

# Моніторинг відкриття ринку електроенергії

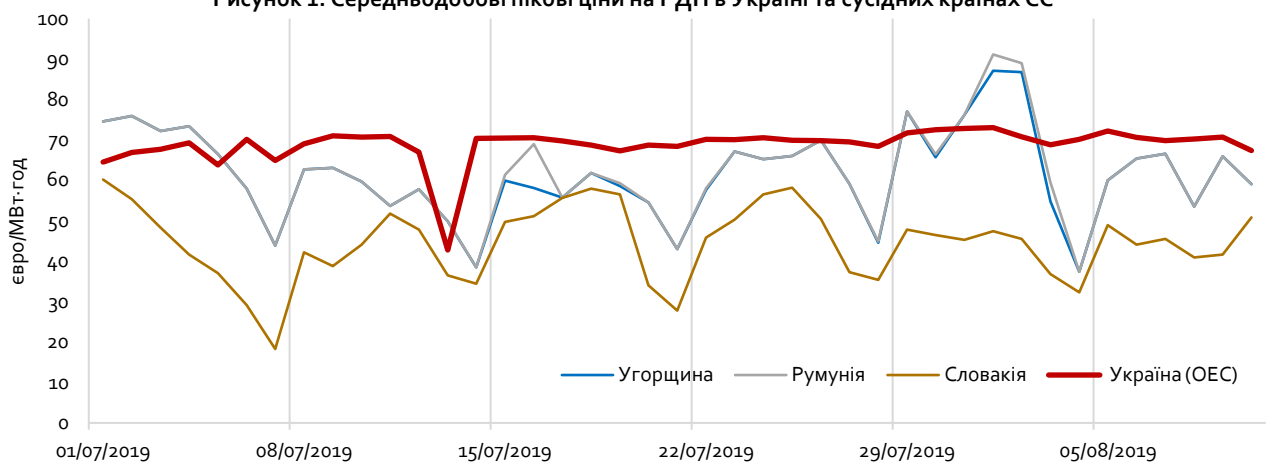
12 серпня 2019

Україна відкрила свій оптовий ринок електроенергії 1 липня 2019 року. Цей звіт є другим випуском серії аналітичних публікацій, метою яких є висвітлення та аналіз ключових подій на ринку, що розвивається. Моніторинг відкриття ринку буде регулярно з'являтися протягом наступних місяців.

## Резюме

- I. Ми з позитивом спостерігаємо, що більше даних стає доступно та що імпорт продовжує зростати з країн ЄС та Білорусі із нижчими цінами на електроенергію.
- II. Ціни все ближче до цінових обмежень на всіх видимих сегментах ринку. Пікові ціни в Україні виглядають високими порівняно із цінами на сусідніх ринках і дуже високими порівняно із оціночною собівартістю виробництва електроенергії. Крім того, виглядає так, ніби криві попиту та пропозиції керуються таким чином, щоб при будь-яких рівнях споживання попит та пропозиція перетинались дуже близько до, але не точно на рівні цінових обмежень. Ці спостереження узгоджуються з гіпотезою про те, що на ринку має місце використання значної ринкової влади.
- III. Обсяги пропозиції у позапіковій години починають знижуватися, а попит на позапіковий продукт на аукціонах значно перевищує пропозицію. Це викликає питання, в якому сегменті та за якими цінами покупці зможуть придбати необхідну електроенергію. Зниження обсягів на організованих сегментах ринку (з ціновими обмеженнями) може означати, що продавці з ринковою владою могли знайти спосіб спрямувати обсяги на нерегульований сегмент.
- IV. На сьогоднішній день великою невідомою залишається балансуєчий ринок. Якщо у продавців із ринковою владою є можливість перевести туди обсяги (наприклад, тому, що вони хочуть забезпечити більш високі пікові ціни), оператору ринку буде дуже важко забезпечувати, щоб пропозиція задовольняла попит. Крім того, обсяги на балансуєчому ринку будуть вказівкою на те, скільком споживачам вдалось укласти договори на позабіржовому сегменті із виробниками.
- V. Поточний рівень цінових обмежень виконує свою заплановану роль – утримання гуртових цін на електроенергію нижче певного рівня. Проте цінові обмежені прямо впливають на поведінку учасників ринку, та можуть бути завищеними, враховуючи поточні ціни на вугілля на міжнародних ринках.

Рисунок 1. Середньодобові пікові ціни на РДН в Україні та сусідніх країнах ЄС



Примітка: Пікові ціни на цьому графіку представлені: для країн ЄС – 8-20 години за центральноєвропейським часом, для України – 9-21 години за Київським часом

Джерело: розрахунки LCU на основі даних Оператора Ринку в Україні, даних НУРХ, курси валют національних банків

Ціна в торговій зоні ОЕС України не має мінливості в порівнянні до характеру цін на сусідніх західних ринках. Такий графік ціни вказує на те, що українські ціни на електроенергію не визначаються конкуренцією, а скоріш адміністративними обмеженнями у вигляді цінових обмежень. Незважаючи на ці цінові обмеження, середня пікова ціна в Україні за перші шість тижнів з моменту відкриття ринку (69 €/МВт-год) була значно вищою, ніж у Словаччині (45 €/МВт-год), Угорщині (62 €/МВт-год) та Румунії (62 €/МВт-год).

**Ми стверджуємо, що діюча система цінових обмежень є недостатньою для запобігання використанню ринкової влади.**

# Останні події

## Оператор ринку публікує нові дані та звіт

Звіт про результати роботи на РДН та ВДР за липень 2019 року опублікований Оператором ринку. Кількість учасників ринку залишалася стабільною на рівні 210+ на РДН та 90+ для ВДР.

Веб-сайт оператора ринку (oree.com.ua) було оновлено новою інформацією про результати торгів як в ОЕС, так і в зоні Бурштинського острова, включаючи:

- заявлені обсяги продажу та купівлі на РДН та ВДР;
- мінімальні та максимальні погодинні ціни на ВДР;
- окремий розділ із погодинними цінами, доступними для скачування;
- погодинні криві попиту/пропозиції на РДН.

Дані про криві попиту/пропозиції – це важливий інструмент, який дозволяє побачити, як формується попит та пропозиція щогодини. Вони дозволяють проаналізувати структуру учасників ринку та їх стратегію торгів. Ці дані можуть показати вплив адміністративного обмеження та ринкової влади учасників на конкретних сегментах ринку. Ми досліджуємо ці питання далі у цьому звіті.

