрольні питання.

1. Надати опис та принципи формування складових ринкової (сформованої на оптовому ринку) вартості електричної енергії для кінцевого споживача. Описати складові ринкової вартості електричної енергії для споживача з поясненнями щодо її формування.

2. Які існують додаткові платежі за участь в організованих сегментах ринку електричної енергії? Які на сьогодні встановлені платежі Оператору ринку?

3. Оцінити для яких типів графіків споживання (форма, показники, що характеризують графік електричного навантаження) буде отримана найменша вартість електричної енергії за умов її купівлі на оптовому ринку, а для яких найбільша?

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 7

Розрахунок ціни електричної енергії постачальника універсальних послуг та постачальника «останньої надії»

Мета роботи – Набуття навичок розрахунку ціни універсальної послуги на основі її загальних складових та ціни, за якою здійснюється постачання електричної енергії постачальником "останньої надії".

7.1 Основні теоретичні відомості

Постачальник універсальних послуг здійснює постачання електричної енергії на підставі договору про постачання електричної енергії постачальником універсальних послуг, який є публічним договором приєднання та зміст якого визначається постачальником універсальних послуг на основі Типового договору про постачання електричної енергії постачальником універсальних послуг (додаток 6 до Правил роздрібного ринку електричної енергії), та укладається в установленому Правилами порядку.

Універсальні послуги надаються постачальником таких послуг виключно побутовим та малим непобутовим споживачам.

Ціна на універсальні послуги для малих непобутових споживачів (споживачів 1-ї групи), приєднаних до системи розподілу, розраховувалась за формулою:

$$\Pi_{j1}^{\text{УП}} = \Pi_{\text{пр}}^{\text{Закуп}} + T^{\text{Пер}} + T_j^{\text{Р}} + T^{\text{УП}}, \text{ грн/МВт}\cdot\text{год}$$

де j -клас напруги споживача, $\Pi_{\text{пр}}^{\text{Закуп}}$ - прогнозована ціна закупівлі електричної енергії на ринках електричної енергії постачальником універсальних послуг для постачання малим непобутовим споживачам (грн/МВт·год), $T^{\text{Пер}}$ - тариф на послуги з передачі електричної енергії, встановлений НКРЕКП (грн/МВт·год), $T_j^{\text{Р}}$ - тариф на послуги з передачі електричної енергії, встановлений НКРЕКП (грн/МВт·год), $T^{\text{УП}}$

- тариф на послуги постачальника універсальних послуг, встановлений НКРЕКП (грн/МВт·год).

Постачальники універсальних послуг публікують ціни на універсальні послуги та їх складові у відкритому доступі.

Ціна на універсальні послуги для малих побутових споживачів (споживачів 1-ї групи) електроустановки яких приєднані до електричних мереж АТ «Вінницяобленерго», грн/МВт·год без ПДВ	I клас	Значення тарифу 2983.37
	II клас	Значення тарифу 3966.63

Рисунок 7.1. – Ціна універсальної послуги ТОВ «ЕНЕРА ВІННИЦЯ» для споживачів, електроустановки яких приєднані до електричних мереж АТ «Вінниця обленерго» (листопад 2021 р.)

Постачальник «останньої надії» здійснює постачання електричної енергії на підставі договору про постачання електричної енергії постачальником «останньої надії», зміст якого визначається постачальником «останньої надії» на основі Типового договору про постачання електричної енергії постачальником «останньої надії» (додаток 7 до Правил роздрібного ринку електричної енергії), є публічним договором приєднання та вважається укладеним у визначених законодавством України та Правилами роздрібного ринку електричної енергії у випадках, у разі настання яких споживач безумовно приймає умови договору про постачання електричної енергії постачальником «останньої надії».

Ціна, за якою здійснюється постачання електричної енергії постачальником "останньої надії" споживачам приєднаним до системи розподілу / МСР, приєднаної до системи розподілу, розраховується за формулою:

$$\mathcal{C}_j^{\text{ОН}} = 1,25 * \mathcal{C}_{\Phi}^{\text{РДН}} + T^{\text{Пер}} + T_j^{\text{Р}} + T^{\text{ОН}} \text{ грн/МВт·год, без ПДВ}$$

де $\mathcal{C}_{\Phi}^{\text{РДН}}$ – середньозважена фактична ціна електричної енергії на ринку "на добу наперед" за перші 20 днів попереднього розрахункового періоду, грн/МВт·год, 1,25 – коефіцієнт, який враховує ризики від коливання цін на балансуєчому ринку та ринку "на добу наперед", $T^{\text{Пер}}$ - тариф на послуги з передачі електричної енергії,

грн/МВт·год, T_j^P - T^{OH} - тариф на послуги постачальника "останньої надії", грн/МВт·год.

Актуальні дані публікуються на сайті Постачальника останньої надії – ПОН.

Однак під час переходу споживача до роботи з ПОН розрахунок очікуваної ціни, за якою здійснюється постачання електричної енергії постачальником "останньої надії" споживачам, може бути виконана на основі даних, що публікуються НКРЕКП та Оператором ринку.

Наприклад, під час розрахунку такої ціни для місяця листопада 2021 р. Слід брати дані з сайту Оператора ринку за попередній місяць (жовтень 2021 року).

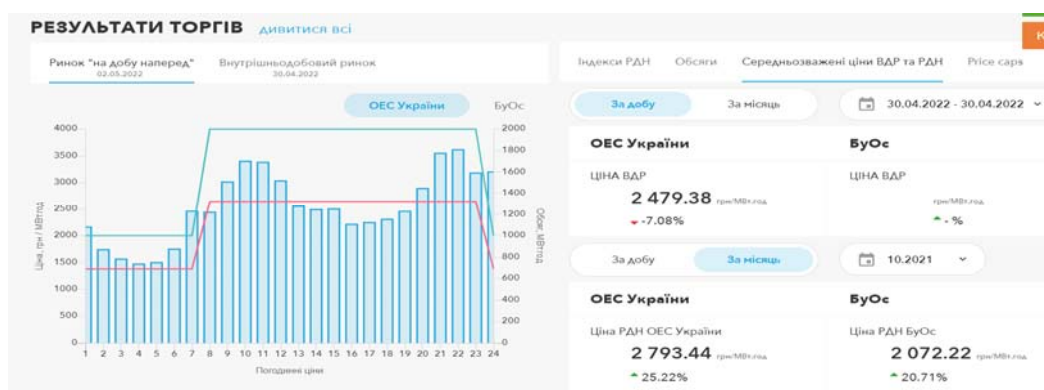


Рисунок 7.2. – Дані Оператора ринку щодо середньозваженої фактичної ціни на електричну енергію на ринку "на добу наперед"

Інші складові ціни ПОН, зокрема тарифи на розподіл, передачу та тариф ПОН встановлюються НКРЕКП та можуть бути знайдені на відповідному веб-порталі.

