Моніторинг відкриття ринку електроенергії

Випуск №4. 22 квітня 2020 р.

Липень 2019 – Лютий 2020

Резюме

I. Законодавча база постійно змінюється та формується по мірі того як ринок стикається з проблемами. На ринку немає стабільної кон'юнктури, особливо для нових учасників. Ринок не функціонує належним чином, оскільки сегмент допоміжних послуг досі не працює.

II. "Реформи" представлені переважно незначними змінами, сфокусованими на ре-регулюванні, а не на лібералізацію ринку та обмеження ринкової влади існуючих учасників ринку. Більшість законодавчих змін містили спроби ручного регулювання цін та перерозподілення фінансових потоків, а не вирішувати очевидну проблему високої ринкової концентрації.

III. Торгові зони ОЕС та БЕО дуже відрізняються, і для обох слід використовувати окремі спеціально розроблені підходи. Більшість змін у законодавстві зосереджували увагу на ОЕС та ігнорували системні недоліки у Бурштинській зоні.

IV. Ми визначили 4 фази розвитку ринку в ОЕС із різними чинниками, що впливали на ціну. Атомна енергія домінує на ринку та реалізується виключно через організовані сегменти ринку, а її надлишкова пропозиція має вирішальний вплив на ціну. У сегменті двосторонніх договорів теплова генерація, в основному приватна, не відчуває значної конкуренції, оскільки імпорт з Росії та Білорусі має дуже обмежений вплив.

V. Загальний надлишок встановлених потужностей в Україні створює умови для надлишкової пропозиції та сприяє різкому падінню ціни. Така ситуація збережеться, якщо учасники ринку, такі як Енергоатом, продовжать керуватись адміністративними, а не економічними міркуваннями щодо об'ємів, які вони генерують, і якщо теплова та атомна генерація не будуть конкурувати на всіх сегментах ринку.

VI. Недосконалості ринкових правил створили дуже небезпечний ефект позитивного зворотного зв'язку у січні-лютому 2020 року, за кілька тижнів знизивши ціну на РДН нижче економічно обґрунтованих рівнів та призвели до витоку мільйонів гривень із системи.

VII. Зараз у системі накопичуються борги на додаток до успадкованих від старого ринку боргів в розмірі 30 млрд. грн. Неплатежі на балансуючому ринку загрожують стабільності механізму ПСО та Енергоатому, оскільки все більше атомної енергії продається як небаланс через надлишок у системі.

Заборгованість водоканалів та державних вугільних шахт продовжує накопичуватись і також впливати на БР. Крім того, недостатнє фінансування ВДЕ у тарифі ОСП підриває фінансовий стан ГП та механізм ПСО.

VIII. У БЕО частка імпорту зростає, але вона не має істотного впливу на конкуренцію та ціну. Значна частка імпортованої електроенергії продається на РДН лише з метою її подальшого реекспорту в країни ЄС. Вірогідно, ДТЕК встановив контроль над аукціонами з розподілу міждержавних перетинів, що дозволяє компанії підтримувати високу ціну на РДН.

IX. Підвищений рівень прозорості є значною перевагою нового ринку. Багато раніше прихованих даних стали доступними, що дозволяє краще оцінювати тенденції. Потрібно ще багато зробити для досягнення рівня прозорості, який би зрівнявся із сформованими ринками, та для залучення нових учасників ринку.

X. Якщо основні структурні недоліки ринку не будуть усунені, будь-які незначні зміни чи виправлення не призведуть до нормального функціонування ринку. Концентрація на ринку та відсутність конкуренції, як в оптовому, так і у роздрібному сегментах, повинні бути вирішені якнайшвидше. Адміністративний контроль за цінами повинен бути поступово припинений.

Україна відкрила оптовий ринок електроенергії 1 липня 2019 року. Цей Моніторинг відкриття ринку електроенергії (МЕМО) є частиною серії аналітичних публікацій, метою яких є висвітлення ключових змін на ринку, що розвивається. МЕМО призначений для надання професійної та незалежної поглибленої оцінки та аналізу на основі даних щодо українського ринку електроенергії.

Low Carbon Ukraine
Policy advice on low-carbon policies for Ukraine

Supported by:
Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety

based on a decision of the German Bundestag

Вступ

Глосарій 3

Огляд регуляторної бази 4

Загальна структура ринку ОЕС 6

Загальна структура ринку БЕО 7

Огляд організованих сегментів оптового ринку ОЕС 8

Детальний огляд РДН ОЕС 10

Міждержавна торгівля ОЕС 11

Огляд організованих сегментів оптового ринку БЕО 12

Детальний огляд РДН БЕО 14

Міждержавна торгівля БЕО 15

Двосторонні договори ОЕС 16

Системні проблеми на ринку 18

Прозорість на ринку 19

Глосарій

Абревіатура	Повна назва	Деталі
АЕС	Атомна електростанція	
БЕО	Бурштинський енергетичний острів	Торгова зона, синхронізована з ENTSO-e
БР	Балансуючий ринок	Остання стадія торгівлі електроенергією
ВДЕ	Відновлювані джерела енергії	
ВДР	Внутрішньодобовий ринок	Ринок для купівлі-продажу електроенергії протягом доби
ГАЕС	Гідроакумулююча електростанція	
ГЕС	Гідроелектростанція	
ГП	ДП "Гарантований покупець"	Державне підприємство, покупець усієї електроенергії з ВДЕ та частини енергії в рамках механізму ПСО
ДП	Допоміжні послуги	Частина балансуючого рику у формі послуг з надання резервів учасниками ринку оператору системи
ЕА	ДП НАЕК "Енергоатом"	Державне підприємство – оператор атомних електростанцій
Закон	Закон України "Про ринок електроенергії"	
ЗТ	"Зелений" тариф	Регуляторний механізм для стимулювання інвестицій у ВДЕ
КМУ	Кабінет Міністрів України	
LCU	Проект "Low Carbon Ukraine"	
Мінекоенерго	Міністерство енергетики та захисту довкілля України	
MMS	Система управління ринком	Програмне забезпечення, яке використовує УЕ для обслуговування та управління балансуючого ринку
НКРЕКП	Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг	Енергетичний регулятор
ОЕС	Об'єднана енергетична система	Українська материкова торгова зона, синхронізована з Росією
ОР	Оператор ринку	Державне підприємство – оператор ринків "на добу наперед" та внутрішньодобового ринку
ОРЕ	Оптовий ринок електроенергії	
ОСП	Оператор системи передачі	
ОСР	Оператор системи розподілу	
ПБС	Позабіржовий сегмент	Торгівля між двома сторонами без нагляду біржі
ПОН	Постачальник "останньої надії"	
ПСО	Покладення спеціальних обов'язків	Регуляторний інструмент для вирішення потреб енергетичного сектору
ПУП	Постачальник універсальної послуги	
РВЧ	Резерв відновлення частоти	Допоміжна послуга, вторинний резерв: автоматичний (аРВЧ) та ручний (рРВЧ)
РДД	Ринок двосторонніх договорів	Нерегульований сегмент ринку
РДН	Ринок "на добу наперед"	Ринок для купівлі-продажу енергії на наступні 24 години
REMIT	Регламент ЄС щодо цілісності та прозорості оптового енергетичного ринку	
РЗ	Резерв заміщення	Допоміжна послуга, третинний резерв
РПЧ	Резерв підтримки частоти	Допоміжна послуга, первийнний резерв
СВБ	Сторона відповідальна за баланс	Учасник ринку, відповідальний за врегулювання небалансів
СНЕ	Система накопичення енергії	
СНЕА	Система накопичення енергії з використанням акумуляторів	
ТЕС	Теплова електростанція	
ТЕЦ	Теплоелектроцентраль	
УГЕ	ПрАТ "Укргідроенерго"	Державне підприємство – оператор великих гідроелектростанцій
УЕ	ПрАТ "НЕК Укренерго"	Український оператор системи передачі, оператор балансуючого ринку
УЕБ	Українська енергетична біржа	Приватна компанія, незалежна товарна енергетична біржа

Огляд регуляторної бази

Огляд

З моменту відкриття українського ринку електроенергії 8 місяців тому законодавча база постійно змінювалась. За цей час було внесено 16 змін до різних законодавчих актів, та щонайменше 4 очікуються в наступному кварталі. Це зміни як до первинного так і вторинного законодавства.

Ми висвітлили зміни, які мали значний ефект на ринок та згрупували їх за відповідними законодавчими актами первинного та вторинного законодавства в 4 підгрупи (Рисунок 1):

- Закон про ринок електроенергії (Закон)
- Правила ринку (Ринок "на добу наперед"/ внутрішньодобовий, та балансуючий ринок/ринок допоміжних послуг) (Правила)
- Кодекси системи розподілу/передачі) (Кодекси)
- Механізм покладення спеціальних обов'язків щодо постачання домогосподарствам (ПСО);

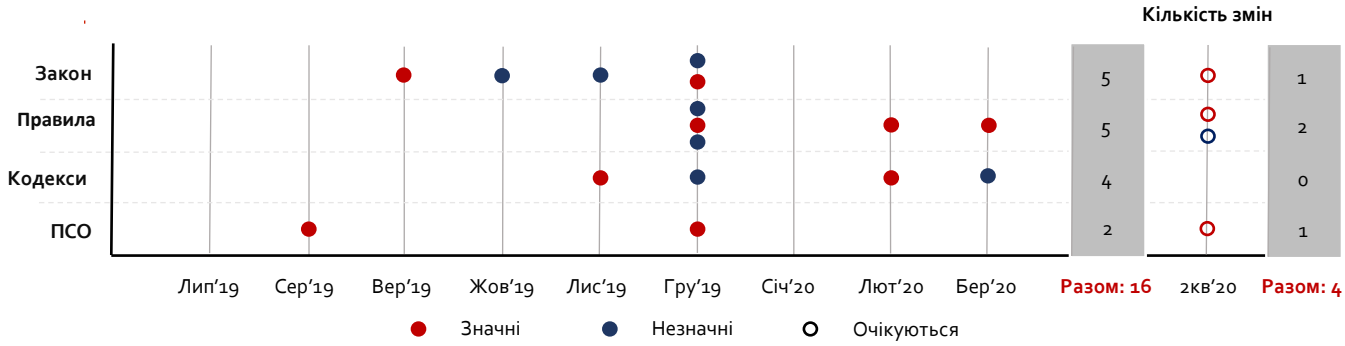
Наслідки

Численні зміни за короткий час створюють неоднозначність для учасників ринку. Більшість внесених змін були спрямовані не на підвищення конкуренції, а на підвищення рівня адміністративного контролю.

Відповідно до чинних норм, Регулятор уповноважений встановлювати цінові обмеження на сегментах ринку. ДП Гарантований Покупець контролює ще третину обсягу ринку в рамках ПСО. Зміни в правилах балансуючого ринку спричинили хаос у січні-лютому 2020 року, знизивши ціни до економічно необґрунтованого рівня протягом деяких годин.

Така мінливість регуляторної бази свідчить про непослідовність підходу органів влади до регулювання та сигналізує про безперервність сильного державного регулювання на ринку.

Рисунок 1. Зміни до регуляторної бази ринку електроенергії



Значні зміни

Цінові обмеження

Зміни до Закону у грудні 2020 р. дозволили НКРЕКП встановлювати цінові обмеження на РДН, ВДР і БР на невизначений термін, порівняно з попереднім кінцевим терміном до квітня 2020 р. Пікові години на РДН/ВДР були продовжені починаючи з березня 2020 р., що теоретично може призвести до підвищення ринкових цін (Рисунок 2)

У грудні 2019 р. змінились правила ціноутворення для небалансів, а цінові обмеження на БР тепер прив'язані до ціни на РДН (Рисунок 3). Це рішення дещо викривило поведінку учасників ринку та знизило ціну до неприродньо низького рівня протягом декількох годин у період з грудня 2019 р. до лютого 2020 року. Ми аналізуємо наслідки на сторінці 8.

Зміни у березні 2020 року до правил ринку представили нову формулу ціноутворення для небалансів та знизили мінімальне цінове обмеження на БР. Починаючи з березня 2020 р. Енергоатому дозволено брати участь у БР.

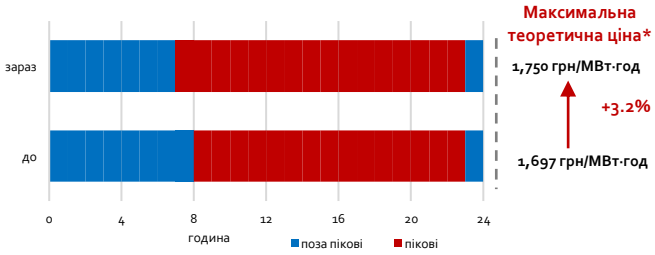
НКРЕКП також була уповноважена переглядати цінові обмеження на РДН, ВДР та БР в разі значних коливань цін. "Значним коливанням" є зміна ціни на 10% порівняно з попередніми 10 днями на РДН і 20% для ВДР та БР. Цінове обмеження не може перевищувати 2,500 грн / МВт·год.

Зміни в міждержавній торгівлі

Східний кордон. Імпорт електроенергії з Росії та Білорусі за двосторонніми угодами був заборонений з моменту запуску ринку. Імпорт було дозволено з жовтня 2019 р., але після негативної політичної реакції імпорт був знову обмежений починаючи з січня 2020 р. Наразі обмежень з продажу імпортованої енергії з Білорусі нема на жодному з сегментів, а продаж імпортованої електроенергії з Росії за двосторонніми договорами та на ВДР прямо заборонений, з можливістю для КМУ зняти заборону з метою запобігання надзвичайній ситуації в ОЕС України. Верховна Рада все ще розглядає можливість заборони будь-якого імпорту зі сходу, включаючи Білорусь, для будь-якого сегменту ринку.