## Суд щодо тарифів ОСП загрожує виплатам операторам станцій ВДЕ

Одразу після старту ринку кілька енергоінтенсивних компаній виграли рішення суду про блокування перегляду тарифів ОСП з 1 липня, який передбачав включити компонент для фінансування «зеленого» тарифу для відновлюваних джерел енергії. Раніше вони фінансувалися за через регулювання оптової ринкової ціни.

Це створило фінансовий дефіцит для системного оператора «Укренерго», оскільки основна частина споживачів зараз сплачує лише нижчий тариф на передачу, що діяв до липня 2019 року. Це також створило значні фінансові ризики для відновлюваних джерел енергії. За інформацією Гарантованого покупця, виробники енергії з відновлюваних джерел отримали лише близько 51% гарантованого доходу за липень 2019 року.

НКРЕКП затвердила новий тариф ОСП з 1 серпня, що розблокує фінансування «зелених» тарифів, проте ситуація навколо липневих платежів залишається невизначеною. Останнє суперечливе рішення суду дозволило лише позивачам платити нижчі тарифи, тоді як інші учасники ринку мають сплачувати липневий тариф у повній сумі.

## Ринок допоміжних послуг залишається недіючим

Лист Укргідроенерго до системного оператора опубліковано у медіа, що розгорнуло дискусію щодо причин аварійних команд диспетчера. Оператор гідроелектростанцій змушений нести втрати за небаланси через значне збільшення аварійних команд.

Це, є результатом непрацюючого ринку допоміжних послуг. Цей сегмент ринку не було запущено вчасно, оскільки Регулятор прийняв правила сертифікації обладнання лише за 9 днів до початку нового ринку, і компанії не встигли пройти сертифікацію щодо надання допоміжних послуг. Для вирішення цієї ситуації Укренерго запропонувало тимчасові зміни до вторинного законодавства.

## Регулятор пропонує зміни до ПСО

1 серпня НКРЕКП направило лист до Кабінету Міністрів України (КМУ) із пропозиціями щодо змін до механізму покладання спеціальних обов'язків (ПСО). Основні пропозиції включають:

- продаж 90% електроенергії Енергоатому та 50% Укргідроенерго Гарантованому покупцю за регульованими цінами;
- виключити пункт про прямий продаж електроенергії Енергоатомом операторам системи розподілу/передачі для покриття технологічних витрат;
- зобов'язати Гарантованого покупця продавати електроенергії операторам мереж для покриття 80% технологічних витрат;
- перекласти відповідальність за встановлення цін для побутових споживачів з Регулятора на Кабінет Міністрів;
- дозволити Гарантованому покупцю спрямовувати прибутки від діяльності в рамках ПСО (продаж електроенергії на РДН/ВДР) на покриття витрат на виконання обов'язків із купівлі електроенергії за «зеленим» тарифом.

КМУ також розглядає можливість розширення ПСО для постачання водоканалам та підприємствам ТКЕ.

На наш погляд, запропоновані зміни не сприятимуть розвитку конкурентного ринку електроенергії в Україні.

## Постачальник останньої надії набув статус «дефолтного»

Укрінтеренерго, призначений постачальник останньої надії, знаходиться у статусі дефолтного на ринку електроенергії. Відповідно до правил ринку, статус «дефолтний» набувається якщо компанія не здатна забезпечувати фінансову гарантію, та компанія втрачає доступ до РДН, ВДР та сегменту двосторонніх договорів.

Згідно звіту НКРЕКП, рівень платежів за липень 2019 року споживачів постачальника останньої надії становив 22%. Це може бути причиною недостатності фінансових ресурсів Укрінтеренерго.

Постачальник останньої надії зараз змушений купувати електроенергії для постачання своїм клієнтам на балансуєчому ринку із вищими ціновими обмеженнями, і таким чином несе додаткові витрати.

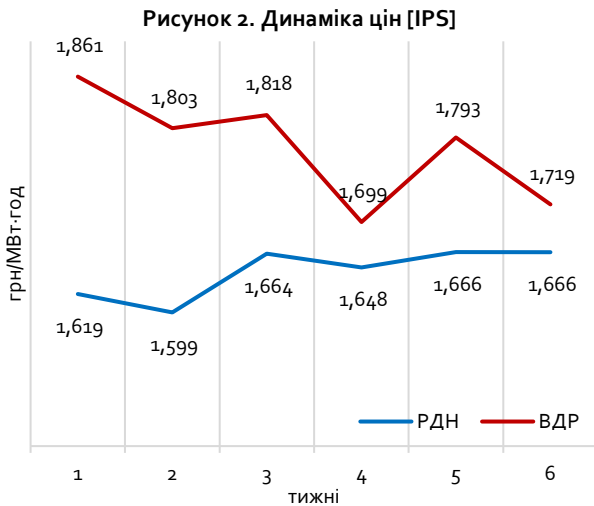
## Робота над покращенням правил ринку

9 серпня Укренерго та Оператор ринку, як адміністратори та розробники нормативно-правових актів, анонсували робочі групи для опрацювання змін до Правил ринку, Кодексу системи передачі та Кодексу комерційного обліку. Учасники ринку, а також Міністерство енергетики, Регулятор та Антимонопольний комітет, запрошені до участі.

# Ключові дані: Оптовий ринок – торгова зона ОЕС [IPS]

## Ціни наблизились до цінових обмежень

Середня ціна на РДН помірно зростала останні тижні, пікові та позапікові ціни наблизились до цінових обмежень (див. також Рисунок 9). Це відбувається при відносно стабільному рівні споживання. Динаміка цін вказує на те, що вони можуть бути не результатом взаємодії попиту та пропозиції, а скоріш результатом регулювання та ринкової влади. Ми досліджуємо цю гіпотезу далі на сторінці 5.