Приклад порівняння цін Постачальника «останньої надії» та Постачальника універсальної послуги для випадку приєднання до електричних мереж АТ «Вінницяобленерго» наведено в табл.7.1

Таблиця 7.1.

Вінницяобленерго	Ціни постачальника "останньої надії"	Ціни постачальника універсальних послуг
1 клас напруги	5191,04	2983,37
2 клас напруги	6174,3	3966,63

Сфери діяльності → Електроенергія → Промисловість → Тарифи на електроенергію для ... → Тариф на послуги з передачі ел... → Тариф на пос...

Надрукувати

Дата розміщення на сайті: 21.07.2021

НЕК «УКРЕНЕРГО»	грн/МВт*год (без податку на додану вартість)	Регламентуючий документ НКРЕКП	
		№	дата
ТАРИФ на послуги з передачі електричної енергії	293,93	434	10.03.2021
в т.ч. підтримка виробників електричної енергії з альтернативних джерел	202,22		

а

Сфери діяльності → Електроенергія → Промисловість → Тарифи на електроенергію для ... → Тарифи на послуги з розподілу ел... → Тарифи на по...

Надрукувати

Дата розміщення на сайті: 12.08.2021

№	Енергориношдильні компанії	Тарифи на послуги з розподілу електричної енергії		Регламентуючий документ: Постанова НКРЕКП	
		1 клас напруги, грн/МВт*год (без урахування податку на додану вартість)	2 клас напруги, грн/МВт*год (без урахування податку на додану вартість)	№	дата
1	АТ «ВІННИЦЬКОБЕНЕРГО»	167,14	1150,40	2362	09.12.2020

б

НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ШО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ

ПОСТАНОВА

16.09.2021 № 1551

Про встановлення тарифу на послуги постачальника «останньої надії» на IV квартал 2021 року

Відповідно до [Закону України](#) «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», [статей 6 та 64](#) Закону України «Про ринок електричної енергії» та [глави 2](#) Методики розрахунку тарифу на послуги постачальника «останньої надії», затвердженої постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 05 жовтня 2018 року № 1178, Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, **ПОСТАНОВЛЯЄ**:

1. Установити тариф на послуги постачальника «останньої надії» на IV квартал 2021 року на рівні 1238,17 грн/МВт*год (без урахування податку на додану вартість).

2. Ця постанова набирає чинності з 01 жовтня 2021 року.

Голова НКРЕКП

В. Тарасюк

в

Рисунок 7.3. – Приклад результатів пошуку тарифу на передачу (а), розподіл (б) та тариф ПОН (в) на сайті НКРЕКП.

7.2 Контрольні питання та завдання

1. Виконати розрахунок ціни за якою здійснюється постачання електричної енергії постачальником "останньої надії" споживачам приєднаним до системи розподілу C_j^{OH} та порівняти ціни постачальника "останньої надії" з цінами постачальника універсальних послуг для відповідного розрахункового періоду (місяць) споживачів двох класів напруги.

Надати пояснення щодо визначення C_j^{OH} та посилання на використані фактичні дані (номер, дата постанови НКРЕКП, посилання на дані сайту Оператора ринку).

Для виконання порівняльного аналізу використати дані постачальника універсальних послуг ТОВ "ЕНЕРА ВІННИЦЯ". *(Надається викладачем)*

Посилання для отримання даних. <https://vin.enera.ua/el/tariff> *(у разі зміни посилань на джерело інформації, нове джерело надається викладачем)*.

Необхідно показати (відобразити) структуру ціни універсальної послуги (для малих не побутових споживачів – бізнес ПУП) та логіку її розрахунку для споживачів двох класів напруги.

У разі додаткового використання даних інших постачальників універсальних послуг (мінімум два приклади) оцінка завдання підвищується на 2 бали.

2. Виконати порівняльний аналіз тарифів на розподіл електричної енергії, що діють на момент виконання практичної роботи, для 3-х операторів систем розподілу (обрати самостійно) та двох класів напруги.

Оформити результати роботи, зробити висновки за результатами аналізу.

Таблиця вибору варіанту. Уточняється викладачем.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 8

Оцінка комерційної пропозиції постачальника за вільними цінами

Мета роботи – набуття навичок оцінки комерційних пропозицій постачальників за вільними цінами з урахуванням різних складових.

8.1 Основні теоретичні відомості

Вартість електроенергії для споживача формується з трьох структурних складових: ринкова складова вартості електроенергії; вартість доставки електроенергії; маржа постачальника електроенергії.

Постачальник електроенергії закуповує електроенергію в ринкових сегментах для всіх споживачів керуючись значеннями замовлених цими споживачами обсягів. Вартість небалансів розраховується виходячи із погодинних різниць між обсягами закупленої та фактично спожитої електроенергії. Додатковою складовою вартості електроенергії є витрати, пов'язані із платежем постачальника електроенергії за участь у сегментах ринку електроенергії. Такі платежі постачальники розподіляють між споживачами або виходячи із долі споживача у загальних обсягах закупівлі електроенергії (адитивна складова ринкових витрат), або приведено до обсягів фактично спожитої електроенергії. В комерційних пропозиціях постачальників електроенергії можуть бути два варіанти врахування витрат, пов'язаних із діяльністю на ринку електроенергії:

- у формі долі споживача у витратах, пов'язаних із закупівлею постачальником електроенергії в ринкових сегментах;
- у формі множника до розрахункового значення вартості електроенергії.

Друга важлива складова вартості електроенергії для кінцевого споживача – вартість її доставки через магістральні електричні мережі (платіж Оператору систем передачі) та через системи розподілу електроенергії (платіж Оператору системи розподілу). Суми таких платежів розраховуються як добуток обсягу фактично спожитої електроенергії на фіксовані (затверджені НКРЕ КП) тарифи цих

операторів. Тому, практично всі постачальники електроенергії наразі пропонують цінові пропозиції із формулою розрахунку фактичного тарифу (приведені до одиниці фактично спожитої електроенергії витрати) на розрахунковий період, де вартість доставки електроенергії враховується додаванням до інших складових ціни тарифів на передачу і розподіл. Тарифи на передачу та розподіл електроенергії складають помітну долю у структурі ціни електроенергії для кінцевого споживача.