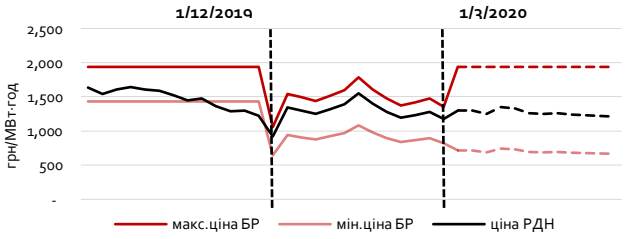
Західний кордон, Бурштинський енергетичний острів (БЕО). З початку 2020 року Укренерго розпочало місячні аукціони з розподілу міждержавних перетинів на кордонах із Словаччиною та Румунією, на додаток до Угорського з 2019 року. З квітня НКРЕКП прийняла важливі зміни до правил розподілу міждержавних перетинів, що набудуть чинності через 6 місяців . Серед ключових змін - запровадження обмежень пропускної спроможності, яка може бути надана одному учаснику, штрафи за недовикористання наданої потужності та зміни до фінансових гарантій. Ці заходи покликані обмежити ринкову владу та зменшити перешкоди для входу на ринок та конкуренції. Деталі ми аналізуємо на сторінці 15.

Рисунок 2. Розподіл цінових обмежень на РДН та ВДР



** виходячи з обсягу торгів РДН протягом лютого 2020 р.*

Рисунок 3. Зміни цінових обмежень на балансуючому ринку



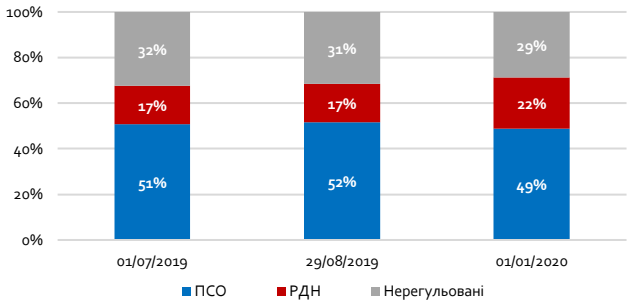
Зміни до ПСО

Загальний підхід до покладення спеціальних обов'язків (ПСО) з постачання електроенергії побутовим споживачам за ціною нижче ринкової залишився незмінним. ПСО змушує ЕА та УГЕ продавати частину їх генерації до ГП за низькою регульованою ціною. Після цього ГП продає електроенергію за низькою ціною постачальникам та може продавати залишки енергії на РДН/ВДР.

Для ГП було встановлено власні цінові обмеження, прив'язані до загально-ринкових цінових обмежень. Це вплинуло на поведінку учасників ринку, оскільки стратегія ГП стала більш передбачуваною.

Чинна модель ПСО все ще створює значні викривлення на ринку, зменшує рівень конкуренції на різних сегментах та тримає половину ринку під суворим адміністративним контролем.

Рисунок 4. Зміна регулювання об'ємів на ринку



Джерело: Розрахунки LCU на основі Прогнозного балансу електроенергії на 2020 р.

Ринок допоміжних послуг

Ринок допоміжних послуг (ДП) не було запущено разом з ринком електроенергії, наразі він не працює на повну. До цього часу функціонування сегменту ДП стримувалось нереалістичними процедур моніторингу надання послуг та відсутністю сертифікованих постачальників.

В листопаді 2019 було введено спрощену процедуру сертифікації постачальників ДП та змінено методологію ціноутворення в березні 2020.

На сьогодні двоє постачальників із 10 сертифікованими установками (2 теплові та 8 гідро) можуть надавати допоміжні послуги. За оцінками Укренерго (УЕ) ринок ДП наразі характеризується відсутністю конкуренції. Через це УЕ не буде проводити довгострокові аукціони в 2020 році, лише добові.

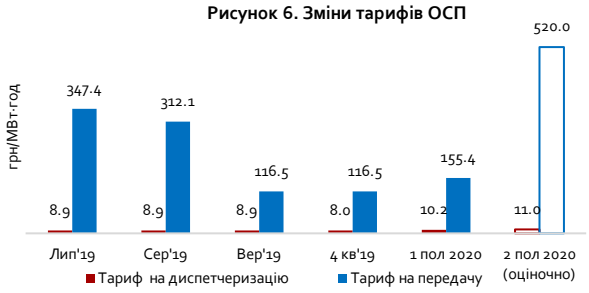
Ціни на ДП також регульовані: 801 грн/МВт для первинного та автоматичного вторинного резерву, 512.27 грн/МВт для ручного вторинного резерву на завантаження та 289.27 грн/МВт ручного вторинного резерву на розвантаження. Сегмент ДП відрізняється недостатнім рівнем прозорості, що ми аналізуємо на сторінці 19.

Зміни тарифів ОСП

З моменту запуску ринку тарифи ОСП переглядались 4 рази (Рисунок 6). Рушійним фактором змін були оцінки виплат на підтримку ВДЕ, які закладаються в тариф на передачу. Тариф, чинний з січня 2020 року збільшився в основному через:

1) покриття технологічні втрат операторами систем за рахунок придбання енергії на ринку
2) коригування для покриття зростаючих об'ємів з ВДЕ.

Рисунок 6. Зміни тарифів ОСП

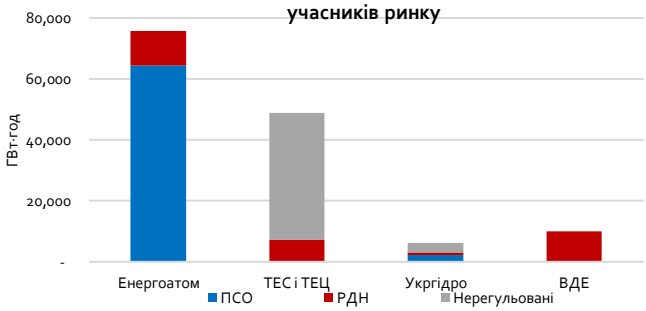


Регулювання об'ємів на ринку

До 31/12/2025 встановлено збільшену частку обов'язкового продажу на РДН для усіх виробників електроенергії (окрім ВДЕ) з 10% до 15%. Імпортери також зобов'язані продавати 15% своїх об'ємів на РДН з 2020 р. НКРЕКП може збільшити поріг продажу до 30%. ВДЕ підлягає продажу на РДН/ВДР у повному обсязі.

У рамках чинної моделі ринку близько 1/5 об'ємів на ринку гарантовано підлягають продажу на РДН. Найменше регуляторних обмежень покладено на об'єми електроенергії з теплових електростанцій, які в основному реалізуються на позабіржовому сегменті за двосторонніми договорами. Уся атомна електроенергія підлягає продажу на регульованих сегментах, більшість - за регульованою ціною. Такий розподіл створює монополістичні ситуації на різних сегментах ринку.

Рисунок 5. Регулювання об'ємів на ринку в розрізі учасників ринку



Джерело: розрахунки LCU на основі Прогнозного балансу електроенергії на 2020 р.

В лютому 2020 НКРЕКП зобов'язала експортерів електроенергії сплачувати тариф на передачу. Ці зміни були оскаржені експортерами та отримали критику Секретаріату Енергетичного Співтовариства як такі, що суперечать тарифним принципам Entso-e. Наразі відповідне рішення НКРЕКП заблоковано рішенням суду.

За оцінками LCU сума на підтримку ВДЕ, закладена в тариф ОСП, складає лише 2/3 необхідної суми. Це вже призвело до накопичення заборгованості Укренерго перед ГП та в свою чергу перед виробниками з ВДЕ, що ми коротко аналізуємо на сторінці 18. Ми вважаємо, що перегляд тарифу неминучий у 2020 році для забезпечення стабільності роботи системи.

Очікування

УЕ працює над подальшими змінами до Кодексів, Правил ринку та Кодексу комерційного обліку, щоб «перезавантажити» ринок допоміжних послуг, зробити балансуючий ринок більш ефективним та забезпечити більшу прозорість на ринку електроенергії.

Проект змін до Закону України «Про ринок електроенергії» щодо систем накопичення наразі обговорюється в енергетичному комітеті ВРУ. LCU аналізує цю ініціативу в окремому аналітичному документі.

Проект змін до Правил Ринку, опублікований НКРЕКП, пропонує повністю скасувати цінові обмеження на балансуючому ринку.

НКРЕКП опублікувала проект змін до RAB-тарифоутворення для публічного обговорення. Пропонується змінити ставки компенсації активів ОСР з 12,5% (для старих та нових активів) на 1% для старих активів та 15% - для нових.

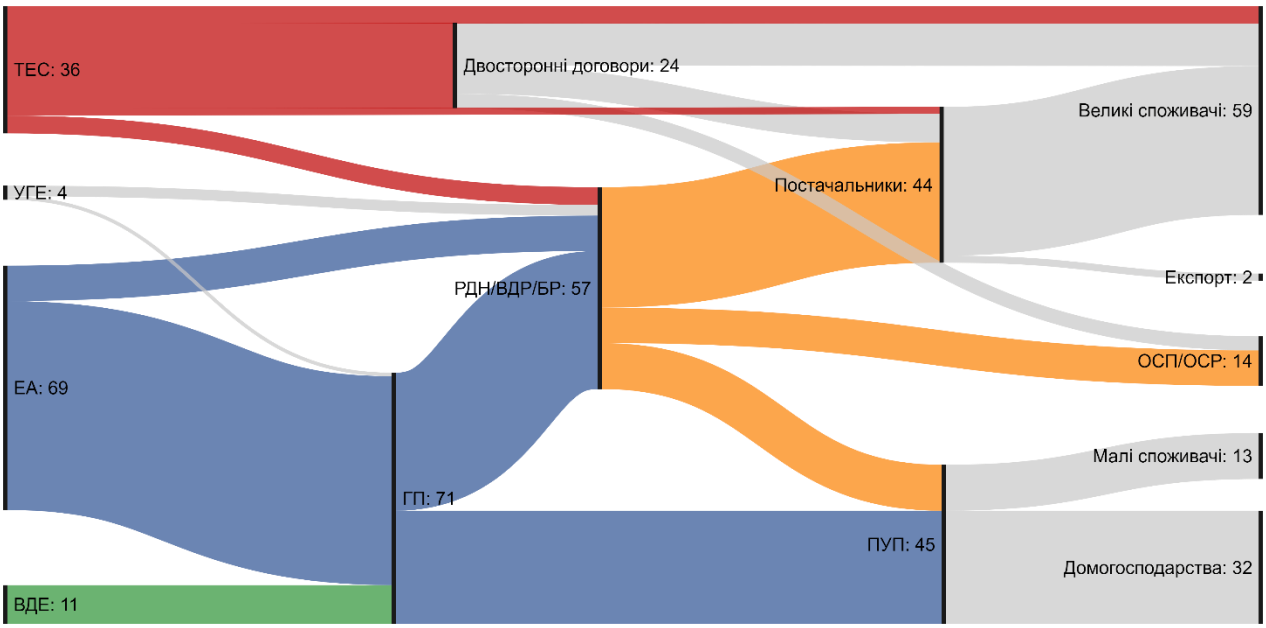
Мінекоенерго висловило намір змінити дизайн механізму ПСО у 2020 році для мінімізації чи повного уникнення ринкових викривлень. Проте проект ПСО, який нещодавно опублікували, не містить значних змін механізму. Серед основних пропозицій - можливість ГП продавати електроенергію за двосторонніми договорами та встановлення нижчого цінового обмеження для ГП на РДН/ВДР з метою зниження ціни на РДН.

Цей розділ містить спрощене графічне зображення об'ємів електроенергії та грошових потоків на українському ринку електроенергії. Розрахунки були зроблені LCU на основі прогнозного балансу електроенергії на 2020 рік, нашому аналізі та припущеннях щодо основних даних ринку, базуючись на чинному законодавстві.

Цифри, наведені нижче ілюструють нетто потоки електроенергії між основними групами учасників ринку та сегментами ринку (зліва направо). Грошові потоки (з права наліво) представлені лише компонентом електроенергії, тобто за виключенням інших компонентів кінцевої ціни електроенергії (тарифи ОСП, ОСР, податки, мита тощо) для спрощеного сприйняття.

Торгова зона ОЕС є дуже зарегульованою, з механізмом ПСО для домогосподарств, який порушує конкуренцію та впливає на грошові потоки. Організовані сегменти (РДН/ВДР/БР на Рисунках 7, 8), де переважно домінує атомна енергія, розділені між двома великими гравцями – ЕА та ГП. Сегмент двосторонніх договорів контролюють переважно приватні ТЕС без серйозної конкуренції. Така модель дозволяє ТЕС виводити споживання внутрішньо-групових споживачів та споживання домогосподарств через ПСО за межі ринку, знижуючи попит на організованих сегментах. Ціни для домогосподарств встановлюються адміністративно нижче оптових цін. Діяльність ГП на ринку є дуже зарегульованою.

Рисунок 7. Об'єми електроенергії на ринку [ОЕС, ТВ·год]

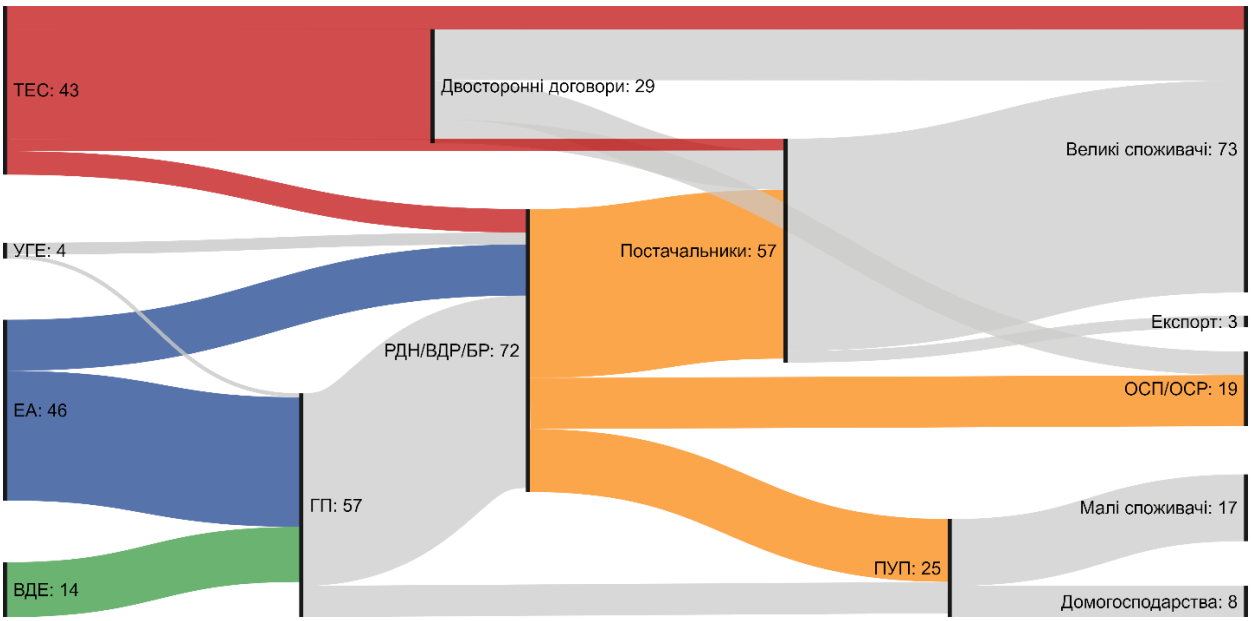


Джерело: розрахунки LCU

Загальний оборот ринку складає приблизно 121 ТВт-год та близько 120 млрд грн (лише компонент електроенергії без урахування інших тарифів, підтримки ВДЕ тощо)

За механізмом ПСО ЕА продає ГП енергію за ціною 567 грн/МВт.год, УГЕ продає ГП енергію по 674 грн/МВт.год, у той час як тариф для домогосподарств у деяких регіонах не покриває навіть ці низькі ціни.