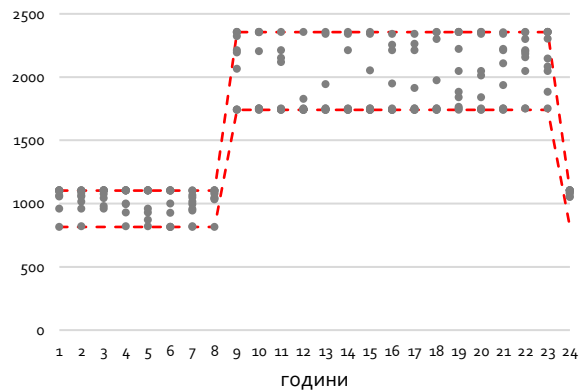
Джерело: Розрахунки LCU на основі даних Оператора ринку, oee.com.ua

## Балансуючий ринок

Укренерго опублікувало фінальні ціни небалансів за період з 1 по 10 липня 2019 року. Інвойси за небаланси було надіслано учасникам ринку.

Оскільки даних щодо обсягів небалансів немає у відкритому доступі, розрахувати добові середні значення та порівняти їх із цінами на інших сегментах не є можливим.

**Рисунок 3. Погодинні ціни небалансів, IPS, 1-10 червня 2019 року**



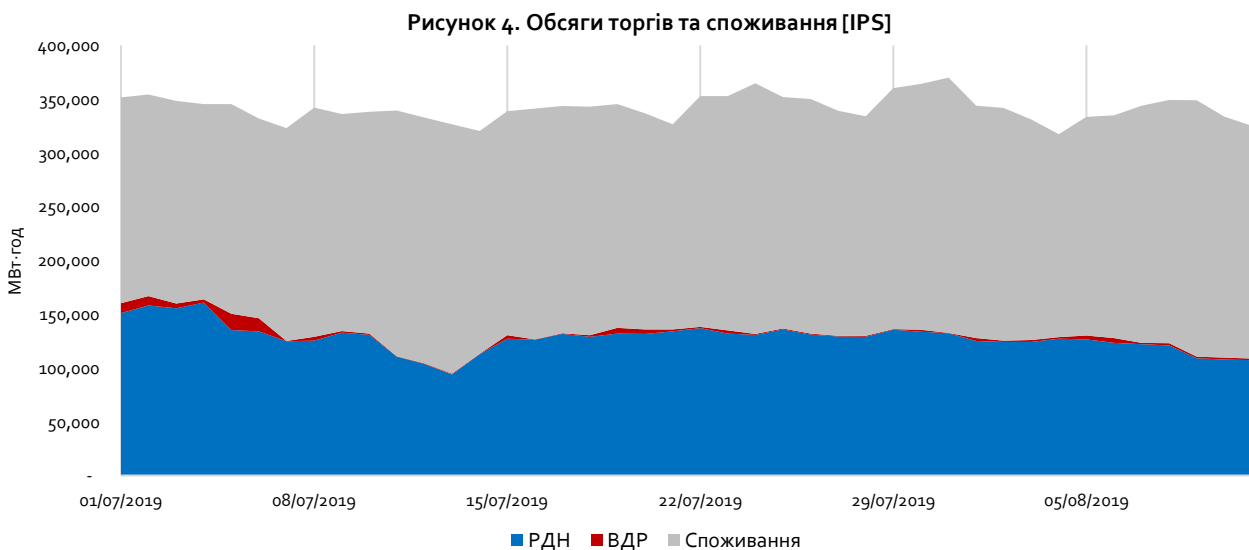
Примітка: червоний пунктир відображає цінові обмеження, окремі точки – ціни  
Джерело: дані Укренерго

## Частка транзакцій на біржових сегментах знижується

Частка електроенергії, що торгується на РДН та ВДР знизилась з ~45% на 1му тижні до ~35% на 6му тижні (див Рисунок 4 в низу). Залишкові 60% електроенергії були закуплені в рамках аукціонів для виконання ПСО, аукціонів продажу електроенергії компаніями державної власності, на балансуючому ринку та позабіржовому сегменті (включаючи внутрішньогрупову торгівлю). Операції на останніх двох сегментах залишаються по більшості скритими для стороннього спостерігача.

## Обсяги ВДР залишаються незначними

Обсяги торгів на ВДР продовжували знижуватись. Низькі обсяги пропозиції на ВДР дають підстави вважати, що п вважають за краще скористатися вищими максимальними цінами на балансуючому ринку, ніж «витратити» електроенергію за дещо нижчими цінами на ВДР (див. Таблицю 1 на стр.5 щодо цінових обмежень). Нажаль, цю гіпотезу складно підтвердити без детальних даних про сегмент балансуючого ринку

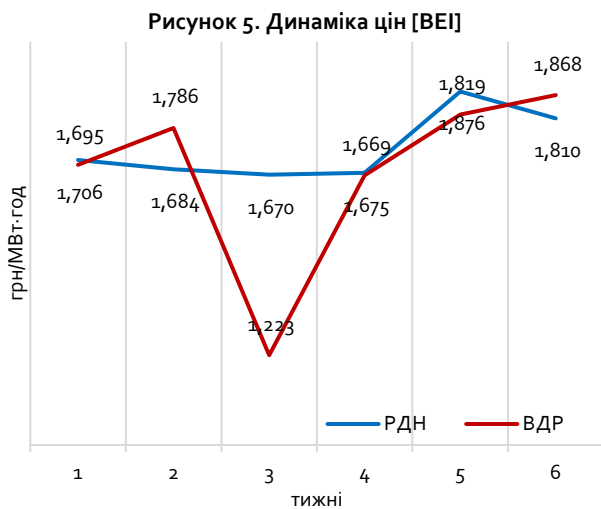


Примітка: обсяги РДН та ВДР відображені як частка обсягів споживання  
Джерело: дані Оператора ринку, Укренерго

# Ключові дані: Оптовий ринок – Бурштинський острів [BEI]

## Ціни наблизились до цінових обмежень

Аналогічно до ситуації в основній системі, також зростають ціни на РДН у Бурштинському острові, та пікові та позапікові ціни наблизились до цінових обмежень. Це відбувається при відносно стабільному рівні споживання. Фактично, обсяги імпорту, про які було відзвітовано, не мали впливу для зниження ціни.



Джерело: Розрахунки LCU на основі даних Оператора ринку

## Стабільна торговельна зона поки що без впливу транскордонних перетоків

Споживання електроенергії в Бурштинському острові становить менше 5% від ОЕС України (див. Рисунок 6). Відсутність ліквідності може частково пояснити мінливість цін (див ціну ВДР на зму тижні) та обсягів. Частка РДН та ВДР залишається стабільною на рівні 66-68%. Проте частка ВДР зросла протягом 5-6-го тижнів.