Тарифи на розподіл електроенергії узгоджуються передусім із техніко-економічними характеристиками відповідних розподільних мереж і суттєво різняться по регіонам України, що унеможлиблює безпосереднє порівняння фактичної вартості електроенергії для споживачів, підключених до різних систем розподілу. Крім того, постачальники електроенергії пропонують моделі закупівлі електроенергії, в яких платежі за розподіл електроенергії здійснює або постачальник, або споживач, що відповідно відображається у розрахунках вартості 1 кВт·год електроенергії для споживача. Тому для узагальненого порівняння умов комерційних пропозицій від різних постачальників електроенергії необхідно попередньо вилучати з розгляду складові вартості розподілу електроенергії. У свою чергу, тариф Оператора системи передачі єдиний для всіх споживачів електроенергії і тому при порівнянні різних моделей закупівлі електроенергії сума платежу за передачу однакова для всіх моделей.

Таким чином, при порівнянні моделей закупівлі електроенергії доцільно попередньо вилучати з розгляду складові вартості доставки. У цьому випадку порівнюватиметься не фактична вартість 1 кВт·год електроенергії, а деяке її індикативне значення, яке відображатиме вартість закупленої постачальником для споживачів категорії «Б» електроенергії та розміри маржі постачальника.

Маржа постачальника визначається рядом надбавок до тарифу та множників у формулі розрахунку фактичної вартості електроенергії. При цьому кожен постачальник пропонує свій підхід до нарахування платежу за спожиту електроенергію.

8.2 Контрольні питання та завдання

Завдання. За результатами тендеру на закупівлю електричної енергії постачальник надав пропозицію для споживача категорії «Б» (без погодинного обліку електроенергії).

Тендер проведено у листопаді і тому комерційна пропозиція прив'язана саме до цього місяця з метою оцінки пропозицій різних постачальників. Загальна сума тендерної пропозиції, (загальна вартість тендерної пропозиції) у гривні (UAH), яка розраховується та вноситься учасником на електронний майданчик розраховується наступним чином:

$$V_{\text{Проп}} = (C_{\text{РДН}} + T_{\text{Пер}} + M_{\text{Пост}}) \cdot W_{\text{Зак}} \cdot 1,2 \text{ [грн/кВт·год з ПДВ]},$$

де, $C_{\text{РДН}}$ – середньозважена ціна на електричну енергію на ринку «на добу наперед» (РДН) в листопаді року, що розглядається в торговій зоні «ОЕС України», відповідно до даних приведених на сайті ДП «Оператор ринку», грн. за кВт*год, без ПДВ (Аналіз ринку електричної енергії за відповідний рік); $T_{\text{Пер}}$ – тариф на послуги з передачі електричної енергії затверджений регулятором для оператора системи передачі у встановленому порядку відповідно до відповідної постанови НКРЕКП, грн. за кВт·год без ПДВ (рік, що розглядається); $M_{\text{Пост}}$ – маржинальний прибуток (вартість послуг) Постачальника, грн/кВт·год без ПДВ; $W_{\text{Зак}}$ – плановий обсяг закупівлі електричної енергії для відповідного об'єкта Споживача, кВт·год; 1,2 – математичне вираження ставки податку на додану вартість (ПДВ -20 %).

Визначити маржинальний прибуток Постачальника. За результатами торгів маржинальний прибуток (тариф постачальника) учасника розраховується за формулою: $M_{\text{Пост}} = V_{\text{Проп}} / (W_{\text{Зак}} \cdot 1,2) - C_{\text{РДН}} - T_{\text{Пер}}$ [грн/кВт·год, без ПДВ],

Розрахувати ціну на електричну енергію постачальника для споживача з урахуванням отриманої маржі для окремого місяця згідно з варіантом завдання. Тариф оператора системи розподілу в розрахунках не береться до уваги. Тариф оператора системи передачі має бути врахований (чинний для відповідного місяця – знайти самостійно). Оформити результати роботи. *Вхідні дані та дата розрахунків надаються викладачем.*

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 9

Порівняння методів прогнозування споживання електричної енергії споживачами

Мета роботи – набуття навичок використання методів прогнозування даних.

9.1 Основні теоретичні відомості

Прогнозування навантаження необхідне для вирішення задач планування та управління режимами енергосистеми, а також для формування графіків закупівлі електричної енергії в різних сегмента ринку. Для розв’язання таких існують різні методи прогнозування, як класичні методи прогнозування часових рядів на основі згладжування та ARIMA і методів експоненційного згладження Холта-Вінтерса, так і з застосуванням штучних нейронних мереж різного типу. Прогнозування за тривалістю поділяється на: оперативне (від декількох хвилин до доби), короткострокове (від одної до декількох діб), довгострокове (до року). Застосування методів обумовлено необхідною точністю прогнозів та тривалістю обрахунків.

Серед існуючих методів прогнозування найпростішими є «наївні методи прогнозування». Такі методи передбачають, що деякий основний період прогнозованого тимчасового ряду краще всього описує майбутнє цього прогнозованого ряду, тому в цих моделях прогноз, як правило, є дуже простою функцією від значень прогнозованої змінної в недалекому минулому. Найпростіша модель «наївного» прогнозу для графіку споживання електричної енергії має вигляд:

$$\hat{W}_{t,d} = W_{t,d-1} \quad (9.1)$$

Де $\hat{W}_{t,d}$ – прогнозне значення споживання електроенергії в t -ту годину доби d , кВт;

$W_{t,d-1}$ – фактичне значення споживання електроенергії в t -ту годину попередньої доби $d-1$, кВт.

Такий метод відповідає припущенню, що значення наступної доби будуть такими ж як і в поточній. Недоліком даного методу є незахищеність від випадкових коливань, а також те, що ця модель не враховує сезонні коливання та тенденції. Пристосування цієї моделі до певних тенденцій має наступний вигляд:

$$\hat{W}_{t,d} = W_{t,d-1} + [W_{t,d-1} - W_{t-1,d-1}] \quad (9.2)$$

або

$$\hat{W}_{t,d} = W_{t,d-1} \cdot \left[\frac{W_{t,d-1}}{W_{t-1,d-1}} \right] \quad (9.3)$$

В цьому випадку «наївний» прогноз виконується з використанням значень тієї ж години попередньої доби.