Рисунок 8. Грошовий потік на ринку* [ОЕС, млрд. грн.]



**Лише компонент електричної енергії, інші компоненти кінцевої ціни, наприклад тарифи ОСР/ОСП, не враховуються.*

Джерело: Розрахунки LCU

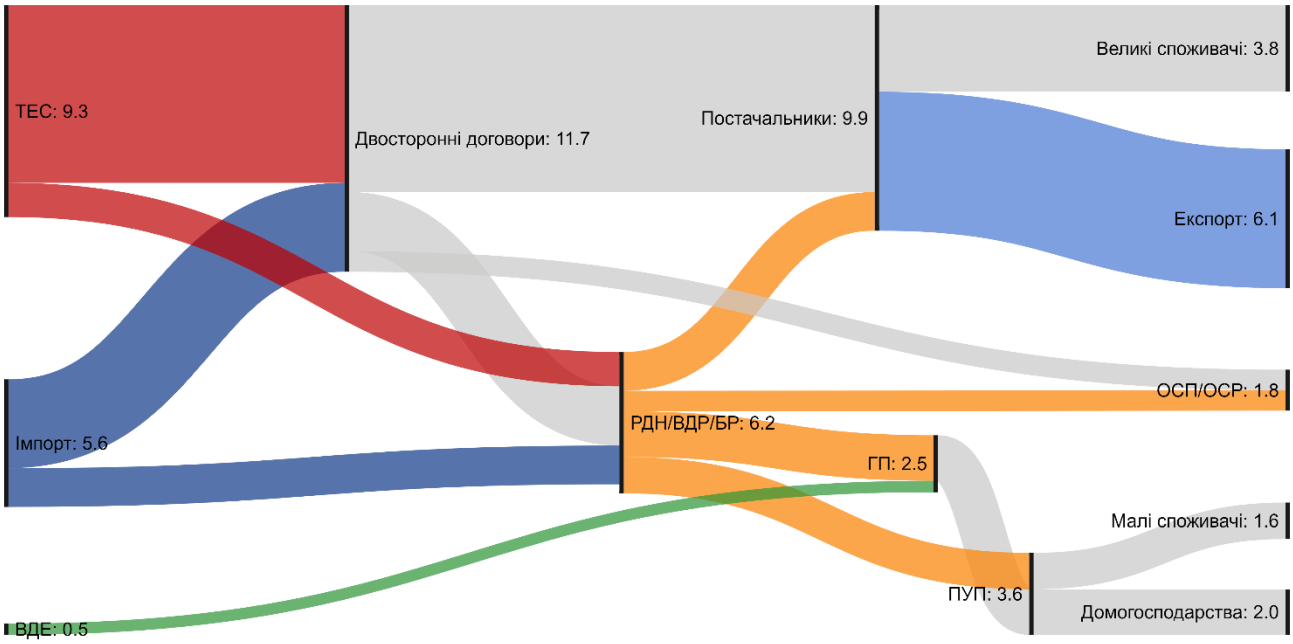
Торгова зона БЕО синхронізована з ENTSO-e та від'єднана від ОЕС, що створює тут зовсім інше ринкове середовище.

ГП купує на БЕО електроенергію в рамках ПСО для постачання домогосподарствам, оскільки в цій зоні немає постачання з АЕС або ГЕС. У той же час, ГП продає енергію з ВДЕ на РДН, іноді навіть купуючи електроенергію у себе.

За підрахунками LCU, значний обсяг імпортованої електроенергії проходить через РДН в БЕО (детальніше на сторінці 15). Ця електроенергія, вірогідно, реекспортується назад до ЄС.

Виробництво електроенергії у БЕО відрізняється значною концентрацією та контролюється на > 90 % Бурштинською ТЕС, якою володіє група компаній ДТЕК. Наш аналіз показує, що ДТЕК також контролює більшість перетинів на імпорт, що дозволяє їм встановлювати сильний контроль над цінами на всіх сегментах ринку.

Рисунок 9. Обсяг електроенергії на ринку [БЕО, ТВ·год]

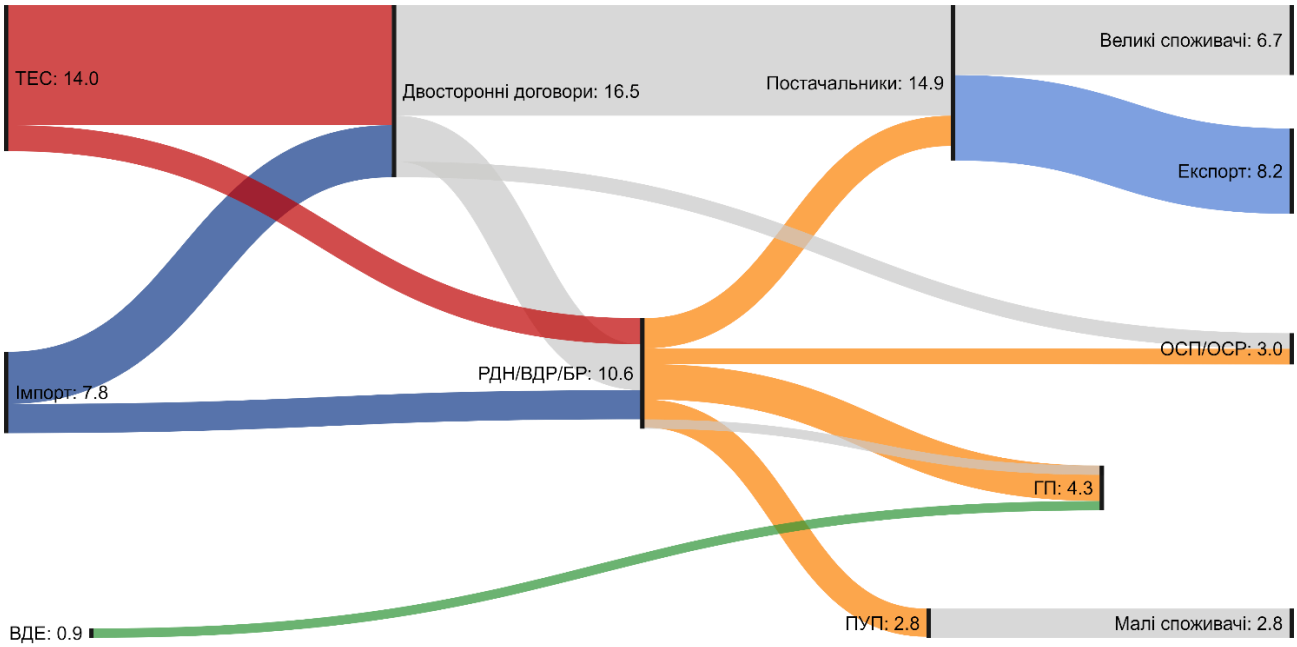


Джерело: розрахунки LCU

Загальний ринковий оборот становить близько 15 ТВт-год і близько 13 млрд. грн. (лише компонент електроенергії без урахування інших тарифів, мит тощо та обсягів ре-експорту).

Ціна в БЕО завжди була вищою, ніж в ОЕС, як результат ринкової влади.

Рисунок 10. Грошовий потік на ринку * [БЕО, млрд. Грн.]



**Лише компонент електричної енергії, інші компоненти кінцевої ціни, наприклад тарифи ОСР/ОСП, не враховуються.*
Джерело: Розрахунки LCU

Оптовий ринок електроенергії мав певний період стабільності після чого знов поринув у турбулентність, яка досі триває. Ми визначили 4 фази, якій пройшов оптовий ринок за період, який ми аналізуємо у цьому звіті. Кожна з фаз була проаналізована з використанням набору даних з організованих сегментів, що дає вичерпну картину пов'язаних реакцій на ринку.

Фаза I: липень-вересень 2019. Стабільні об'єми торгівлі на РДН, обсяг пропозиції чітко відповідає попиту у пікові години, наявний дефіцит пропозиції в поза-пікові години (Рисунки 11,15). Це призвело до стабільно високих цін з мінімальним відхиленням від цінових обмежень.

Це співпадає зі стабільним середнім навантаженням, відносно низькою генерацією АЕС і відносно невеликою кількістю активацій на балансуючому ринку. Фаза I є періодом стабільного використання монопольного становища.

Протягом Фази I ціни були на найвищому рівні. Тут спостерігається тісна кореляція між виробництвом АЕС та пропозицією на РДН (Рисунок 16). Стабільне навантаження та відпуск АЕС нормалізували ситуацію на балансуючому ринку на 3 місяці, поки вплив змін до законодавства був незначним.

Фаза II: жовтень-листопад 2019. Ціни почали падати зі значним відривом від цінових обмежень, досягаючи стабільного результату протягом одного тижня нижче 1,000 грн/МВт год. Це швидше за все спричинено збільшенням відпуску АЕС одночасно з виводом частини попиту з РДН. Коливання у виробництві ТЕС не вплинули на пропозицію. ТЕС не мали значного впливу на РДН, що можна побачити в аналізі часток на ринку (Рисунок 17). ТЕС спрямували свої об'єми на БР, оскільки на РДН атомна енергія складала їм серйозну конкуренцію.

Середня частка РДН зменшилась та залишилась стабільною. У той час навантаження зростало, як вслід за ним і відпуск АЕС. У ринковій структурі РДН з боку продавця домінує атомна енергія (Рисунок 17), таке збільшення пропозиції АЕС призвело до того, що дефіцит пропозиції поступово перетворювався на надлишок як у пікові та і в поза-пікові години.

Цей надлишок в системі вплинув також на ТЕС, які мали складнощі в торгівлі на РДН. Ми можемо спостерігати збільшення активацій на розвантаження на балансуючому ринку, що спричинило зменшення відпуску ТЕС протягом кількох тижнів. На противагу, ціни резервів на завантаження на БР зросли, що, ймовірно, було наслідком обмеженої пропозиції в сегменті. Дані диспетчерських команд ОСП з аварійної безпеки, що виходять за межі ранжиру заявок на БР, публікуються починаючи з листопада 2019 р. Наш аналіз виявив значну кількість таких аварійних команд, що свідчить про те, що гравці ринку схильні створювати штучний дефіцит заявок.

Ціни на РДН починають падати нижче мінімального цінового обмеження на БР, що спричинило перегляд правил БР, Цінові обмеження на БР прив'язали до результатів РДН з грудня 2019 р.

Фаза III: грудень 2019 – сер. січня 2020. Частка РДН повертається до рівня Фази I, в основному через зростання попиту, оскільки ОСР та ОСП виходять на ринок у 2020 році. Ціни починають повільно зростати, пікові ціни не досягають максимально можливих, а поза-пікові ціни повертаються до рівня цінових обмежень. У той самий час пропозиція на РДН перевищує попит у пікові та поза-пікові години. Пропозиція в поза-пікові години починає стрімко зростати, тоді як ціни залишаються незмінними. Відсутність змін ціни в поза-пікові години в умовах зростання рівня пропозиції свідчить про те, що гравці на ринку виставляли свої найвищі ціни в заявках.

У той самий час ГП починає продавати все менше енергії на РДН, що призводить до продажу його надлишку як небалансу за нижчими цінами.

Фаза IV сер. січня – лютий 2020. Ціни на РДН знову падають, надлишок пропозиції на РДН досягає найвищого за увесь період рівня навіть за умови стабільного навантаження та відпуску АЕС. ЕА та ГП не в змозі продати більшість енергії на РДН. Зростання об'ємів продажу на ВДР спричинене спробами ЕА та ГП уникнути продажу енергії за нижчою ціною небалансів. Усе більше атомної енергії йде в небаланси, що знижує ціни на БР. ТЕС ще більше витіснені з РДН поки кількість активацій на балансуючому ринку знижується. В свою чергу, низькі ціни на БР можливо стримулюють гравців не подавати всі можливі заявки на БР.

Недосконалі правила балансуючого ринку та штучна пропозиція на РДН

Протягом Фаз III та VI надлишок атомної енергії заполонив РДН. Відповідно до ринкових правил АЕС чи ГП не мали можливості продати їх надлишки за двосторонніми договорами. Це спричинило продаж значної частки відпуску АЕС, а протягом деяких годин – й усього відпуску, як небалансу. Відповідно до правил БР, ціна цих небалансів постійно була приблизно на 30% нижча, ніж ціна на РДН.

Така стабільна ситуація на ринку дозволила трейдерам змінити стратегію та знайти схему, яка б відповідала чинним правилам. Вони могли продати будь-який об'єм енергії на РДН, обмежений лише розміром фінансової гарантії, не маючи навіть джерела цих обсягів. Розрахунки на РДН відбувається щодня з миттєвою виплатою коштів. Пізніше на БР, позиція небалансу для таких трейдерів є негативною, що змушувало їх купувати енергію за ціною небалансу. Оскільки ціна небалансів у період з високим надлишком була завжди нижчою, ніж на РДН, трейдери просто отримували маржу на різниці цін.