## Імпорт-експорт

Міністерство енергетики та вугільної промисловості України відзвітувало про імпорт в обсязі 275 ГВт·год та експорт електроенергії в обсязі 494 ГВт·год у липні 2019 року.

Чистий експорт України (експорт мінус імпорт) до країн ЄС знизився приблизно на 100 ГВт·год у порівнянні з липнем 2018 року. Це вказує на те, що транскордонна торгівля починає краще відображати різницю цін – оскільки ціни в Україні перевищують ціни в ЄС.

## Рисунок 7. Зміна транскордонних перетоків, липень 2019 у порівнянні до липня 2018, у ГВт·год

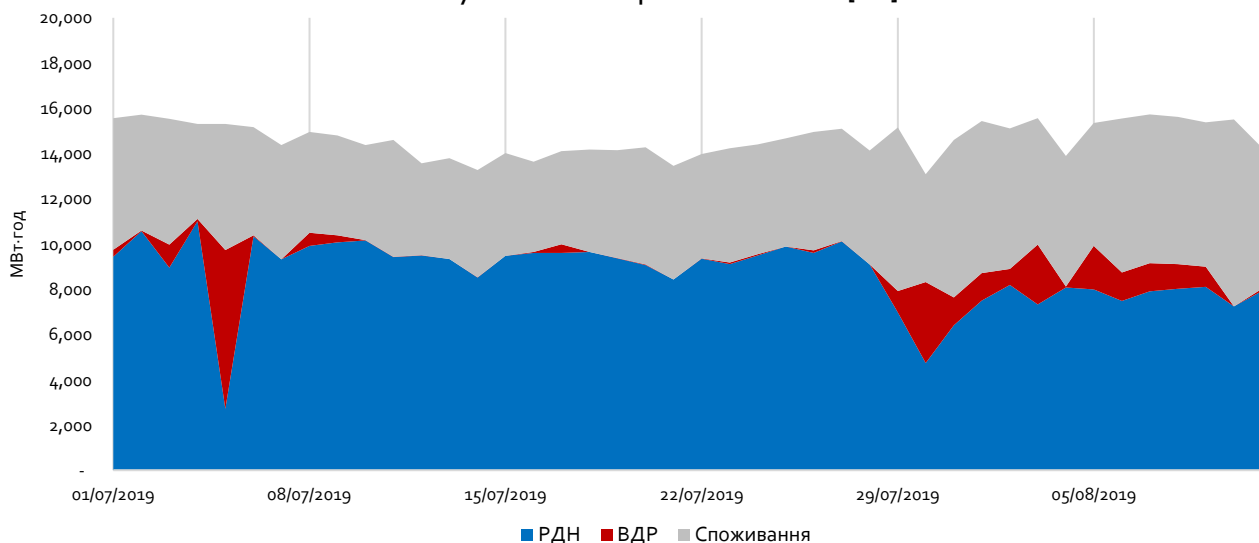


Примітка: Числа представляють різницю сумарних перетоків між липнем 2019 року та липнем 2018 року. Чим товстіша стрілка, тим більший обсяг перетоків за напрямом стрілки.

Джерело: Розрахунки LCU на основі даних Entso-E Transparency Platform

Згідно з даними Entso-E, чистий імпорт з Росії (ціни в якій достатньо низькі – але наразі не має ринкових контрактів на поставку електроенергії) виріс на 140 ГВт·год, та чистий експорт в Молдову виріс на 45 ГВт·год.

## Рисунок 6. Обсяги торгів та споживання [BEI]



Примітка: обсяги РДН та ВДР відображені як частка обсягів споживання. Зверніть увагу що цей рисунок та схожий рисунок з на сторінці з мають різні масштаби.

Джерело: дані Оператора ринку, Укренерго, Entso-E transparency platform

# Аукціони двосторонніх договорів

## Результати аукціонів

Сегмент двосторонніх договорів (ДД) є єдиним без регулювання, в той час як поведінка учасників ринку на інших сегментах диктується ціновими обмеженнями (див. Таблицю 1).

**Таблиця 1. Адміністративні цінові обмеження на українському ринку електроенергії (у грн/МВт-год)**

	РДН та ВДР	Балансуючий	ПСО	
			Енергоатом	Укргідро
пікові години (9-23)	2048	min 1741 max 2355	567	674
позапикові години (0-8 & 24)	959	min 815 max 1103	567	674

Примітка: обмеження на РДН та ВДР встановлені до квітня 2020 року, на балансуючому ринку – до повної синхронізації ОЕС України з Entso-E

В Україні не визначено єдиної організованої платформи для укладання двосторонніх договорів. Але генерація державної форми власності (наприклад, Центренерго) зобов'язана законом продавати електроенергію через аукціонну платформу, визначену через конкурс.

Ці аукціони для укладання ДД не слід плутати із спеціальними аукціонами для виконання спеціальних обов'язків (ПСО), за якими державні Енергоатом та Укргідроенерго змушені продавати частину енергії за регульованими цінами.

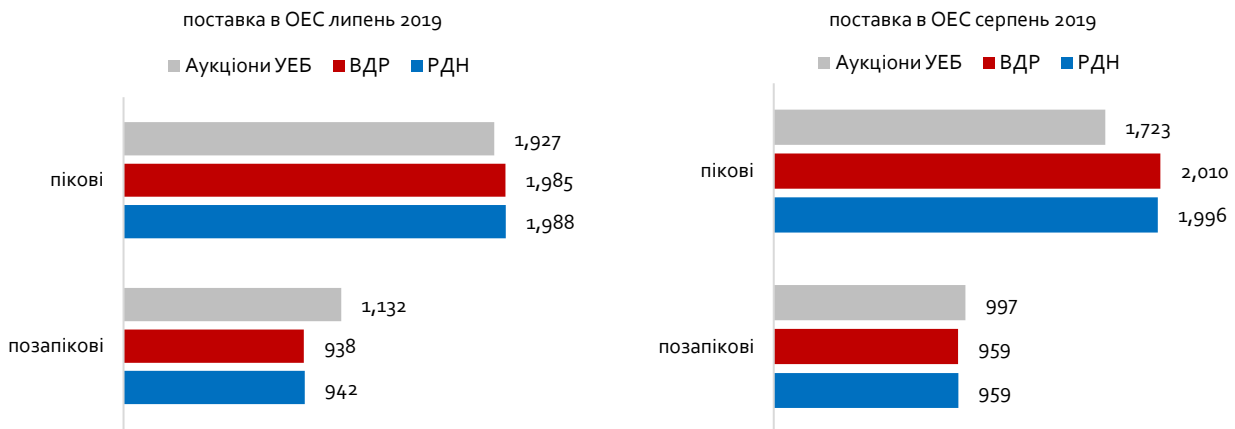
Із стартом ринку 1 липня 2019 року, уряд тимчасово визначив єдину платформу для проведення аукціонів, Українську Енергетичну Біржу (УЕБ). Крім аукціонів для компаній державної власності, УЕБ також відкрита для будь-якого приватного учасника – проте інтерес таких наразі є низьким. Фактично відбулися лише дві успішні торгіві сесії із продавцем-приватною компанією, із незначними обсягами, та між постачальниками, а не з генеруючою компанією.