Методи експоненційного згладжування Холта-Вінтерса створені для згладжування часових рядів, що передбачає використання експоненційних вагів (коефіцієнтів), які зменшуються по мірі старіння даних. Ці методи так само, як і метод ARIMA, широко застосовуються завдяки своїй простоті, надійності та потребі лише в однофакторних даних. Основною моделі експоненційного згладжування є одинарне експоненційним згладжування:

$$S_t = \alpha y_t + (1 - \alpha) S_{t-1} \quad (9.4)$$

де y_t - спостереження або ж фактичне значення в поточну годину

S - згладжене спостереження

t - індекс, що позначає період часу

α - коефіцієнт згладжування, що вказує як швидко старі дані будуть забуватись. Коефіцієнт знаходиться в діапазоні від 0 до 1.

Для початку розрахунку експоненційного згладжування необхідним є попереднє значення згладжування, в якості якого використовується фактичне значення за попередню годину. В даному випадку значення згладжуваного спостереження є прогнозним значенням.

$$\widehat{W}_{t,d} = S_t \quad (9.5)$$

Також для врахування тенденцій (трендів) та сезонності використовуються інші функції, які додають до (9.4) декілька рівнянь для визначення тенденції та сезонності, розширюють саму функцію згладжування. Відповідні рівняння називають потрійним експоненційним згладжуванням Холта-Вінтерса, які мають вигляд:

$$S_t = \alpha \frac{y_t}{I_{t-L}} + (1 - \alpha)(S_{t-1} + b_{t-1}) \quad (9.6)$$

$$b_t = \gamma(S_t - S_{t-1}) + (1 - \gamma)b_{t-1} \quad (9.7)$$

$$I_t = \beta\left(\frac{y_t}{S_t}\right) + (1 - \beta)I_{t-L} \quad (9.8)$$

$$F_{t+m} = (S_t + mb_t)I_{t-L+m} \quad (9.9)$$

де y_t – спостереження,

S - згладжене спостереження,

b - коефіцієнт тренду,

I - сезонний індекс,

F - прогноз на m періодів вперед,

L – період в сезонності.

α , β і γ – константи, знаходяться в межах від 0 до 1 для мінімізації похибки.

Для оцінки параметрів α , β і γ найчастіше використовується метод Хука-Дживса. Даний метод відноситься до класу прямих методів оптимізації і не потребує розрахунку градієнту функції втрат по параметрам.

Для оцінки задач регресії розроблено ряд метрик для визначення похибок. Серед них можна виділити середню абсолютну похибку у відсотках (MAPE - mean absolute percentage error) та середньоквадратичну похибку (RMSE- root mean squared error), абсолютне відхилення .

Абсолютне відхилення визначається як:

$$\varepsilon_{t,d} = W_{t,d} - \widehat{W}_{t,d}, \quad (9.10)$$

де $\varepsilon_{t,d}$ – абсолютне відхилення прогнозних значень від фактичних, МВт·год;

Середня абсолютна похибка у відсотках (MAPE):

$$MAPE_D = \frac{1}{ht} \cdot \sum_i^h \frac{|W_i - \hat{W}_i|}{W_i} \cdot 100\%, \quad (9.11)$$

де $\varepsilon_{t,d}$ – абсолютне відхилення прогнозних значень від фактичних, МВт·год;

$MAPE_D$ – середня відносна похибка по модулю (mean absolute percentage error) в періоді, що розглядається, %;

ht - кількість годин в періоді D , що розглядається.

Перевагою даної формули є легкість інтерпретації результатів.

В якості усередненого показника похибки прогнозу використовується середньоквадратична похибка, яка розраховується за формулою:

$$RMSE_t = \sqrt{\frac{\sum_{d=1}^n (W_t^d - PR_t^d)^2}{n}}, \quad d = 1 \dots n, \quad (9.12)$$

де W_t^d – фактичний обсяг відпуску в годину t доби d ;

PR_t^d – прогнозний обсяг відпуску в годину t доби d ;

n – кількість днів в періоді, що розглядається.

Розглянемо приклад прогнозування споживання електричної енергії промислового підприємства.

Таблиця 9.1.

Дані про споживання електроенергії промислового підприємства

Доба $d-1$	Година доби	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Споживання, кВт	596	558	538	530	530	548	586	657	756	883	959	987
	Година доби	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Споживання, кВт	926	919	937	885	865	860	861	716	706	729	730	666
Доба d	Година доби	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Споживання, кВт	615	574	552	551	540	550	591	666	779	915	983	972
	Година доби	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Споживання, кВт	914	885	896	896	885	871	858	830	813	784	729	652

Згідно (9.1) в якості прогнозного значення використовуємо дані за попередню добу. Відповідно, наприклад, $\hat{W}_{1,1} = W_{t,d-1} = 596$ кВт, фактичне значення $W_{1,1} = 615$ кВт.

«Наївний» прогноз за допомогою формули (9.2), має вигляд:

$$\widehat{W}_{1,1(A1)} = W_{t,d-1} + [W_{t,d-1} - W_{t-1,d-1}] = 596 + [596 - 596] = 596 \text{ кВт};$$

$$\widehat{W}_{2,1(A1)} = W_{t,d-1} + [W_{t,d-1} - W_{t-1,d-1}] = 558 + [558 - 596] = 520 \text{ кВт}.$$

Враховуючи що початкове значення не має попереднього значення, то замість нього використовується значення за ту ж годину у якості першого прогнозного значення.

Наївний прогноз за допомогою формули (9.3) має наступний вигляд:

$$\widehat{W}_{1,1(A2)} = W_{t,d-1} \cdot \left[\frac{W_{t,d-1}}{W_{t-1,d-1}} \right] = 596 \cdot \left[\frac{596}{596} \right] = 596 \text{ кВт};$$

$$\widehat{W}_{2,1(A2)} = 558 \cdot \left[\frac{558}{596} \right] = 522,423 \text{ кВт};$$

* A1, A2 – мітки для позначення адаптованої формули наївного прогнозу.