Ця схема підняла пропозицію на РДН до необґрунтовано високого рівня, витісняючи ще більше АЕС з ринку в небаланси та створюючи ефект позитивного зворотного зв'язку. Ця 'лазівка' спричинила витік мільйонів гривень із системи, перерозподіляючи грошовий потік від ЕА та ГП до спекулятивних постачальників.

Зміни до правил БР, що діють з березня 2020 року, ввели дві різні ціни небалансу для сторін відповідальних за баланс. СВБ тепер або продають свій позитивний небаланс за ціною, нижчою від РДН, або купують свій негативний небаланс за ціною, вищою, ніж на РДН. Це фактично закрило лазівку, але завдана шкода лише простимулювала зростаючу кризу на ринку, яку ми коротко описуємо на сторінці 19.

Структура РДН

На РДН домінує енергія з АЕС та ВДЕ. Сумарна частка ЕА та ГП складає 65-70%. З боку попиту половину об'ємів купують постачальники за вільними цінами. Підвищення попиту в січні 2020 року було спричинене змінами ПСО, які набрали чинності у січні 2020 року. Було введено більш суворий контроль за об'ємами споживання домогосподарств, що змусило ПУП купувати менше енергії у ГП за низькою ціною та виходити на ринок. Оператори систем тепер купують на ринку енергію для покриття технологічних втрат. Сумарна частка ПУП-ОСП-ОСР на РДН складає приблизно 45%.

У Фазі IV, попит на РДН падає порівняно зі стабільним рівнем споживання. Це означає, що попит змістився з РДН на, швидше за все, БР. Постачальники могли просто чекати можливість купити небаланси за ціною, нижчою, ніж на РДН та здійснювати виплати із затримкою, на противагу щоденним розрахункам на РДН.

Частка ТЕС на РДН складає 10-15%. Найвирогідніше, вони схильні продавати енергію за двосторонніми договорами, оскільки мають майже ексклюзивний доступ до цього сегменту. Ми аналізуємо деталі сегменту двосторонніх договорів на сторінці 16.

Рисунок 11. Ціни на РДН/ВДР [ОЕС]

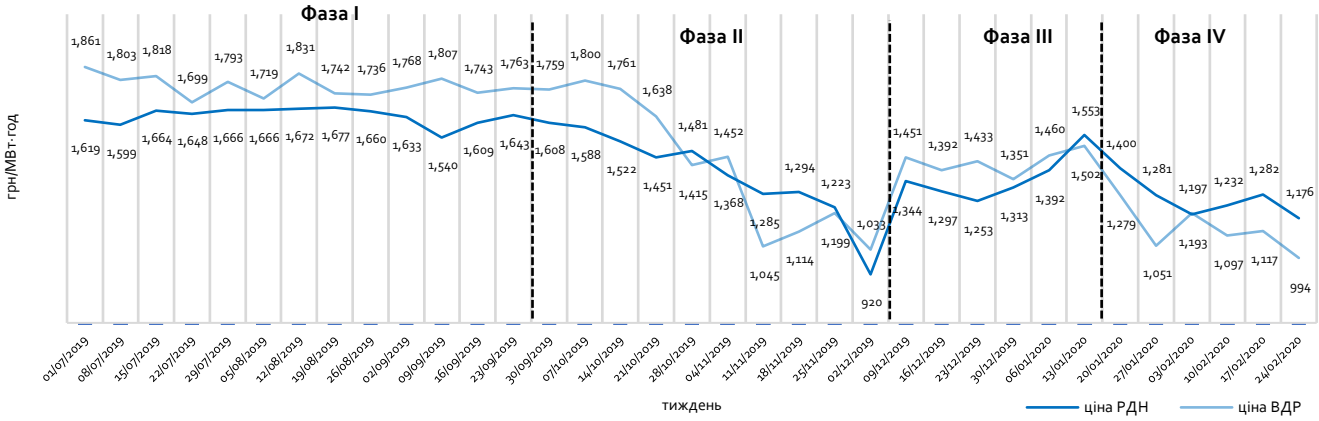


Рисунок 12. Обсяги торгів [ОЕС]

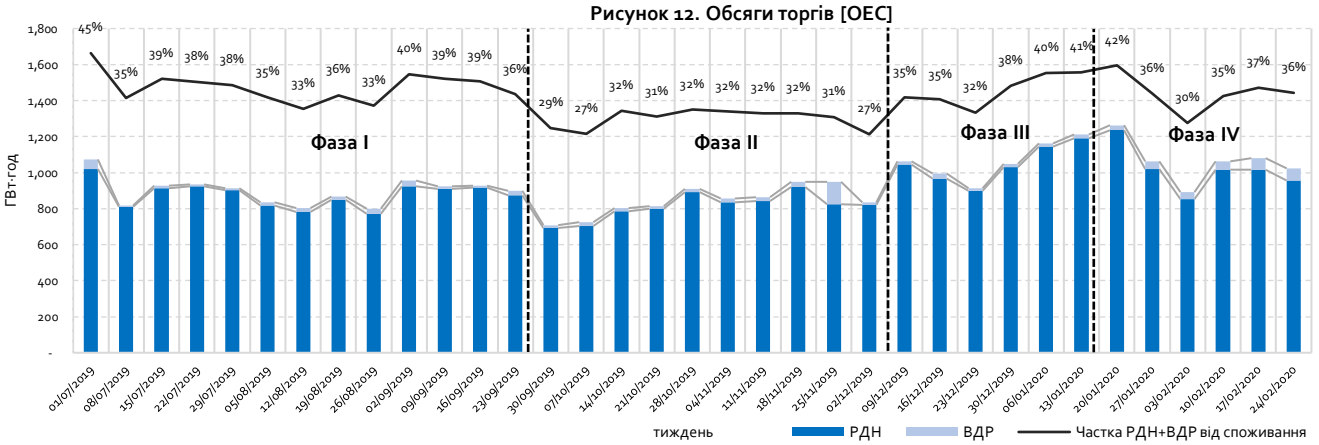


Рисунок 13. Ціни на Балансуючому Ринку [ОЕС]

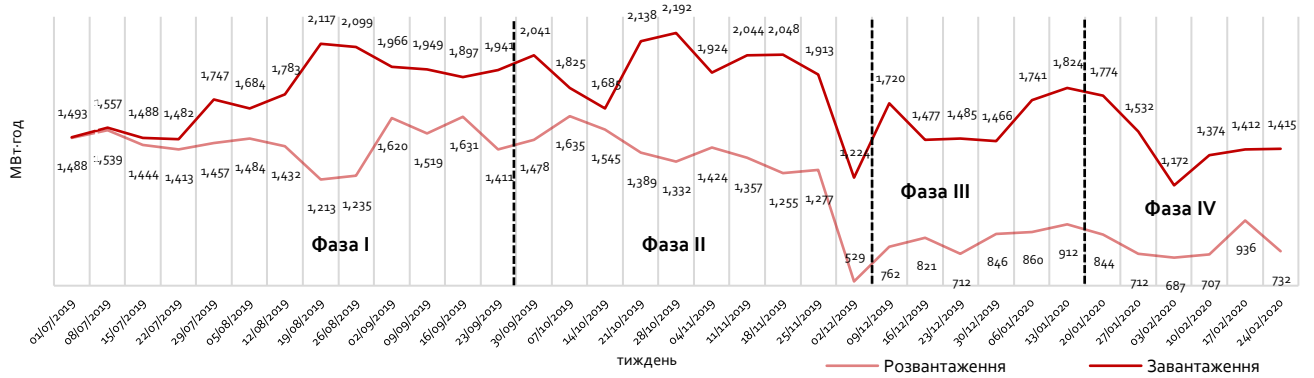
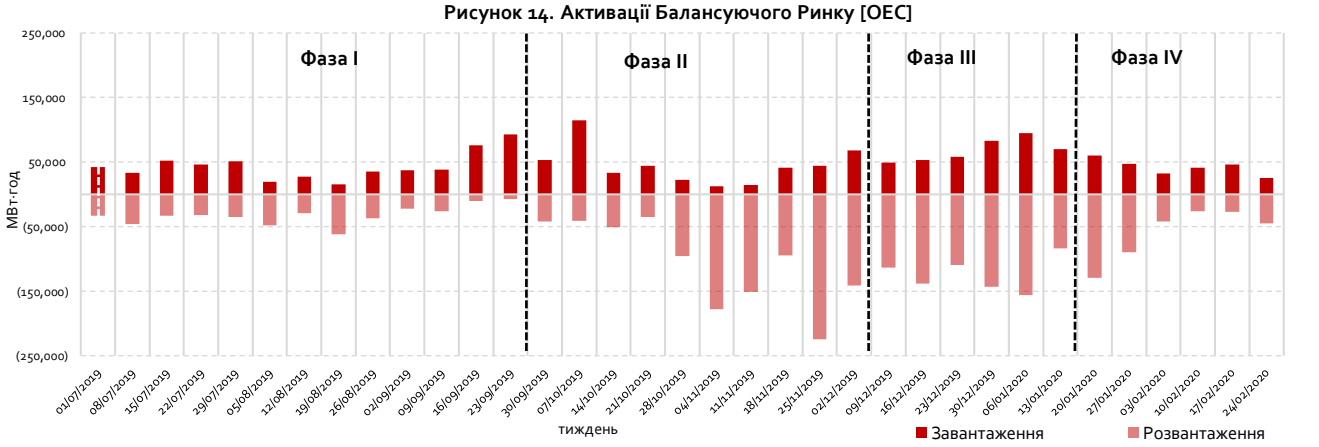


Рисунок 14. Активації Балансуючого Ринку [ОЕС]



Джерело: дані Оператора ринку, дані Укренерго, розрахунки LCU

Рисунок 15. Середня погодинна різниця між пропозицією та попитом та відхилення цін від цінових обмежень на РДН [ОЕС]

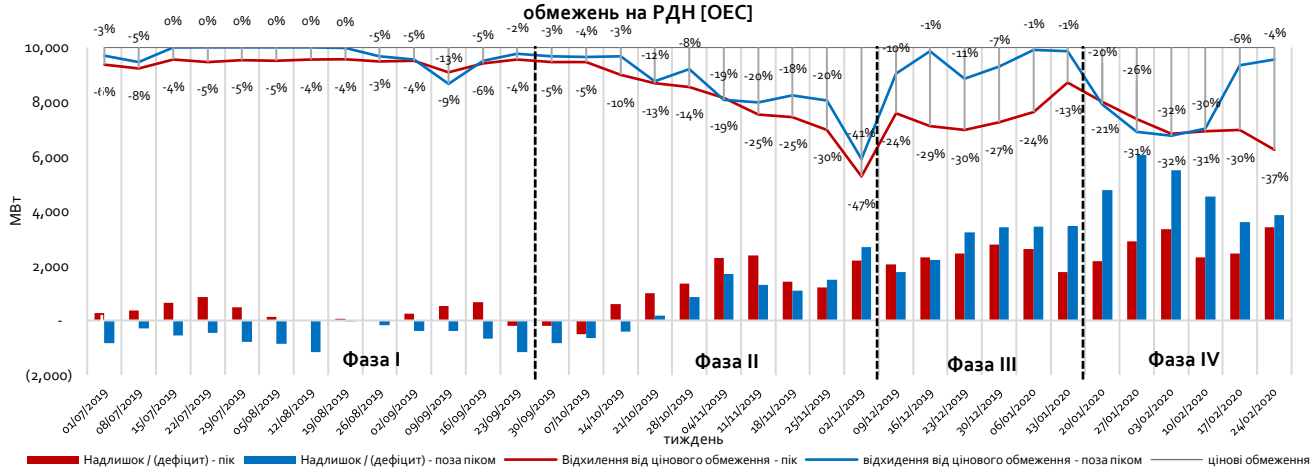


Рисунок 16. Профілі середнього навантаження та попит/пропозиція на РДН [ОЕС]

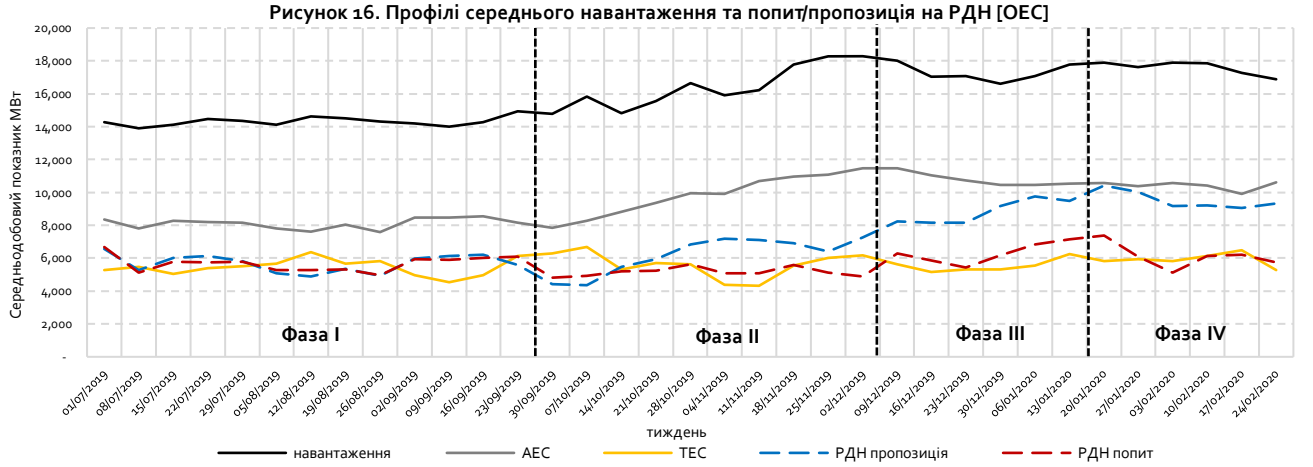


Рисунок 17. Покупці (зліва) та продавці (справа) на РДН - структура обсягу торгівлі [ОЕС]