Протягом липня лише 2 учасника виставляли свою електроенергію – державні Центренерго у ОЕС та Калуська ТЕЦ у Бурштинському острові. Загальні обсяги торгів на УЕБ (без врахування ПСО) протягом 6 тижнів становили 508 ГВт-год на поставку у липні та 829 ГВт-год на поставку у серпні 2019 року. Загальний обсяг проданої електроенергії липня 2019 року на УЕБ становив 4.8% від споживання в ОЕС та 0.2% від споживання в Бурштинському острові.

Рисунок 8 порівнює результати торгів на УЕБ із цінами на РДН та ВДР. При звичайних обставинах, клірингові ціни на аукціонах за двосторонніми договорами мають бути не вищими за ціни на РДН та ВДР.

Результати в Україні слідують цій логіці для пікових годин. Варто відзначити, що Центренерго є оператором вугільних станцій, і вони продають електроенергію за нижчими цінами, ніж ті що доступні для інших приватних компаній на РДН та ВДР.

**Рисунок 8. Порівняння середніх місячних цін між сегментами ринку, грн/МВт-год**



Джерело: Розрахунки LCU на основі даних Оператора ринку, даних УЕБ

## Потенційне викривлення ринку

Більш високі ціни на УЕБ для позапікових годин свідчать про те, що покупці готові платити більше рівня цінових обмежень на РДН та. Це викликає питання, чому покупці готові нести додаткові витрати замість того, щоб купувати енергії безпосередньо на ВДР та РДН. Однією з причин цього може бути обмежена пропозиція на організованих сегментах у позапікові години.

Аукціонні ціни УЕБ піднімають два питання:

- 1) Чи ставить зобов'язання продавати електроенергію на аукціонах державну генерацію у невідгідне становище порівняно із приватними компаніями, які отримують вигоду від вищих цін на ВДР та РДН?

- 2) Якою є справжня причина для змін заявлених обсягів пропозиції та попиту на РДН та ВДР між піковими та позапіковими годинами?

Гіпотеза для пояснення зменшення заявлених обсягів продажу у позапікові години - це утримання енергії виробниками, які вважають привабливішим продавати на сегментах без відносно низьких цінових обмежень (див. наступний розділ).

# Моніторинг ринкової влади: наближення до цінових обмежень

## Зростання ціни як результат ринкової влади

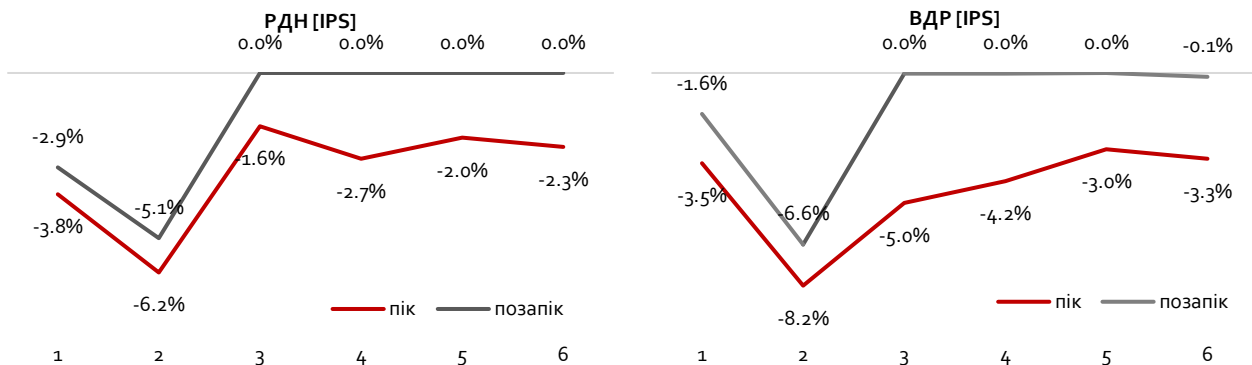
Ціни на електроенергію в Україні продовжують зростати, і тенденції цін все більше і більше саме ціновими обмеженнями в різних сегментах ринку. Це добре видно, якщо порівнювати стійку динаміку цін в Україні із мінливими та непередбачуваними цінами у західних сусідів України (див. Рис. 1). Наприклад, ціни в Україні майже не змінюються у вихідні дні.

Зниження обсягів торгів на РДН та ВДР негативно впливає на ліквідність цих сегментів. Як показано на рисунку 9, відхилення середніх клірингових цін від максимальних можливих при цінових обмеженнях зменшується щотижня. Фактично позапікові ціни повністю закріпились на рівні обмеження цін.

Ринкові ціни в кожному сегменті є результатом взаємодії кривих попиту та пропозиції. Як на поведінку попиту, так і пропозиції впливають ринкові умови, які включають обмеження цін на РДН, ВДР, балансуючому ринку, доступ до електроенергії поза організованими сегментами, наприклад, механізм ПСО або доступ до внутрішньогрупових договорів.

Щоб зрозуміти характер торгів у пікові і позапікові години, ми аналізуємо заявлені обсяги продажу і купівлі кожної години торгів. На рисунку 10 показана різниця заявленими обсягами продажу на купівлі в кожну годину дня, усереднена за 6 тижнів. Ми порівнюємо ці дані із середнім відхиленням цін від максимальних можливих в рамках обмежень. У покапікові години заявлений обсяг купівлі завжди перевищує обсяги пропозиції. Існує чіткий взаємозв'язок між результуючою ціною та ліквідністю - чим більше пропозиція на ринку, тим нижча ціна.