Прогноз споживання електроенергії за допомогою методу експоненційного згладжування Холта-Вінтерса. Використовуючи формулу (9.4) визначаємо прогноз методом експоненційного згладжування. Параметр згладжування $\alpha = 0.5$. Для початкового прогнозу значення $S_{t-1} = y_1$ є фактичним значенням за попередню добу:

$$S_1 = \alpha y_1 + (1 - \alpha)S_{t-1} = 0,5 * 596 + (1 - 0,5) * 596 = 596 \text{ кВт}$$

$$S_2 = \alpha y_2 + (1 - \alpha)S_1 = 0,5 * 558 + (1 - 0,5) * 596 = 577 \text{ кВт}$$

Результати розрахунків зведено до табл.9.2.

Визначаємо абсолютне відхилення для наївних прогнозів за формулою (9.10):

$$\varepsilon_{2,1} = W_{t,d} - \widehat{W}_{t,d} = 574 - 558 = 16 \text{ кВт}$$

$$\varepsilon_{2,1(A1)} = W_{t,d} - \widehat{W}_{t,d} = 574 - 520 = 54 \text{ кВт}$$

$$\varepsilon_{2,1(A2)} = W_{t,d} - \widehat{W}_{t,d} = 574 - 522,423 = 51,577 \text{ кВт}$$

Значення абсолютних похибок наведені в табл. 9.3.

Використовуючи (9.11) визначаємо середню абсолютну похибку у відсотках MAPE:

$$MAPE = \frac{1}{ht} \cdot \sum_i^h \frac{|W_i - \hat{W}_i|}{W_i} \cdot 100\% = \frac{1}{24} \cdot \left(\frac{|615 - 596|}{615} + \dots + \frac{|652 - 666|}{652} \right) \cdot 100$$

$$= 3,25\%$$

$$MAPE_{A1} = \frac{1}{ht} \cdot \sum_i^h \frac{|W_i - \hat{W}_i|}{W_i} \cdot 100\% = \frac{1}{24} \cdot \left(\frac{|615 - 596|}{615} + \dots + \frac{|652 - 602|}{652} \right) \cdot 100$$

$$= 6.66\%$$

$$MAPE_{A2} = \frac{1}{ht} \cdot \sum_i^h \frac{|W_i - \hat{W}_i|}{W_i} \cdot 100\%$$

$$= \frac{1}{24} \cdot \left(\frac{|615 - 596|}{615} + \dots + \frac{|652 - 607.611|}{652} \right) \cdot 100 = 6.73\%$$

$$MAPE_{\text{Експ}} = \frac{1}{ht} \cdot \sum_i^h \frac{|W_i - \hat{W}_i|}{W_i} \cdot 100\%$$

$$= \frac{1}{24} \cdot \left(\frac{|615 - 596|}{615} + \dots + \frac{|652 - 700,22|}{652} \right) \cdot 100 = 4,25\%$$

Таблиця 9.2.

Прогнозні значення методів прогнозування

Наївний прогноз (A1)												
Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Значення прогнозу, кВт	596	520	518	522	530	566	624	728	855	1010	1035	1015
Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Значення прогнозу, кВт	865	912	955	833	845	855	862	571	696	752	731	602
Наївний прогноз (A2)												
Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Значення прогнозу, кВт	596	522,42	518,72	522,12	530	566,61	626,64	736,60	869,92	1031,3	1041,5	1015,8
Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Значення прогнозу, кВт	868,77	912,05	955,35	835,89	845,45	855,03	862,00	595,42	696,14	752,75	731,00	607,6
Експоненційне згладжування												
Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Значення прогнозу, кВт	596	577	557,5	543,75	536,88	542,44	564,22	610,61	683,31	783,15	871,08	929,04
Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Значення прогнозу, кВт	927,52	923,26	930,13	907,57	886,28	873,14	867,07	791,54	748,77	738,88	734,44	700,22

Таблиця 9.3.

Абсолютні похибки наївного прогнозу

Наївний прогноз												
Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Абсолютна похибка, кВт	19	16	14	21	10	2	5	9	23	32	24	-15
Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Абсолютна похибка, кВт	-12	-34	-41	11	20	11	-3	114	107	55	-1	-14
Наївний прогноз (A1)												
Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Абсолютна похибка, кВт	19	54	34	29	10	-16	-33	-62	-76	-95	-52	-43
Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Абсолютна похибка, кВт	49	-27	-59	63	40	16	-4	259	117	32	-2	50
Наївний прогноз (A2)												
Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Абсолютна похибка, кВт	19	51,58	33,28	28,88	10	-16,61	-35,63	-70,60	-90,92	-116,33	-58,54	-43,82
Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Абсолютна похибка, кВт	45,23	-27,05	-59,35	60,11	39,55	15,97	-4,00	234,58	116,86	31,25	-2,00	44,39
Експоненційне згладжування												
Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Абсолютна похибка, кВт	19	-3	-5,5	7,25	3,12	7,56	26,78	55,39	95,69	131,84	111,92	42,962
Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Абсолютна похибка, кВт	-13,52	-38,26	-34,13	-11,56	-1,28	-2,141	-9,07	38,46	64,23	45,12	-5,44	-48,22

Використовуючи (9.12) визначаємо середньоквадратичну похибку RMSE:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{d=1}^n (W_t^d - PR_t^d)^2}{n}} = \sqrt{\frac{(615 - 596)^2 + \dots + (652 - 566)^2}{24}} = 38,25$$

$$RMSE_{A1} = \sqrt{\frac{\sum_{d=1}^n (W_t^d - PR_t^d)^2}{n}} = \sqrt{\frac{(615 - 596)^2 + \dots + (652 - 602)^2}{24}} = 72,65$$

$$RMSE_{A1} = \sqrt{\frac{\sum_{d=1}^n (W_t^d - PR_t^d)^2}{n}} = \sqrt{\frac{(615 - 596)^2 + \dots + (652 - 607.611)^2}{24}} = 71,33$$

$$RMSE_{\text{Експ}} = \sqrt{\frac{\sum_{d=1}^n (W_t^d - PR_t^d)^2}{n}} = \sqrt{\frac{(615 - 596)^2 + \dots + (652 - 700,22)^2}{24}} = 49,27$$

Загальна послідовність виконання дій

1. Використовуючи дані про споживання за (9.1) виконати наївний прогноз.
2. Використовуючи дані про споживання за (9.2 - 9.3) виконати адаптований наївний прогноз.

3. Використовуючи дані про споживання за формулою (9.4) виконати прогноз споживання методом експоненційного згладжування Холта-Вінтерса.

4. За (9.10) визначити абсолютне відхилення для кожного з представлених методів прогнозування.

5. Використовуючи (9.11) розрахувати відхилення фактичних та прогнозних значень MAPE.