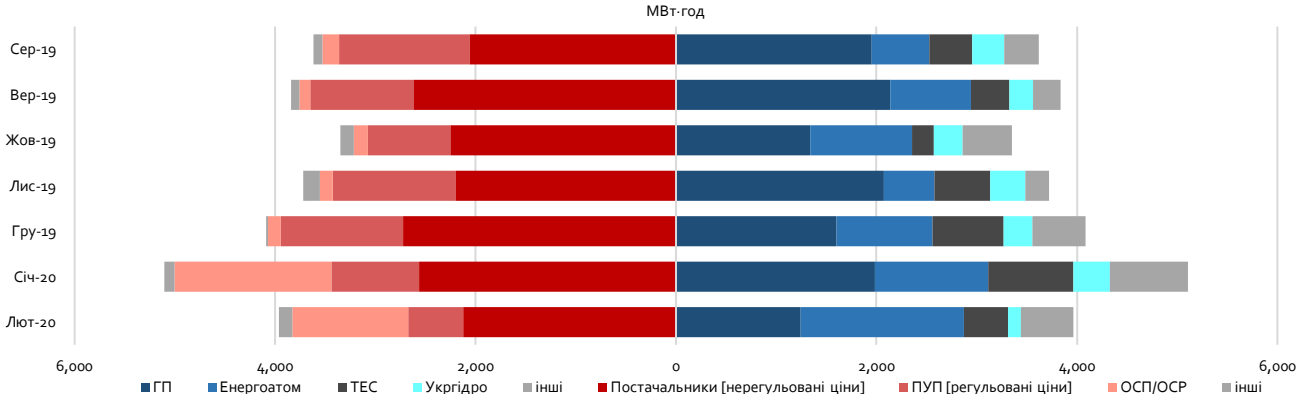
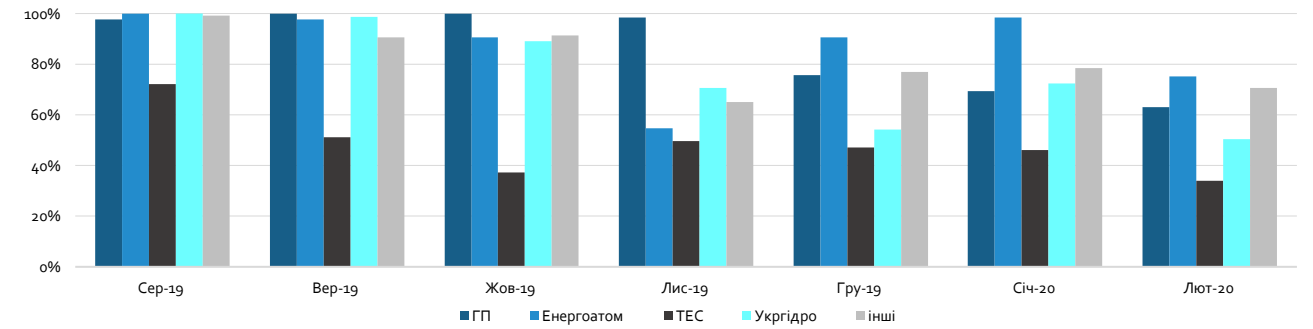


Рисунок 18. Реалізація заявок на РДН [ОЕС]



Джерело: Дані Оператора Ринку, дані Укренерго, розрахунки LCU

Імпорт з Росії та Білорусі був дозволений з моменту відкриття ринку. Обмеження полягало лише в тому, що обсяги неможливо було продати за двосторонніми договорами, змушуючи імпортерів торгувати на організованих сегментах. У жовтні 2019 р. це обмеження було знято. Трейдери почали імпортувати з Росії і, швидше за все, продавати за двосторонніми договорами. Це викликало політичну дискусію, в результаті якої було накладено нові обмеження, які діють з січня 2020 р.

Зараз імпортовані об'єми з Росії дозволено продавати тільки на РДН, і КМУ тепер має право заборонити імпорт з Росії в разі надзвичайних ситуацій в системі. Імпорт з Білорусі не обмежений способами продажу імпортованих об'ємів. Однак зараз всі імпортери повинні продати щонайменше 15% своїх обсягів на РДН як в ОЕС, так і в БЕО.

Це призвело до незначних обсягів імпорту у січні-лютому 2020 р., приблизно 2% обсягу торгів на РДН (Рисунок 19). Наразі імпорт в ОЕС в багатьох випадках обмежується системним оператором. Імпорт був фактично зупинений у квітні 2020 р. до кінця карантину.

Як видно з аукціонів на розподіл міждержавних перетинів (Рисунок 20), значну частку придбав трейдер, пов'язаний з оператором вугільної ТЕС "Донбасенерго", що суперечить активній критиці щодо імпорту як загрози стабільності системи України з боку ДТЕК. ДТЕК купували перетини на імпорт після відкриття ринку, але почали критикувати, коли не вдалося отримати перетини з листопада 2019 р. Зокрема, ДТЕК контролює більшість експортних перетинів і навіть зарезервував перетин для експорту в Білорусь на 2020 р..

Рисунок 19. Імпорт з Росії та Білорусі [ОЕС]

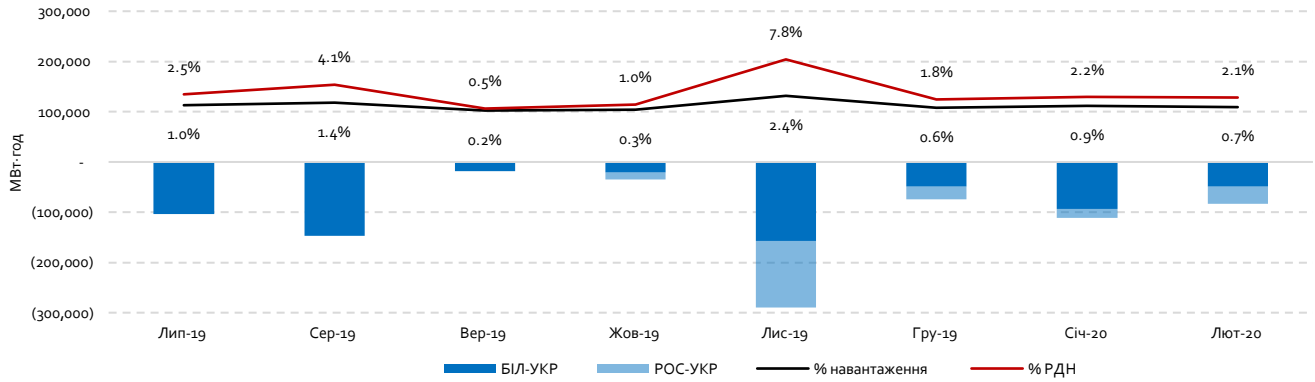
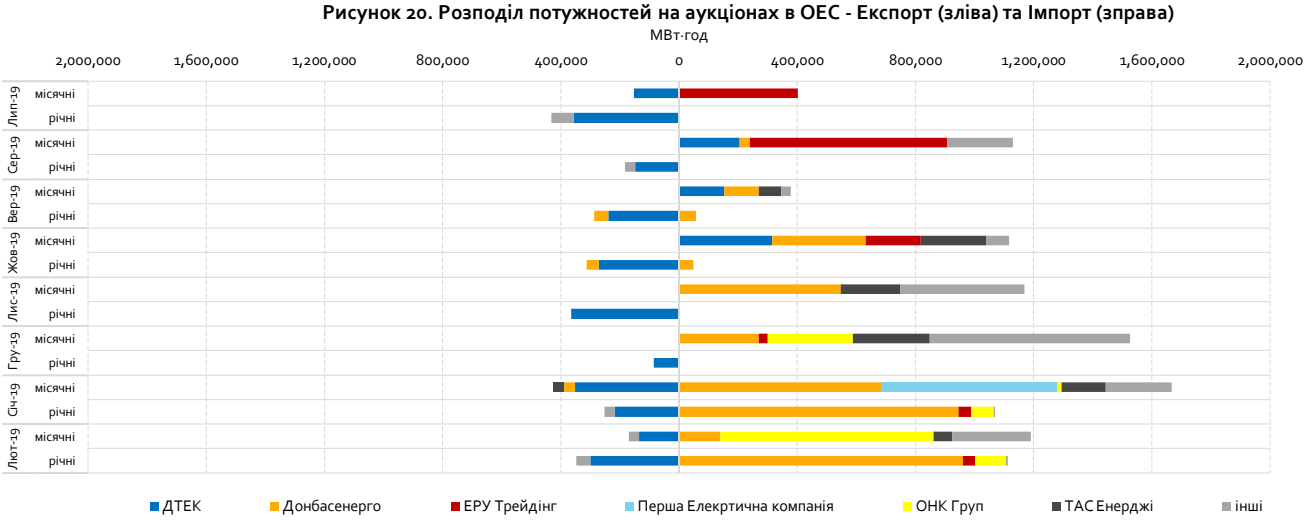


Рисунок 20. Розподіл потужностей на аукціонах в ОЕС - Експорт (зліва) та Імпорт (зправа)



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

Примітка: Назви компаній представляють собою сукупність компаній, що відносяться до зазначеної групи (наприклад, ДТЕК включає дві компанії ДТЕК Павлоградвугілля та Д.Трейдінг)

У грудні 2019 р. LCU провів детальний аналіз імпорту з Росії та Білорусі та визначив як позитивний, так і негативний потенційний вплив. Посилення конкуренції вплинуло на поведінку учасників ринку, що призвело до меншої кількості заявок за високими цінами на РДН. У той же час збільшення імпорту означало втрату прибутків для українських виробників.

У будь-якому випадку обсяги імпорту, які спостерігались протягом липня 2019 - лютого 2020, не могли суттєво вплинути на ринкові ціни. На зниження цін на РДН в листопаді 2019 р., ймовірно, впливали внутрішні фактори та зміна ринкової поведінки, а не прямий вплив імпорту на загальну пропозицію. Більшість імпортованих об'ємів, ймовірно, продавались за двосторонніми договорами, оскільки до 2020 року імпортери не зобов'язані були продавати лише на РДН.

Висновки

- Обсяг імпорту з Росії та Білорусі незначний і не може вплинути на ціну РДН безпосередньо.
- Імпортний потенціал сконцентрований в руках трьох або чотирьох великих трейдерів.
- Серед перетинів на експорт домінує ДТЕК (до Молдови, Польщі та навіть Білорусі)
- Сам факт можливої конкуренції з боку дешевшого імпорту міг змусити учасників ринку подавати заявки з нижчими цінами на РДН.
- Найактивнішу критику щодо імпорту з Росії та Білорусі висловлює учасник ринку, який не зміг забезпечити імпортний потенціал, і який конкурує з імпортом в сегменті двосторонніх договорі.

Торгова зона БЕО синхронізована з ENTSO-e та від'єднана від української об'єднаної енергетичної системи (ОЕС). Вона використовується операторами систем сусідніх країн ЄС як транзитна зона між поєднаними ринками Угорщини, Словаччини та Румунії. На нетто передачу пропускних спроможностей між БЕО та ЄС накладено певні обмеження. Експорт нетто (експорт за вирахуванням імпорту) повинен бути не більше 650 МВт в будь-який момент. Це означає, що чим більше електроенергії експортується з БЕО, тим більше може бути імпортовано.

Структура ринку в торговій зоні БЕО сильно відрізняється від ОЕС, де 2 великі конкуренти, ЕА і ДТЕК, розділені між різними сегментами ринку. На БЕО конкурентами для ДТЕК можуть бути лише імпортери. Теоретично загальна міждержавна пропускна спроможність є достатньо великою, щоб забезпечити більшу частину споживання БЕО. Але стабільно висока ціна на РДН вказує на те, що імпорт не має суттєвого ефекту (Рисунок. 21). Ми виділили 3 фази оптового ринку з окремими тенденціями.

Фаза I: липень – вересень 2019. Ціни не відхиляються від цінових обмежень. Ціна на РДН поступово зростає, а торгові об'єми падають (Рисунок 21). Все менше електроенергії продається протягом поза-пікових годин за низькими цінами.

Об'єми пропозиції та попиту постійно відповідають одне одному в пікові години (Рисунок 26). Дефіцит пропозиції на РДН протягом поза-пікових годин починається на п'ятому тижні. У той самий час значно зростає кількість активацій на балансуючому ринку (Рисунок 25). Бурштинська ТЕС ймовірно вивела об'єми з РДН, де діють цінові обмеження, на БР, де протягом поза-пікових годин ціни вищі. Зменшення частки на сегментах РДН/ВДР при стабільному навантаженні та зростання ціни на РДН підтверджує перенесення торгівлі на інші сегменти ринку.

Фаза II: жовтень – грудень 2019. Ціна на РДН починає падати, вірогідно через зростання пропозиції під час пікових годин. Поза-пікова ціна залишається високою протягом майже всієї фази. Торгові об'єми нестабільні. У певні тижні торгові об'єми РДН близькі до загального навантаження в зоні БЕО. Одного разу тижневий результат торгів навіть перевищив загальне споживання, через збільшенням імпорту в жовтні 2019 р. Ми виявили збільшення імпорту зі Словаччини та Угорщини з одночасним ростом експорту до Румунії та меншою мірою – назад до Угорщини (Рисунок 31). Це збільшило пропозицію на РДН протягом пікових годин та вплинуло на зменшення ціни. Одного разу надлишок на РДН протягом поза-пікових годин спричинив найнижчу ціну на БЕО в період низького загального споживання у кінці грудня 2019 .

Імпорт міг вплинути на стратегію ДТЕК, оскільки кількість активацій на балансуючому ринку зменшилась, а дефіцит на РДН протягом поза-пікових годин скоротився майже вдвічі. Стрибки рівнів попиту та пропозиції на РДН іноді вище реального споживання на БЕО корелюють зі збільшенням експорту та імпорту.

Фаза III: січень – лютий 2020. Ціна на РДН починає рости поки пропозиція перевищує попит протягом поза-пікових годин. Торгові об'єми на РДН ростуть поки об'єми ВДР падають до незначного рівня. Це співпало з новими довгостроковими місячними розподілами міждержавних пропускних спроможностей, половину з яких законтрактував ДТЕК (сторінка 13).

Загалом пропозиція та попит в середньому перевищують загальне споживання в регіоні. Тут переважають разом трейдери та імпортери. Оператор Ринку їх класифікує як «інші» з боку пропозиції у своїх звітах (Рисунок 28). Це вказує на те, що ще більші об'єми імпорту, які досягають історичного максимуму, проходять через РДН і купуються для реекспорту, оскільки частка нерегульованих постачальників зі сторони попиту досягає 70%. Бурштинська ТЕС поступово покидає РДН, ймовірно, продаючи всю внутрішню генерацію пов'язаним внутрішньо-груповим трейдерам (Рисунок 29).