Рисунку 9. Середньотижневі відхилення цін від цінових обмежень у торговій зоні ОЕС (IPS)



Джерело: Розрахунки LCU на основі даних Оператора ринку

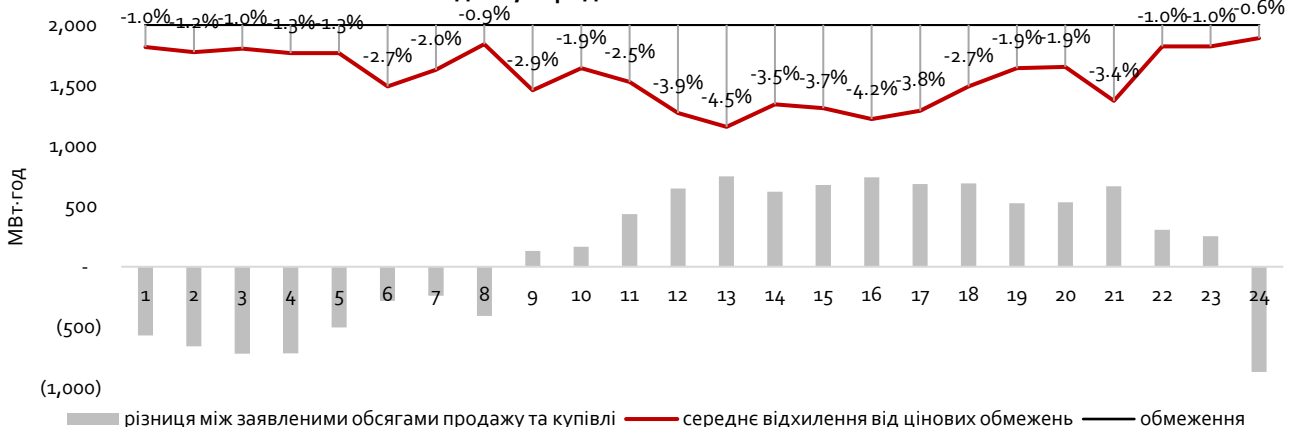
На загальний обсяг попиту та пропозицій на РДН та ВДР впливають не тільки цінові обмеження, а й прогноз споживання, портфель двосторонніх договорів та фінансові ресурси кожного учасника. Таким чином, ця різниця між максимальним обсягом попиту та пропозиції не обов'язково відображають безпосередньо фактичний попит та пропозицію на електроенергію, а лише відображають стратегію торгів учасників ринку.

Ми маємо дві взаємодоповнюючі гіпотези для цього спостереження:

По-перше, ми можемо побачити утримання обсягів пропозиції протягом позапікових годин. Якщо виробники вважають обмеження цін в ці години заниженими, вони можуть просто утриматись від торгів, що приводить до меншої пропозиції та вищих цін.

По-друге, ми можемо побачити перевищення попиту протягом позапікових годин. Покупці, які потребують електроенергії, знають що зможуть купити енергію лише за вищими цінами на балансуючому ринку. Вони також знають що за фіксованої ціни попит буде перевищувати пропозицію.

Рисунку 10. Кореляція між цінами та співвідношенням попиту/пропозиції кожної години, середні значення за 6 тижнів



Джерело: Розрахунки LCU на основі даних Оператора ринку

# Моніторинг ринкової влади: утримання позапікової пропозиції

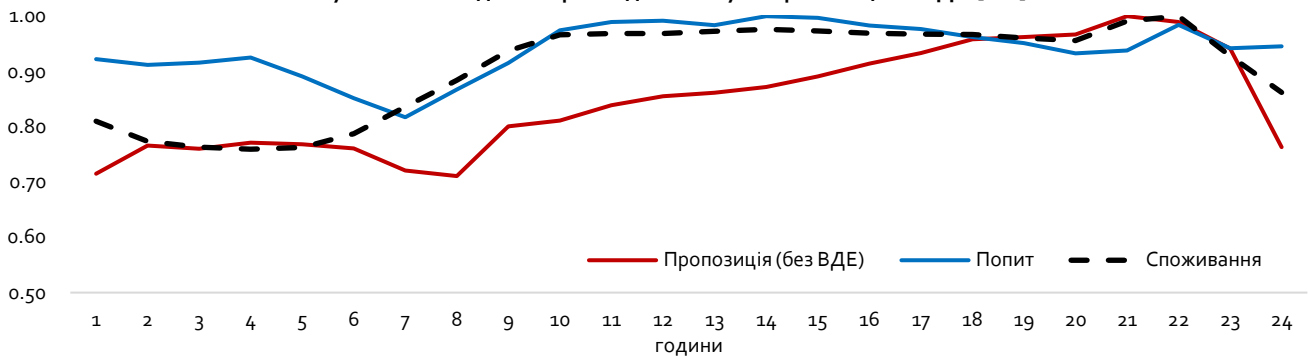
## Причини різниці ліквідності між піковими/позапиковими годинами

У пікові години пік характер попиту покупців здебільшого відповідає профілю споживання в системі. Але в позапікові години покупці, як правило, заявляють для купівлі обсяг більше, ніж їм може бути потрібно. Поведінка продавців корелює у протилежному напрямку. Протягом деяких позапікових годин, виробники мають тенденцію до зменшення обсягів своїх пропозицій (див. Рисунок 11).

На характер попиту може впливати комбінація факторів, таких як цінові обмеження, алгоритм визначення цін та обсягів торгів та присутність ринкової влади, які у поєднанні впливають на поведінку гравців ринку.

Щоб максимізувати шанси отримання електроенергії, за звичайних обставин покупці заявляли б обсяги купівлі за вищими цінами. Проте із встановленими ціновими обмеженнями, всі обсяги виставляються за однаковою ціною – максимально можливою. Типовий приклад такої ситуації представлений на рисунку 12. Варто відмітити, що заявлений обсяг купівлі в нічну годину перевищує обсяг для години посеред дня.

Рисунок 11. Погодинний розподіл попиту та пропозиції на РДН [IPS]



Примітка: Обсяги енергії з відновлюваних джерел виокремлено з профілю пропозиції, оскільки стратегія Гарантованого покупця щодо є простою, і обсяги ВДЕ не може бути за бажанням вилучені з торгів.