6. Використовуючи формулу 9.12, розрахувати середньоквадратичну похибку прогнозу RMSE.

9.2 Контрольні питання та завдання

Розрахувати та проаналізувати прогнозний погодинний графік споживання електричної енергії промислового споживача, використовуючи: «наївний» метод прогнозування та його адаптації, експоненційне згладжування Холта-Вінтерса.

Для кожного з методів прогнозування:

- визначити абсолютне відхилення,
- розрахувати відхилення фактичних та прогнозних значень MAPE,
- розрахувати середньоквадратичну похибку прогнозу RMSE.

Оформити результати завдань у графічному та табличному вигляді та порівняти результати прогнозу двома методами прогнозування. Зробити висновки відповівши на наступні питання:

1. Якою буде похибка наївних прогнозів A_1 , A_2 та експоненційного згладжування якщо використовувати значення попередньої години?

2. Який з представлених методів має найменшу похибку прогнозування MAPE?

3. Який оптимальний коефіцієнт α для отримання мінімальної похибки прогнозу методом експоненційного згладжування Холта-Вінтерса.

Погодинний графік фактичного споживання електричної енергії промислового споживача надається викладачем.

Перелік посилань

1. Mohammad Shahidehpour, Hatim Yamin, Zuyi Li. Market Operations in Electric Power Systems. Forecasting, Scheduling, Risk Management. Wiley-IEEE Press, 2002. – 552 p.
2. Саух С. Є., Борисенко А. В. Математичне моделювання електроенергетичних систем в ринкових умовах: монографія. К.: «Три К». 2020. 340 с.
3. Momoh J., Mili L. Economic Market Design and Planning for Electric Power Systems // Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2009. pp. 277. DOI:10.1002/9780470529164
4. Hogan W. Electricity market structure and infrastructure. Time on Energy Policy Conference. Harvard University. 2008.
5. Про ринок електричної енергії: Закон України № 2019-VIII від 13.04.2017 р.
6. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг №307 від 14.03.2018 «Про затвердження Правил ринку».
7. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг №308 від 14.03.2018 «Про затвердження правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку».
8. Блінов І.В. Теоретичні та практичні засади функціонування конкурентного ринку електроенергії. К.: Наукова думка, 2015. 250 с.
9. Кириленко О.В., Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І. Рольова модель конкурентного оптового ринку електричної енергії в Україні: концептуальна схема, сегменти та ролі учасників// Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. 2010. Вип. 25. С. 5-13.
10. Блінов І.В., Попович В.І. Гармонізована рольова модель європейського ринку електроенергії. Проблеми загальної енергетики. 2011. №3(26). С. 5-11.

11. Борукаев З.Х., Остапченко К.Б. Построение математической модели функционирования оптового рынка электроэнергии для решения задач организационного управления// Электронное моделирование, 2007, №2, 29, С. 73-84.
12. Борукаев З.Х. Подход к построению компьютерных моделей для оперативного (суточного) планирования поставок электрической энергии в условиях оптового рынка. Часть 1. Формулировка задачи / З.Х. Борукаев, К.Б. Остапченко, О.И. Лисовиченко // Моделювання та інформаційні технології: зб. наук. праць. - К.: 2012, Вип. № 63, С. 192-198.
13. Борукаєв, З., Блінов, І., Остапченко, К., Чемерис, О., Шкарупило, В. Моделі та засоби автоматизації систем організаційного управління енергоринком: монографія. Publishing House «European Scientific Platform». 2022. С. 122. DOI: <https://doi.org/10.36074/mtzasoye-monograph.2022>
14. Блінов І.В., Парус Є.В., Шкарупило В.В. Структура та моделі інформаційної взаємодії учасників ринку електричної енергії. Вінниця: ГО «Європейська наукова платформа», 2021, 114 с. DOI: <https://doi.org/10.36074/stmivvyree-monograph.2021>
15. Про затвердження Кодексу систем передачі: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309.
16. Про затвердження Кодексу систем розподілу: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310.
17. Блінов І.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Оцінка вартості похибки прогнозу «на добу наперед» технологічних втрат в електричних мережах України. *Технічна електродинаміка*. 2020. №5. С. 70-73. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.05.070>
18. Про затвердження Правил управління обмеженнями та Порядку розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів. Постанова НКРЕКП від 03.04.2020 №763.
19. ENTSOE Operation Handbook. P5 - Policy 5: Emergency Operations.

20. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Під заг. Ред. Акад. НАН України О.В. Кириленко. К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016, 400 с. ISBN 978-966-02-7913-1.
21. Олефір Д.О., Бабіч В.Ю, Блінов І.В. Актуальні проблеми забезпечення ОЕС України ресурсами регулювання частоти та потужності // Енергетика: економіка, технології, екологія, 2021, № 3, С. 39-46.
22. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Оцінка роботи електростанцій при наданні допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України // Технічна електродинаміка, 2013, № 5, С. 55-60.
23. Blinov I., Parus E. Approach of Reactive Power Pricing for Ancillary Service of Voltage Control in Ukraine. Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), 2014 IEEE International Conference on. 2014, pp. 145-148.
24. Іванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В. Комплексна розрахункова модель ринку на добу наперед та балансуючого ринку електроенергії України // Промелектро, 2016, № 4-5, С. 8-12.
25. Блінов І.В., Парус Є.В. Вимоги до математичного забезпечення балансуючого ринку електричної енергії України // Технічна електродинаміка, 2012, № 2, С. 30 – 32.
26. Іванов Г.А., Блінов І.В. Складові процесу імітаційного моделювання лібералізованого ринку електричної енергії України. Електричні мережі та системи. 2018. № 4-5. С. 58-62.
27. Ivanov H., Blinov I., Parus Ye. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine// 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), 2019, pp. 339-342. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764184>
28. Іванов Г.А. Побудова імітаційної моделі лібералізованого ринку електричної енергії з урахуванням особливостей функціонування ОЕС України. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису. Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.01

«Енергетичні системи та комплекси» (141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка). – Інститут електродинаміки Національної академії наук України, Національний технічний університет України “Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського”, Київ, 2021.

29. Сорокопуд Ія. Нормативно-правове забезпечення електроенергетичного ринку України. Економічний часопис Східноєвропейського національного університету імені Лесі Українки. 2019. №2. С. 30-36.

30. Про електроенергетику: Закон України. № 575/97-ВР від 16.10.1997 зі змінами.