Поза-пікові години все ще близькі до дефіциту у більшість тижнів, оскільки більша частина імпорту припадає на пікові години, коли різниця в ціні є найвищою. Експорт залишається відносно стабільним, що в пікові, в поза-пікові години. Це означає, що трейдери намагаються скористатися низькими цінами в поза-пікові години для імпорту в ЄС.

Висновки.

Зона БЕО залишається класичним прикладом монополії. Компанії ДТЕК контролюють >90% виробництва, більшість міждержавних пропускних спроможностей і за рахунок цього контролюють пропозицію. Результатом цього є відносно стабільно висока ціна на РДН, вища, ніж у зоні ОЕС та сусідніх країнах ЄС.

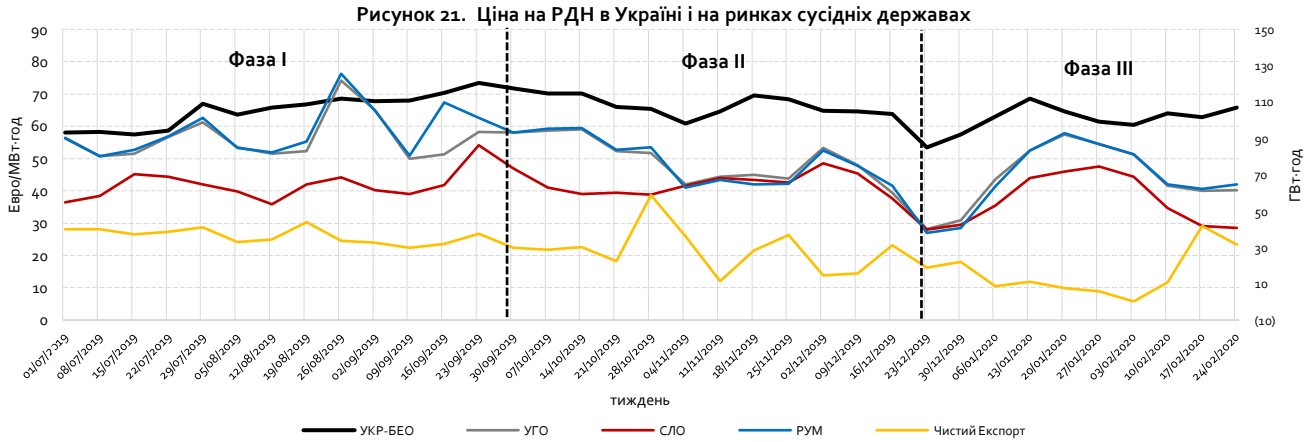
Значну частку обороту РДН складає імпортована електроенергія, яка вірогідно реекспортується в країни ЄС. Незрозуміло лише, чому трейдери продають електроенергією між собою за високими цінами на РДН лише для того, щоб експортувати до ЄС за нижчими цінами.

Ринкова влада може використовуватись для викупу більшості перетинів за обома напрямками для імпорту, блокуючи потенційних конкурентів, готових продавати на БЕО, та перетинів на експорт, щоб перешкодити трейдерам, які мають намір реекспортувати з дешевшої торгової зони Словаччини до Угорщини або Румунії.

Імпорт вплинув на ціну на РДН, але він був обмежений значною ринковою владою ДТЕК та їхнім контролем міждержавних пропускних спроможностей (сторінки 15-16) Значна частка імпорту може продаватися за вищими цінами для підтримки ринкової влади.

Залишається питання чому імпортована електроенергія продається на РДН для реекспорту. Можливими поясненнями може бути податкова оптимізація або вивід коштів за межі України, акумулювання прибутків в інших юрисдикціях.

Рисунок 21. Ціна на РДН в Україні і на ринках сусідніх державах



Джерело:дані Укренерго, розрахунки LCU

Рисунок 22. Динаміка цін [БЕО]

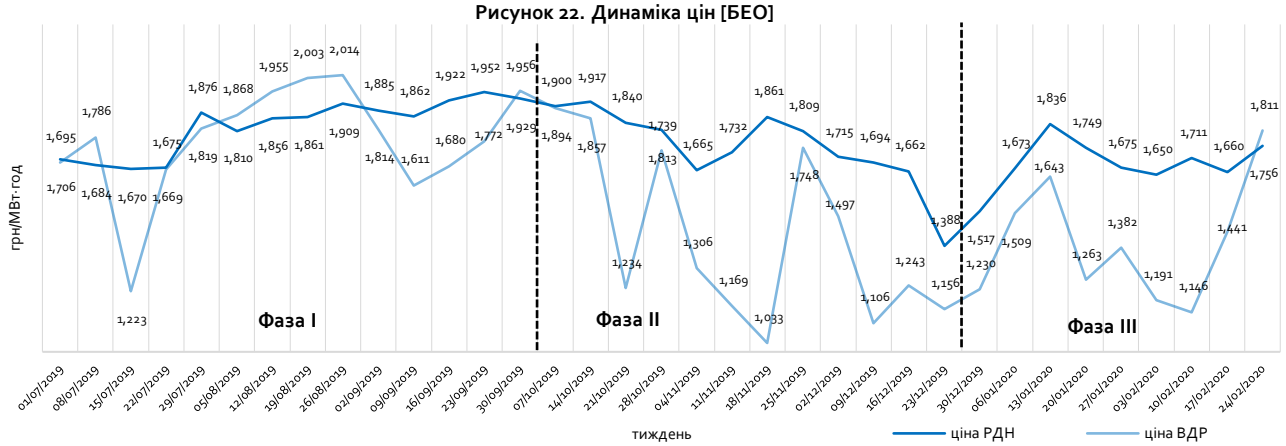


Рисунок 23. Обсяги торгівлі [БЕО]

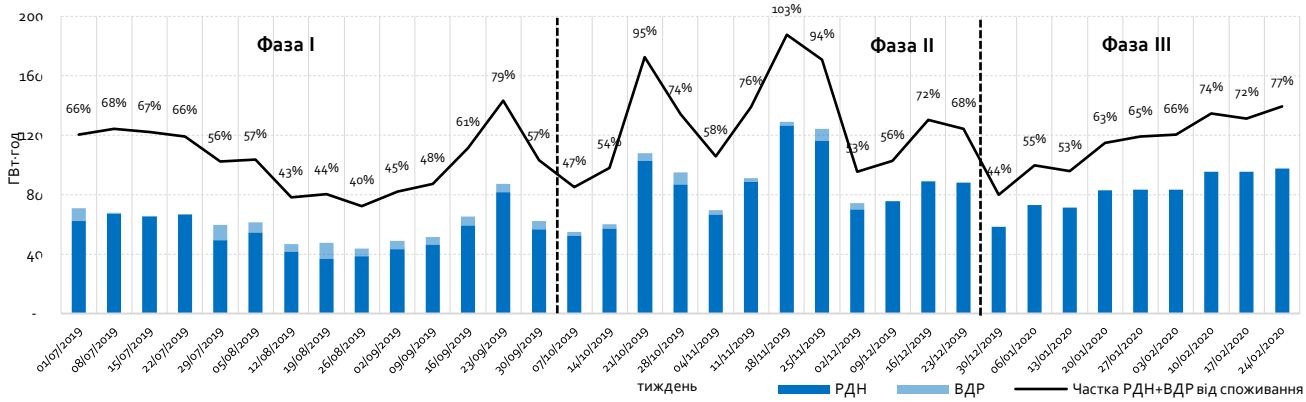


Рисунок 24. Ціни Балансуючого Ринку [БЕО]

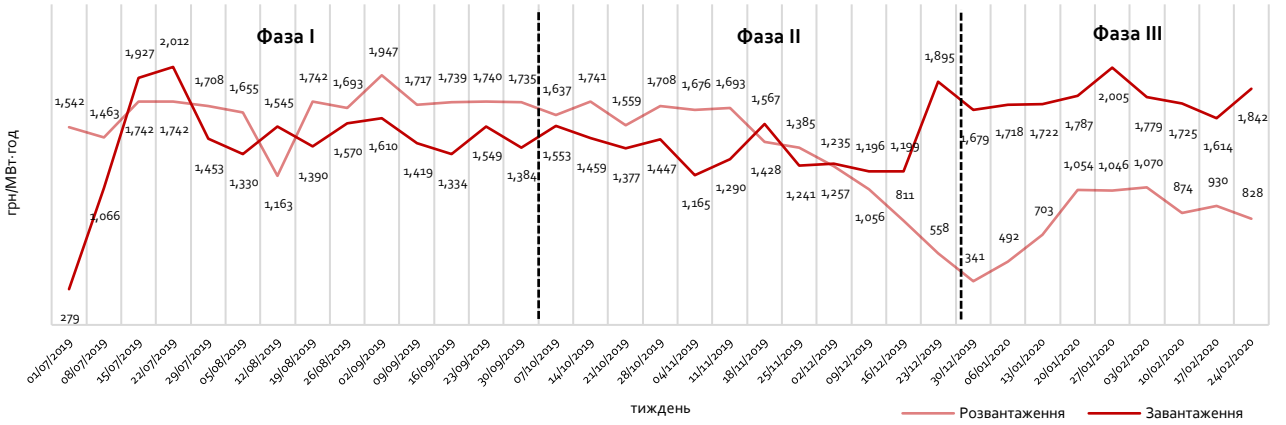
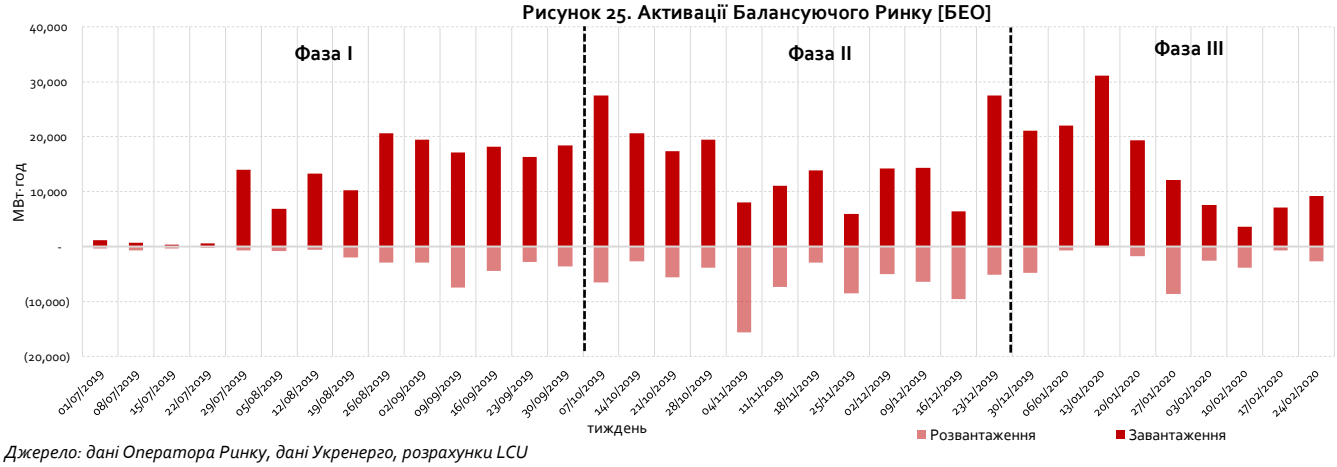


Рисунок 25. Активації Балансуючого Ринку [БЕО]



Джерело: дані Оператора Ринку, дані Укренерго, розрахунки LCU

Рисунок 26. Середня погодинна різниця між пропозицією та попитом та відхилення цін від цінових обмежень на РДН [БЕО]

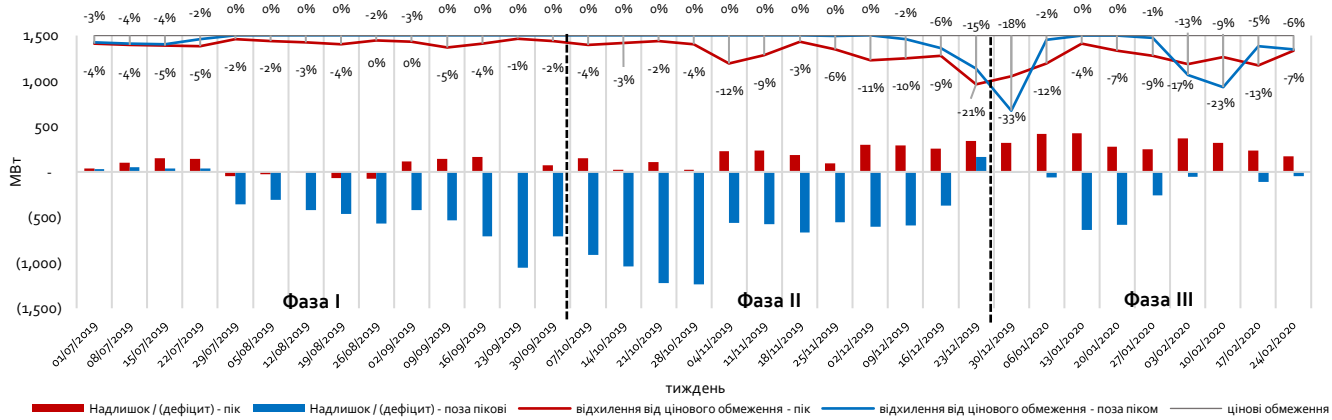


Рисунок 27. Середні навантаження та попит на РДН [БЕО]