Джерело: Розрахунки LCU на основі даних Оператора ринку та даних Укренерго

Відповідно до правил ринку, у випадку перевищення попиту над пропозицією, обсяги розподіляються пропорційно між покупцями із однаковими ціновими заявками. Це означає, що навіть за максимально можливою на даний час ціною, не всі заявлені обсяги купівлі будуть задовільнені при недостатніх обсягах пропозиції. Це впливає на поведінку покупців, змушуючи їх заявляти вищі обсяги, штучно створюючи ситуацію значного перевищення попиту над пропозицією. Продавців також відповідно можуть коригувати свою стратегію, утримуючи свою електроенергію з РДН та продаючи на балансуєчому ринку.

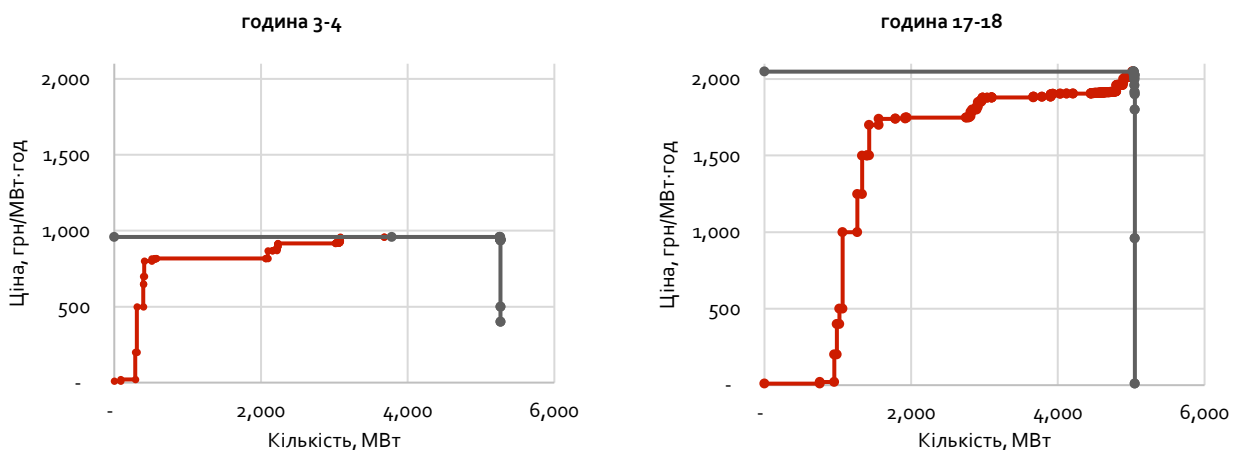
У той же час, торгівельна сила покупців залежить від їх фінансових ресурсів, продиктованих фінансовими гарантіями для участі на ринку. Більші компанії, особливо такі, що є частиною вертикального інтегрованого холдингу

з доступом до внутрішньогрупових двосторонніх договорів, знаходяться в кращому становищі і можуть використовувати свої сили для поступового витіснення дрібних покупців із сегментів із ціновими обмеженнями.

Остаточний вплив на кількість активних учасників у організованих сегментах ринку ще не помітний. Наразі витрати за небаланси ще не здійснені в повному обсязі, оскільки учасники ринку отримали рахунки лише за перші 10 днів липня.

За поточним режимом цінових обмежень та правил ринку, у поєднанні із відсутністю регулювання внутрішньогрупових операцій, існує потенціал для використання компаніями своєї ринкової влади як на стороні як продавця, так і покупця, з метою закріплення ще більшої частки ринку.

Рисунок 12. Криві попиту та пропозиції в різні години, торговий день на РДН 9/08/2019



Джерело: дані Оператора ринку

# Моніторинг ринкової влади: порівняння цін та граничних витрат

## Навіщо порівнювати із граничними витратами?

На високо конкурентному ринку кожен учасник ринку заявляв би на продаж свою потужність на рівні граничних витрат, тобто за вартістю додаткових витрати, які необхідно понести на цій електростанції для виробництва додаткової МВт-год. Тобто, оператор станції не приймає до уваги вартість капіталу чи витрати на персонал у своєму рішенні щодо торгів - адже ці витрати будуть понесені незалежно від того, скільки він зрештою виробляє енергії.

Причина, за якою оператори станцій в умовах досконалої конкуренції пропонують потужність за ставками на рівні граничних витрат, полягає в тому, що, якщо станція подає ставку нижче собівартості, це призведе до втрат від виробництва, але якщо він зробить ставку (набагато) вище за рівень граничних витрат - може виграти конкурент, і він може втратити прибуток (ціна продажу мінус граничні витрати) від виробництва. В умовах добре функціонуючого ринку оператор ефективної станції відшкодовує не пов'язані безпосередньо з виробництвом витрати в ситуаціях, коли більш дорожча електростанція визначає клірингову ціну.

## Як ми розраховуємо граничні витрати?

Граничні витрати вугільних ТЕС в основному визначаються вартістю палива. Вартість палива визначається вартістю тони вугілля та ефективністю станції, тобто кількістю вугілля, яке потрібно для виробництва однієї МВт-год електроенергії. Ці коефіцієнти корисної дії незначно відрізняються між станціями, і ми визначаємо середню ефективність на рівні станції із щорічного споживання вугілля та виробництва електроенергії у 2018 році на основі даних з відкритих джерел.

Для цін на вугілля ми використовуємо три сценарії:

- (1) поточні ціни на вугілля в ЄС на спотовому ринку в Роттердамі (API2).
- (2) Ціна на вугілля «Роттердам+», що включає витрати на транспортування (використовувалась в Україні до запуску ринку), виходячи із припущення про необхідність імпорту вугілля в Україну (API2+).
- (3) Ціна на вугілля «Роттердам-», в якій витрати на транспортування віднімаються від цін на спотовому ринку в Роттердамі, виходячи із припущення що Україна здатна експортувати (API2-).

Після цього ми додаємо міжнародну оцінку операційних витрат та технічного обслуговування до граничних витрат вугільних електростанцій.