31. Блінов І.В. Методи та моделі забезпечення функціонування конкурентного ринку електричної енергії в Україні // Вісник НАН України, 2013, №6, С. 81-87.

32. Левінгтон І. Україна – впровадження Концепції оптового ринку електроенергії (ОРЕ) // Електропанорама, 2009, №1-2, С. 40-44.

33. Про схвалення Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії: Постанова Кабінету Міністрів України від 16.11.2002 р. №1789.

34. Про національний план дій на 2011 рік щодо впровадження Програми економічних реформ на 2010-2014 роки "Заможне суспільство, конкурентоспроможна

35. Блінов І.В. Проблеми функціонування та розвитку ринку електричної енергії України. (за матеріалами наукової доповіді на засіданні Президії НАН України 3 лютого 2021 р.). Вісник НАН України. 2021. № 3. С. 20-28. doi: <https://doi.org/10.15407/vsn2021.03.020>

36. Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства: Закон України від 15.12.2010 № 2787-VI (2787-17).

37. Directive 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// Official journal of the European Union. 2009. L211. P. 55 – 93.

38. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг №312 від 14.03.2018 «Про затвердження правил роздрібного ринку електричної енергії».
39. Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 311.
40. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Е.В. Визначення результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії // Проблеми загальної енергетики, 2010, № 3, С. 5-12.
41. Парус Є.В., Блінов І.В. Складові імітаційної моделі процесів ціноутворення на ринку електричної енергії України // Праці Інституту електродинаміки НАН України, 2019, Вип. 53. С. 28-34.
42. Блінов І.В. , Парус Є.В. , Іванов Г.А. Дослідження організації конкурентної моделі ринку електроенергії України з урахуванням мережевих обмежень в ОЕС України // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України, 2016, № 45, С. 34-39.
43. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційна модель ринку електричної енергії «на добу наперед» з неявним врахуванням мережевих обмежень енергетичних систем // Технічна електродинаміка, 2019, № 5, С. 60-67. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.05.060>
44. Саух С.Е. Математическая модель равновесного состояния нового конкурентного рынка. *Электронное моделирование*. 2017. Т.39. №6. С. 3 – 14.
45. Блінов І.В., Парус Е.В. Аспекти протиріч логіки прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електроенергії: способи уникнення протиріч. Електропанорама, 2010, № 7-8, С. 25-27.
46. Блінов І.В., Олефір Д.О., Парус Є.В. Модель оптимального використання ресурсів гідроелектростанцій на ринку електричної енергії. Технічна електродинаміка, 2022, №2, С. 60-69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.042>

47. Lin J., Magnago F. Electricity Markets: Theories and Applications// IEEE Press Series on Power, 2017, pp. 352.
48. Power exchange spot market trading in Europe: theoretical considerations and empirical evidence. OSCOGEN, 2002, 29 p.
49. Blinov, I., Olefir, D., Parus, E., Kyrylenko, O. (2023). Improving the Efficiency of HPP and PSHPP Participation in the Electricity Market of Ukraine. In: Kyrylenko, O., Denysiuk, S., Derevianko, D., Blinov, I., Zaitsev, I., Zaporozhets, A. (eds) Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control, vol 220. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_3.
50. EPEX Spot Operational Rules. EPEX Spot. 2012. 35 p.
51. CWE Enhanced Flow-Based MC feasibility report. CWE Steering Committee. 2011, 99 p.
52. Ventosa M, Baillo A., Ramos A., Rivier M. Electricity market modeling trends// Energy Policy, 2005, № 33(7), pp. 897-913. DOI:10.1016/j.enpol.2003.10.013
53. Mantysari P. Electricity Marketplaces. EU Electricity Trade Law. Springer, Cham. 2015, pp. 169-346.
54. Meeus L. Power exchange auction trading platform design. PhD Thesis: Katholieke Universiteit Leuven – Faculteit Toegepaste Wetenschappen Arenbergkasteel, B-3001 Heverlee (Belgium), 2006. 182 p.
55. Commission Regulation (EU) No 543/2013, electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council Brussels, 2013.
56. Leonardo Meeus, "The Evolution of Electricity Markets in Europe" in , Edward Elger Publishing, 2020.
57. EUPHEMIA Public Description, [online] Available: http://www.nemo-committee.eu/assets/files/190410_Euphemia%20Public%20Description%20version%20NEMO%20Committee.pdf.

58. Blinov I., Kyrylenko O., Parus E., Rybina O. Decentralized Market Coupling with Taking Account Power Systems Transmission Network Constraints // Power Systems Research and Operation. Selected Problems. Studies in Systems, Decision and Control. Springer. 2021 pp. 1-22. DOI: 10.1007/978-3-030-82926-1_1
59. Блінов І.В., О.Б. Рибіна, Є.В. Парус, С.Є. Танкевич. Математична модель розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів між двома ринками електричної енергії. Праці Інституту електродинаміки НАН України, 2014, Вип. 37, С. 125-130
60. Блінов І.В., Парус Є.В. Врахування мережевих обмежень та мінімізація різниці цін між ринками електроенергії. Технічна електродинаміка. 2015. № 5. С. 81-88.
61. Блінов І.В., Парус Є.В. Спосіб реалізації аукціону пропускної спроможності міждержавних перетинів між ринками електричної енергії. Технічна електродинаміка. 2014. № 5. С. 56 – 58.
62. Блінов І.В. Зональне ціноутворення як спосіб врахування мережевих обмежень на біржі електроенергії // Проблеми загальної енергетики, 2011, № 2(25), С. 49-53.
63. Trilateral market coupling algorithm, March 2006. URL: http://static.epexspot.com/document/3828/061025_TLC-Algorithm.pdf
64. Basagoiti P., Gonzalez J.J., Alvarez M. An algorithm for the decentralized market coupling problem. Electricity Market. 2008. EEM 2008. 5th International Conference on European. URL: http://oa.upm.es/4174/1/INVE_MEM_2008_58764.pdf
65. Кириленко О.В., Павловський, В.В., Блінов, І.В.: Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 5, С 59-66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>
66. Блінов І.В. , Парус Є.В. , Іванов Г.А. Імітаційне моделювання функціонування балансуючого ринку електроенергії з урахуванням системних обмежень на