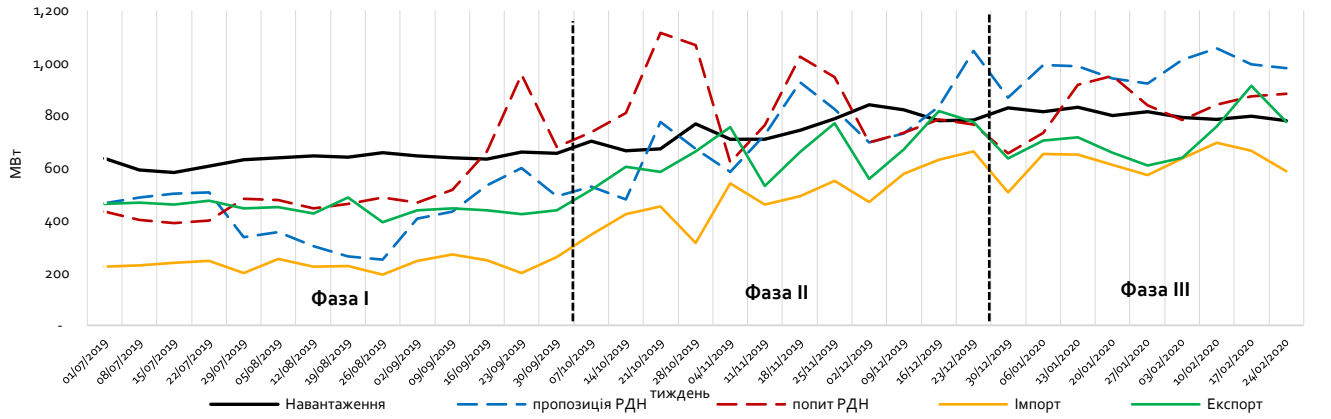


Рисунок 28. Покупці (зліва) та Продавці (справа) на РДН - структура обсягу торгівлі [БЕО]

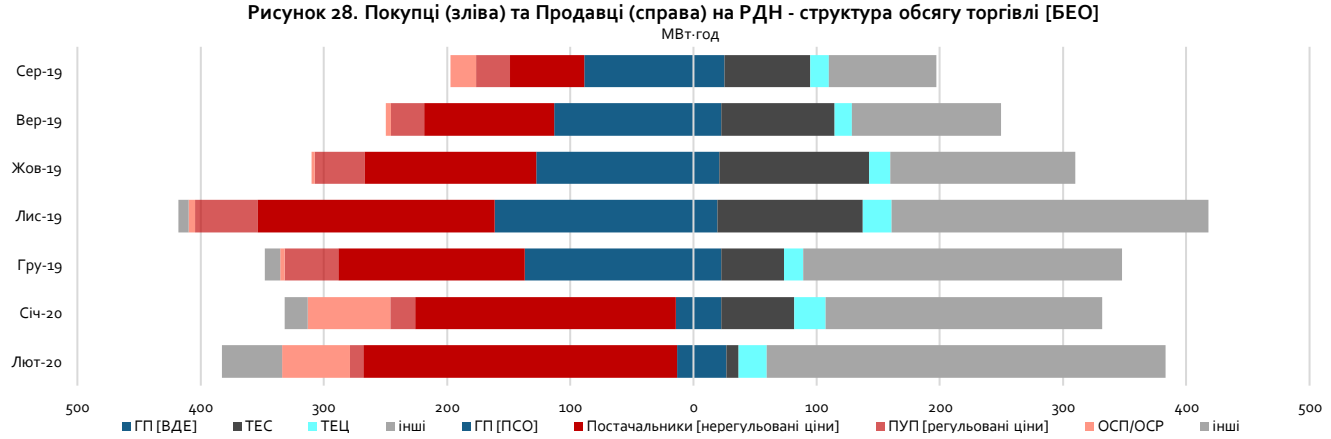
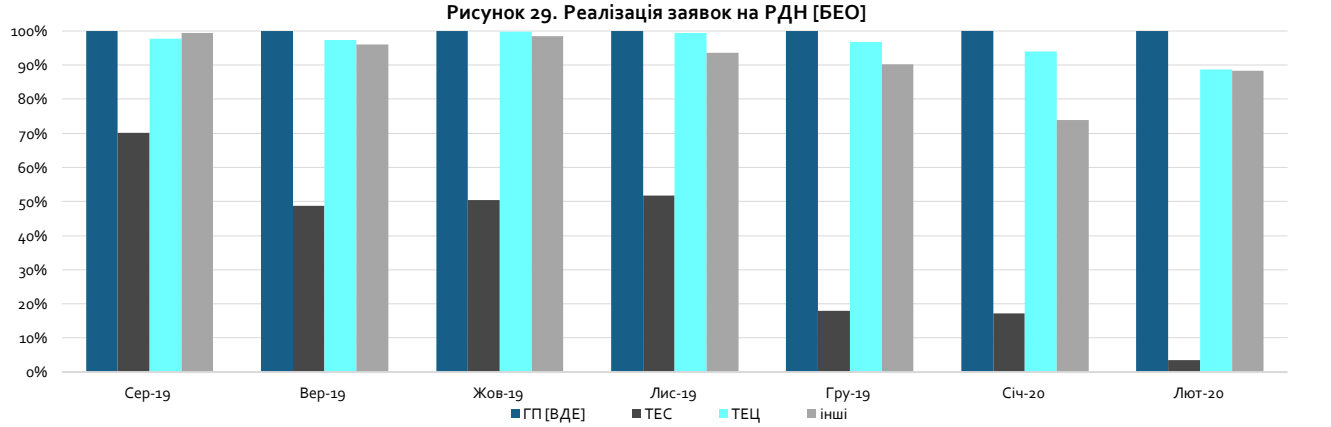


Рисунок 29. Реалізація заявок на РДН [БЕО]



Джерело: Дані Оператора Ринку, дані Укренерго, розрахунки LCU

Пропускні спроможності міждержавних перетинів на кордонах Україна-ЄС розподіляються за допомогою явних аукціонів, тобто два товари, пропускні спроможності та електроенергія, продаються окремо, а кінцева ціна - це їх сума.

Пропускні спроможності розподіляються порціями: на річних, місячних та добових аукціонах. Наприклад, добовий аукціон може включати частину пропускної спроможності, що підлягала розподілу на місячному аукціоні, але не була використана протягом цього періоду. Починаючи з 2020 року річні аукціони для зони БЕО не проводяться.

Наш аналіз свідчить про те, що з вересня 2019 р. більшість міждержавних пропускних спроможностей, як на імпорт, так і на експорт, отримують компанії, пов'язані з ДТЕК (Рисунок 30). Збільшення розподілу експортних перетинів починаючи з січня 2020 р. пов'язано з відкриттям місячних аукціонів для кордонів Україна – Словаччина та Україна – Румунія. Це збігається зі збільшенням графіків комерційного імпорту зі Словаччини та реекспорту до Румунії у січні 2020 року (Рисунок 31).

Така концентрація пропускних спроможностей означає, що компанії, пов'язані з ДТЕК, можуть контролювати імпортовану електроенергію на РДН. З цих даних також випливає те, що в реекспорті також домінує ДТЕК. Така стратегія бронювання важливих пропускних спроможностей обмежує доступ конкурентів до ринку.

3 квітня НКРЕКП ухвалила постанову про зміну правил розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів, що набирає чинності через 6 місяців. Ключові зміни:

- не більше 50% від загальної пропускної спроможності може бути розподілено одній компанії або афілійованій групі компаній;
- на річних аукціонах буде розподілено 35% загальної міждержавної пропускної спроможності, на місячних - 35%, на добових - 30% плюс усі вільні пропускні спроможності, які не були розподілені на попередніх аукціонах;
- зміни до фінансових гарантій та порядку платежів із запровадженням рахунків ескроу.
- відсутність вимоги публікувати детальні результати аукціону в розрізі учасників. Наразі ці дані доступні на веб-сайті.
- введення принципу "користуйся або втрачай": штраф для учасників аукціону, якщо розподілена пропускна спроможність на добовому аукціоні використана на менше, ніж 80%.

Ці зміни покликані обмежити ринкову владу компаній, які мають намір блокувати пропускну спроможність та не використовувати її. Однак, крок назад щодо рівня прозорості не є зрозумілим.

Рисунок 30. Розподіл потужностей на аукціонах у БЕО - Експорт (зліва) та Імпорт (праворуч)

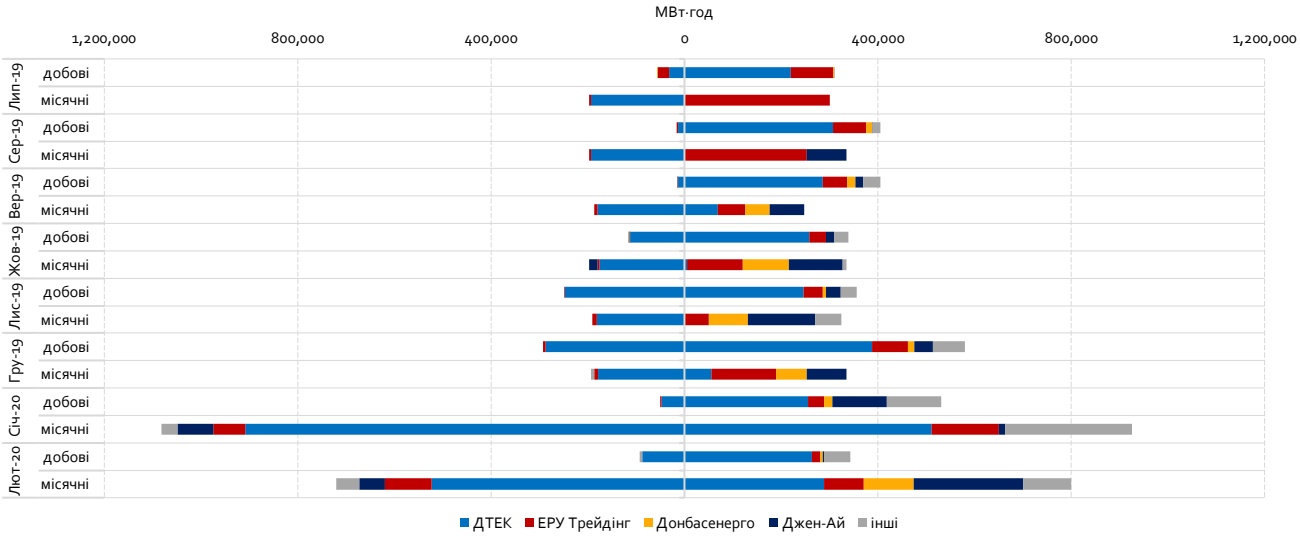
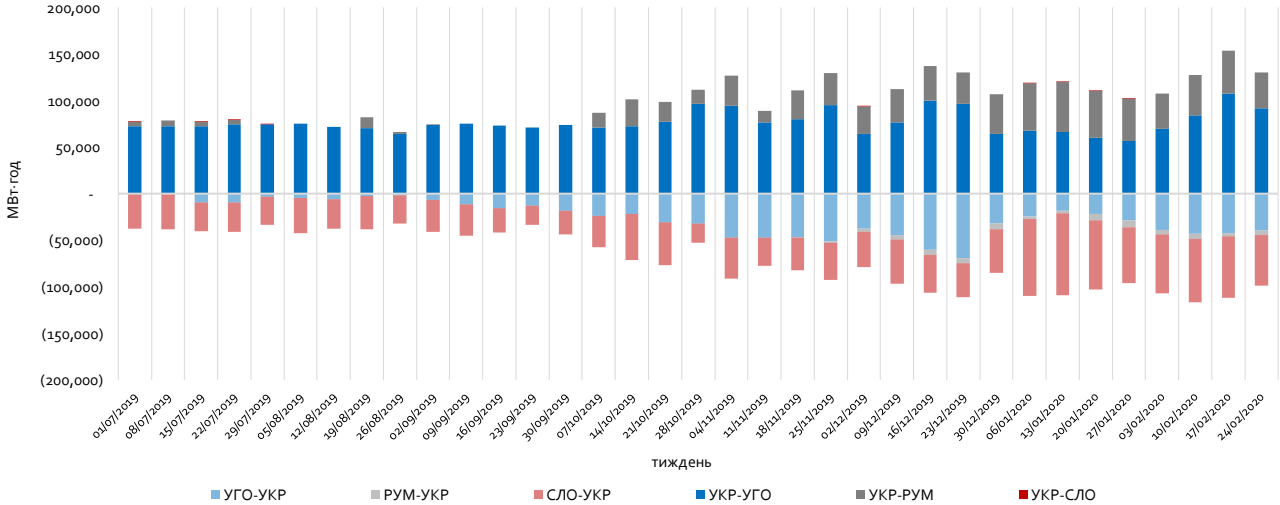


Рисунок 31. Міждержавні комерційні графіки [БЕО]



Джерело: дані ENTSO-e,дані Укренерго, розрахунки LCU

За оцінками LCU двосторонні договори займають близько 2/3 ринку, включаючи в себе дві частини:

1) Позабіржовий сегмент (ПБС) без публічної інформації;
2) Торгівлю на організованій платформі УЕБ.

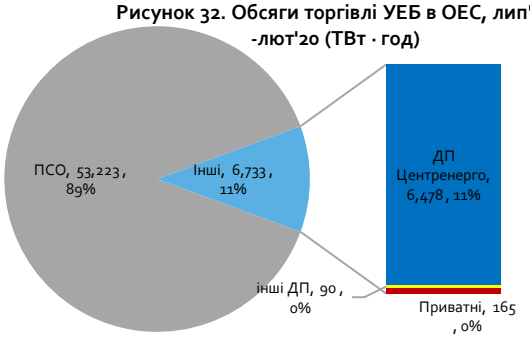
Об'єми нерегульованого ПБС складають близько 1/3 всього ринку чи половину усього об'єму двосторонніх договорів. Лідером за об'ємами на ПБС є теплова генерація, що можна побачити з доступної інформації з організованих сегментів – без суттєвої конкуренції. За оцінками LCU половина об'ємів на ПБС може бути внутрішньогруповими операціями.

Інша 1/3 ринку представлена контрактами на пряму поставку між ГП та ПУП для покриття споживання домогосподарств. Ці договори є частиною ПСО та регулюються адміністративно. Ціна цих контрактів розраховується окремо для кожного ПУП з урахуванням тарифів на передачу та розподіл. У деяких випадках ціна може бути негативною. Це означає, що ГП повинен постачати енергію безкоштовно і навіть платити винагороду певним постачальникам.

LCU виявив недолік цього механізму. Обсяги споживання домогосподарств подаються ПУП заздалегідь, а потім підтверджуються операторами комерційного обліку, які зараз представлені ОСР, частина з яких пов'язана з ПУП. Такий конфлікт інтересів створює ризик того, що заявлені обсяги споживання домогосподарствами насправді можуть бути вищими за фактичні.