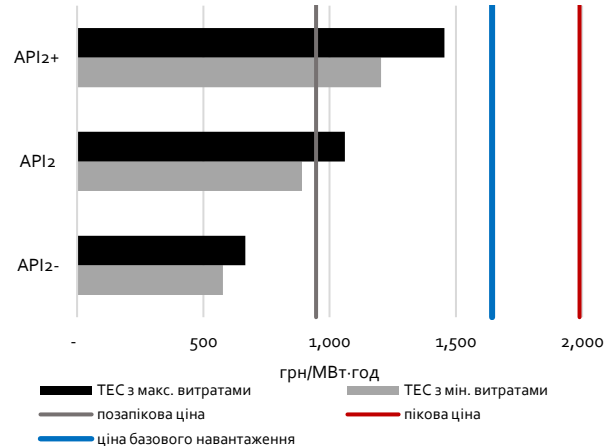
## Результати

Основне спостереження - пікові ціни значно перевищують граничні витрати, навіть якщо припускати високі поточні ціни на вугілля. Це вказує на те, що за ці години оператори вугільних станцій отримують значний прибуток. Більше того, це свідчить про те, що учасники ринку пропонують значно більшу ціну, ніж їх граничні витрати, що свідчить про те, що вони не стикаються з достатнім конкурентним тиском, щоб зменшувати свої ставки.

На противагу цьому, позапікові ціни відносно близькі до граничних витрат вугільних станцій за сценаріями середніх та високих цін на вугілля.

Крім того, спостережувані ціни зовсім не відображають обсяги. По-перше, залишковий попит у позапікові години часто вищий в пікові години - в той час як пікові ціни вдвічі вищі. Але також, у пікові та позапікові години, більший залишковий попит не завжди співвідноситься із вищими цінами.

Рисунок 13. Маржинальні витрати вугільних ТЕС в Україні за різних цін вугілля



Джерело: Розрахунки LCU на основі даних індексу цін на вугілля API2 та даних щодо споживання палива українськими ТЕС від Міністерства енергетики та річних звітів ДТЕК. Методологія розрахунку наведена у Додатку.

## Наслідки

Існує ризик, що занадто високі ціни призводять до неефективних рішень щодо відпуску електроенергії. Станція як із високими, так і з відносно низькими граничними витратами, може вигідно працювати за високими піковими цінами - тому цілком може бути, що більш неефективна установка (а отже, і з більшим рівнем забруднення) працює більше годин, ніж потрібно.

Цей проект є частиною Міжнародної кліматичної ініціативи (IKI) і фінансується Федеральним міністерством із питань довкілля, збереження природи та радіаційної безпеки (відповідно до рішення Бундестагу ФРН).

Всі результати роботи проекту доступні онлайн за посиланням: [www.LowCarbonUkraine.com](http://www.LowCarbonUkraine.com).

Ми будемо вдячні за Ваш зворотній зв'язок щодо Моніторингу відкриття ринку електроенергії, особливо за коментарі щодо того, як зробити цей документ ще кориснішим для зацікавлених сторін для розуміння процесів та результатів українського ринку електроенергії, що розвивається. Будь-ласка звертайтеся через [info@LowCarbonUkraine.com](mailto:info@LowCarbonUkraine.com).

Редактор: Д-р. Георг Цахманн

Автори: Д-р. Георг Цахманн, Олексій Михайленко, Анна Темель

BE Berlin Economics GmbH | Шіллерштрассе 59 D-10627 Берлін | +49 30 / 20 61 34 64 - 0 | [info@berlin-economics.com](mailto:info@berlin-economics.com) | [Impressum](#)



## Додаток. Розрахунок граничних витрат українських вугільних теплоелектростанцій

### Приклад Криворізької ТЕС

Таблиця: Дані для Криворізької ТЕС (7 блоків, сумарна встановлена потужність 2079 МВт)

Дані	Значення	Джерело
Споживання вугілля 2018	1,125,396 тон	Міністерство енергетики
Виробництво електроенергії 2018	2,482,545 МВт·год <sub>el</sub>	Міністерство енергетики
Середня калорійність українського вугілля	5.9 МВт·год <sub>therm</sub> /т	ДТЕК
Індекс цін API2 у серпні 2019	56.75 дол.США/т	Barchart.com
Середні транспортні витрати до України	10.5 дол.США/т	Звіт EURACOAL
Операційні та витрати на обслуговування вугільних ТЕС (медіанне значення)	9 дол.США/ МВт·год <sub>el</sub>	IEA: Projected Cost of Electricity Generation
Екологічний податок	10 грн/ т CO <sub>2e</sub>	Світовий банк
Коефіцієнт викидів	0.98 т CO <sub>2</sub> / МВт·год <sub>el</sub>	Стаття Миколи Шлапака

#### 1. Розрахунок ефективності електростанції

a.	Споживання вугілля	*	Калорійність	=	Споживання вугілля
	1,125,396 т	*	5.9 МВт·год <sub>therm</sub> /т	=	6,683,676.8 МВт·год <sub>therm</sub>
b.	Генерація	/	Споживання вугілля	=	Ефективність
	2,482,545 МВт·год <sub>el</sub>	/	6,683,676.8 МВт·год <sub>therm</sub>	=	0.371 МВт·год <sub>el</sub> / МВт·год <sub>therm</sub>

#### 2. Ціна на вугілля в Україні

Для ціни на вугілля ми приймаємо 3 сценарії:

- Ціна вугілля = API2
- Ціна вугілля = API2+ (API2 + транспортні витрати як використано у формулі «Роттердам+»)
- Ціна вугілля = API2- (API2 – транспортні витрати як приклад нижньої границі)
- Перетворення ціни вугілля за тону (грн/т) та ціну за МВт·год (грн/ МВт·год<sub>therm</sub>).

Приклад для сценарію API2:

$$\text{Ціна вугілля за тону / калорійність} = \text{ціна вугілля за МВт·год}_{\text{therm}}$$

$$1450 \text{ грн /т} / 5.9 \text{ МВт·год} / \text{т} = 244 \text{ грн/ МВт·год}_{\text{therm}}$$

#### 3. Розрахунок граничних витрат

Ціна вугілля за МВт·год / ефективність  
 + Операційні та витрати на обслуговування  
 + Екологічний податок \* Коефіцієнт викидів для вугілля  
 = Граничні витрати

$$244 \text{ грн/ МВт·год}_{\text{therm}} / 0.371 \text{ МВт·год}_{\text{el}} / \text{МВт·год}_{\text{therm}}$$

$$+ 230 \text{ грн/ МВт·год}_{\text{el}}$$

$$+ 10 \text{ грн /CO}_{2e} * 0.98 \text{ т CO}_2 / \text{МВт·год}_{\text{el}}$$

$$= 897 \text{ грн/ МВт·год}_{\text{el}}$$