- параметри режиму ОЕС України. Технічна електродинаміка. 2017, № 6, С. 72-79.
DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2017.06.072>
67. Кириленко О.В., Блінов І.В. Парус Є.В. Балансуючий ринок електроенергії України та його математична модель. Техн. електродинаміка. 2011, № 2, С. 36-43.
68. Blinov I.; Miroshnyk V.; Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). 2022. DOI: 10.1109/ESS57819.2022.9969288
69. Сичова, В. Прогнозування добових графіків сумарних небалансів електричної енергії в ОЕС України. Технічна електродинаміка. 2022, № 4, С. 59-63.
DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.059>.
70. Куцан Ю.Г., Блінов І.В., Іванов Г.А. . Моделювання тарифо- та ціноутворення на роздрібному ринку електричної енергії України в нових умовах функціонування. Електронне моделювання, 2017, № 5, С. 71-79.
71. Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Сичова В.В. Модель оцінки доцільності переходу промислових споживачів до погодинного обліку електричної енергії на роздрібному ринку. Енергетика: економіка, технології, екологія». 2021. №1. С. 88-97. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2021.242186>
72. Оптовий та роздрібний ринок електричної енергії: розрахункова робота [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: І.В. Блінов, Є.В. Парус – Електронні текстові дані (1 файл: 1,1 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 44 с.
<https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/48521/1/Rynok.pdf>
73. Vincent Kaminski. Energy Market. Risk books. London. 2012. – 987 p.
74. Борукаев З. Х., Остапченко К. Б., Лисовиченко О. И. Модели для определения прогнозной оптовой цены покупки электроэнергии в условиях изменения цен на рынках энергоносителей. Міжвідомчий науково-технічний збірник «Адаптивні системи автоматичного управління». 2015. № 2(26). С.35 – 43.

75. Борукаев З. Х. Остапченко К. Б., Лисовиченко О. И. Математическое обеспечение методики расчета прогнозной оптовой цены электроэнергии на оптовом рынке. Энергетика та електрифікація. 2015. Вип. 9 (385). С. 33 – 43.
76. Крикавський Є., Косар Н., Мороз Л. Маркетинг енергозабезпечення. Монографія. - Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2001. - 196 с.
77. Hong T.. Crystal Ball Lessons in Predictive Analytics. EnergyBiz, vol.12, issue 2, 2015, p.35
78. P. Bunnoon, K. Chalermyanont and C. Limsakul, "The Comparision of Mid Term Load Forecasting between Multi-Regional and Whole Country Area Using Artificial Neural Network," International Journal of Computer and Electrical Engineering vol. 2, no. 2, pp. 334-338, 2010.
79. Tao Hong, "Short Term Electric Load Forecasting," PhD dissertation, North Carolina State University, Sep 10th, 2010
80. Блінов І.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Короткостроковий інтервальний прогноз сумарного відпуску електроенергії виробниками з відновлювальних джерел енергії // Праці Інституту електродинаміки НАН України, 2019, Вип. 54. С. 5-12. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2019.54.005>
81. Блінов І.В., Корхмазов Г.С. Використання штучних нейронних мереж для розв'язання задачі короткострокового прогнозування оптових ринкових цін на електричну енергію. Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Темат. вип.«Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуючого ринку».2009р. ст. 15-22
82. Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І., Зозуля А.М. Короткострокове прогнозування оптових цін на електричну енергію з використанням радіально-базисних штучних нейронних мереж. Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. 2009. Вип. 24. С. 23-31.

83. Черненко П.О. Ієрархічне багатofакторне прогнозування електричного навантаження енергооб'єднання. Інститут електродинаміки НАНУ. – К. 2011. – 349 с.
84. Мірошник Володимир Олександрович. Дисертація. Короткострокове прогнозування електричного навантаження енергосистем з використанням штучних нейронних мереж глибокого навчання. За спеціальністю 05.14.02 – електричні станції, мережі і системи.. https://ied.org.ua/disertac/avtoreferat_Miroshnyk.pdf
85. Taylor J. Exponentially weighted methods for forecasting intraday time series with multiple seasonal cycles. *International Journal of Forecasting*. Vol. 26. Issue 8. 2010. pp. 627-646. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2010.02.009>.
86. Hooke R., Jeeves T.A. "Direct search" solution of numerical and statistical problems. *Journal of the ACM*. 8 (2), 1961, pp. 212–229. <https://doi.org/10.1145/321062.321069>.
87. Hyndman, R.J., & Athanasopoulos, G. (2021) *Forecasting: principles and practice*, 3rd edition, OTexts: Melbourne, Australia. [OTexts.com/fpp3](https://www.otexts.com/fpp3). Accessed on 10.03.2021.
88. Goodfellow I., Bengio Y. Courville A. *Deep Learning*. MIT Press, 2016. <https://www.deeplearningbook.org/>
89. Bishop C.. *Pattern Recognition and Machine Learning (Information Science and Statistics)*. Springer-Verlag, 2006.
90. Порядок купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії. Постанова НКРЕКП від 26.04 2019 року № 641 у редакції постанови НКРЕКП 13 грудня 2019 року N 2802.
91. Іванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О. Складові моделі для аналізу впливу відновлювальних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії в Україні. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 4. С. 72-75. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.072>
92. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Трач І.В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. №4. С. 44-54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>

93. Парус Є.В., Блінов І.В. Олефір Д.О. Оцінка економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуги балансування в ОЕС України // Праці Інституту електродинаміки НАН України. 2021. №60. С. 28-37. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028>
94. Блінов І.В., Мірошник В.О., Лоскутов С.С. Зниження витрат на покриття небалансів учасників балансуючої групи виробників електричної енергії з відновлюваних джерел. Техн. електродинаміка. 2023. № 1. С 62-66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062>
95. Кириленко О.В., Басок Б.І., Базєєв Є.Т., Блінов І.В. Енергетика України та реалії глобального потепління. Технічна електродинаміка. 2020. № 4. С 52-61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052>
96. Ivanov H. A., Blinov I.V., Parus E.V. Architecture of tools of estimating the influence of renewable sources on the electricity cost in Ukraine // Natural and Technical Sciences, 2020, VIII (30), Issue 244, pp. 49-52.
97. Бабаєв М. Україна після «зеленого» тарифу. Нові механізми підтримки відновлюваної енергетики. Центр екологічних ініціатив «Екодія». 2021. с. 43.
98. Курбатова Т.О. Економічні механізми стимулювання розвитку відновлювальної енергетики в Європейському Союзі. Механізм регулювання економіки. 2014. № 4. 139 - 147.