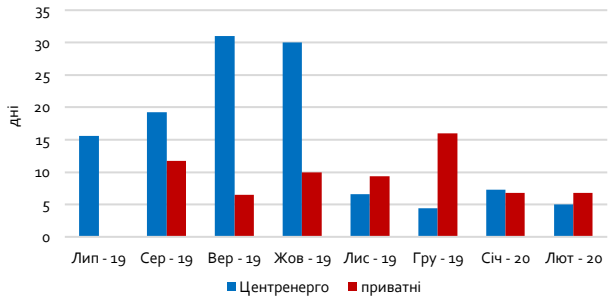
У грудні 2019 було внесено зміни до моделі ПСО, які спричинили перерахунок та відшкодування 2,5 млрд грн ГП з боку ПУП. Це зупинило суттєве завищення споживання домогосподарств, проте не зняло ризик повністю. Профілі навантаження, які подаються як споживання домогосподарств, все ще можуть суттєво відрізнятися від постачальника до постачальника. Проблема зберігатиметься поки не буде встановленої процедури аудиту споживання домогосподарств або поки не буде скасована регульована ціна на електроенергію нижче ринкового рівня.

Рисунок 32. Обсяги торгівлі УЕБ в ОЕС, лип'19 -лют'20 (ТВт · год)



Джерело: дані УЕБ, розрахунки LCU

Рисунок 33. Середня тривалість контрактів



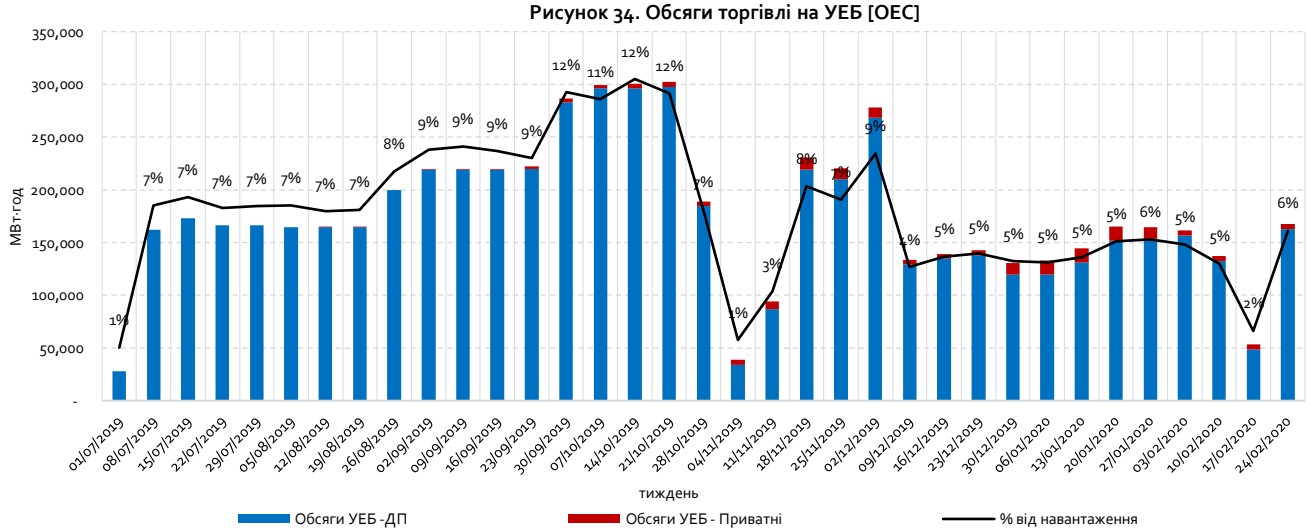
Торгівля на УЕБ

Торгівля на УЕБ є обов'язковою для обсягів, що продаються за ПСО та для державних підприємств, але також відкрита для приватних комерційних торгів. Жодна інша торгова платформа поки не пропонує такі послуги. Наразі немає попиту на такого ринкового агента, оскільки сегмент монополізований та має велику частку внутрішньо групової торгівлі.

"Аукціони" за ПСО проводяться за регульованими цінами та лише з одним покупцем, тому не можуть розглядатися як справжні аукціони. Ми виключаємо обсяги за ПСО з нашого аналізу. Решта обсягів торгівлі в ОЕС представлена здебільшого електроенергією, що продається Центренерго, з незначними частками інших державних та приватних аукціонів, які відбулись протягом перших 8 місяців після відкриття ринку. Обсяги торгів на УЕБ в БЕО не є значними.

Середня тривалість контрактів для Центренерго різко скоротилася з листопада 2019 року. Тривалість приватних контрактів слідує цьому прикладу, за винятком грудня 2019 року (Рисунок 33.). Це збігається із Фазою II на РДН, коли ціни продовжували падіння. Короткостроковий характер двосторонніх контрактів Центренерго є реакцією на мінливість цін на РДН. Це також відбилося на обсягах торгів.

Рисунок 34. Обсяги торгівлі на УЕБ [ОЕС]



Джерело: Дані УЕБ, розрахунки LCU

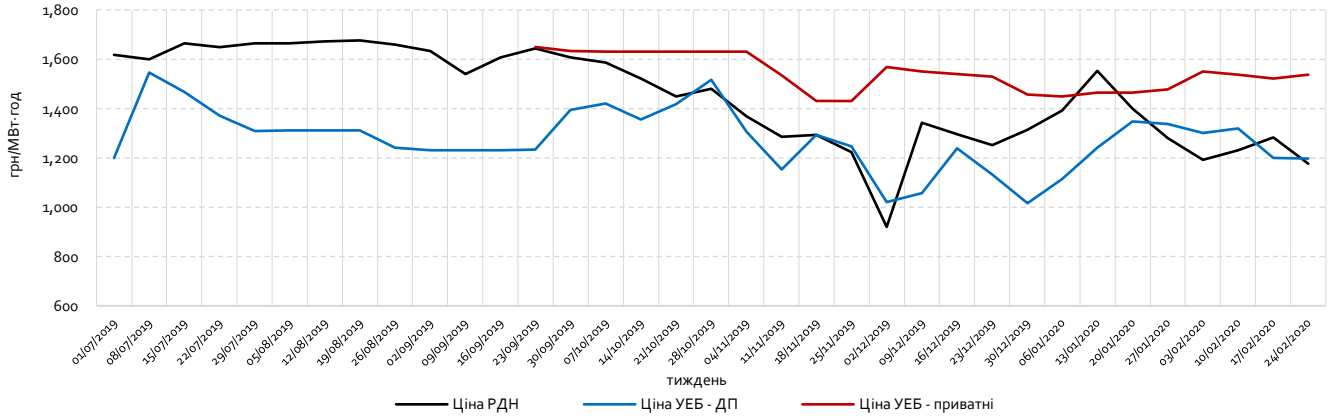
Обсяг торгів на УЕБ різко впав у листопаді 2019 року через реакцію Центренерго на зниження цін на РДН. Як тільки їх 30-денний контракт закінчився, вони змінили підхід і перейшли до 5-7-денних контрактів і менших обсягів продажу на УЕБ.

Об'єми приватних торгів почали зростати з листопада 2019 року. У цей період нова компанія, яка також є імпортером з Росії та Білорусі, почала торгувати на УЕБ. Ще одне помітне зростання приватних торгів відбулося протягом січня-лютого 2020 року, що збігається з періодом коливання на ринку через недосконалі правила на БР.

Ціни продажу на УЕБ свідчать, що в середньому приватні компанії продавали електроенергію за цінами, вищими, ніж на РДН, тоді як Центренерго більшість часу торгували за цінами нижчими за РДН (Рисунок. 35). Логічним поясненням була б низька конкуренція під час аукціонів Центренерго та висока конкуренція на приватних торгах. Проте це насправді не так. Центренерго зазвичай оголошує дуже високі стартові ціни та високі вимоги до фінансових гарантій для учасників аукціону, що відштовхує потенційну конкуренцію.

На приватних аукціонах покупці готові платити ціни вищі, ніж на РДН. У більшості випадків у 2019 році цими покупцями були комунальні водоканали (дані доступні лише для 2019 року, покупці на приватних сесіях не розголошуються з грудня 2019 року). Це може свідчити про те, що ці підприємства відчувають тиск цінами, які їм пропонують їх постачальники.

Рисунок 35. Порівняння цін РДН та УЕБ



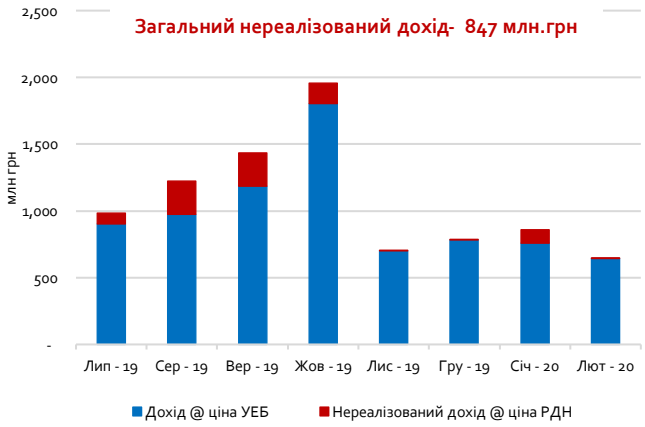
Джерело:Дані Оператора Ринку, дані УЕБ, розрахунки LCU

Ефект для державних підприємств

LCU розрахував, скільки доходів втратили державні підприємства, продаючи енергію за нижчими, ніж на РДН, цінами на аукціонах. Розрахунки проводились за "інших рівних умов", тобто без впливу на середньозважену ціну РДН внаслідок додаткової пропозиції. Ми припускаємо, що якщо державні підприємства продавали б на РДН, то їх обсяги додаткової пропозиції відповідали б обсягам додаткового попиту та завжди включались до ранжиру.

Наші підрахунки показали, що УГЕ не втратили потенційний дохід, торгуючи на аукціонах. У той же час Центренерго за період липень 2019 -лютий 2020 року недоотримали 847 млн. грн доходу. В середньому це можна представити як ціну на РДН зі знижкою у 141 грн/МВт.год або в 11%. В основному ця сума припадає на липень-жовтень 2019 року, коли ціна на РДН була стабільною (Рисунок 36).

Рисунок 36. Теоретичний нереалізований дохід Центренерго



Це підводить нас до висновку, що дизайн аукціонів для держпідприємств не є ідеальним і потребує глибокого аналізу.

Правила аукціонів для держпідприємств регулюються та розробляються Мінекоенерго. Правилами та продуктами для приватних торгів керує УЕБ. Більшість сесій для держпідприємств, особливо Центренерго, показали, що торги були оголошені з відносно високими стартовими цінами, тоді як ціна продажу була нижчою від початкової. Хоч ці аукціони не працюють за моделлю голландського аукціону, проте містять можливість учасників подавати зустрічну пропозицію із ціною та обсягом під час сесії. Продавець може обирати, чи варто переглядати ціну та обсяг лоту під час торгів. LCU визначив низку недоліків дизайну аукціону для держпідприємств, які будуть висвітлені в окремому аналізі.

Висновки

Сегмент двосторонніх договорів також монополізований. На сегменті нерегульованої торгівлі переважають оператори теплових електростанцій. Значною є частка внутрішньо групової торгівлі, яка відтягує значну частку попиту від конкурентних процедур. Дизайн аукціону для держпідприємств містить певні недоліки, які дозволяють певним гравцям витісняти потенційну конкуренцію. Ситуація на ринку не сприяла торгівлі значними об'ємами на централізованій платформі.

Механізм ПСО має значний вплив на сегмент. Довгострокові контракти між ЕА та ГП прив'язані до прогнозного балансу електроенергії, прийнятого Мінекоенерго. Однак такий підхід призвів до значних викривлень на організованих сегментах ринку і продажу надлишкової потужності в якості небалансу та фактично втрати грошей. Починаючи з лютого 2020 року, ЕА зменшили обсяги продажів за двосторонніми договорами ГП, оскільки останній не здійснює виплати за договорами. З кінця березня 2020 року ЕА почали продавати електроенергію на УЕБ, що мало значний вплив на ринок. Це буде висвітлено у наступному звіті.

Системні проблеми на ринку

Неплатежі та накопичення боргу

Попередня модель призвела до накопичення боргу в 30 млрд грн перед відкриттям нового лібералізованого ринку. Приблизно 1/3 цього боргу припадає на вугільні шахти, що належать державі, а близько 6 млрд. грн. - за постачання енергії на непідконтрольні території на сході. Основна причина цієї заборгованості полягає в тому, що неплатежі толерували і проблема не вирішувалась. Наразі ці 30 млрд. лежать на балансі ДП "Енергоринок", і нічого не було зроблено ні для погашення боргу, ні для вирішення проблеми джерел його виникнення в новій моделі. У чинній моделі ринку нові борги вже починають накопичуватися.

1. Борг учасники ринку перед УЕ на балансуючому ринку

Держпідприємство «Укрінтеренерго», яке було призначене в якості постачальника «останньої надії», постачає електроенергію державним вугільним шахтам і держпідприємству «Вода Донбасу», водопостачальній компанії, яка обслуговує як підконтрольні, так і непідконтрольні території Донбасу. Ці клієнти мали проблеми з оплатою електроенергії в умовах попередньої моделі ринку. Ця проблема була передана іншому суб'єкту, постачальнику «останньої надії», який зараз накопичує цю заборгованість і не в змозі сплатити УЕ за небаланси. Ці борги є продуктом політичного рішення, вони не мають прямого джерела фінансування на даний момент, і їх слід вирішувати якнайшвидше, оскільки це загрожує стабільності ринку.

2. Борг УЕ - ГП за підтримку ВДЕ

Ця проблема має два джерела. Перше - це несплата тарифів на передачу декількома компаніями. Ці компанії не сплачують тариф в повному обсязі, оскільки вони порушили кілька судових справ, визнавши розмір тарифу ОСП незаконним. Наразі триває судова справа щодо сплати експортерами тарифу ОСП (основний експортер - ДТЕК).

Друге - занижена складова для виплат підтримки ВДЕ у тарифі ОСП, затвердженому Регулятором на 2020 рік. Відповідно до розрахунку LCU, замість прогнозованих 30-35 млрд. грн. (залежно від припущень щодо ринкової ціни) УЕ має в тарифі лише 8,5 млрд, або ¼ від необхідної суми.

Ці два фактори у поєднанні призвели до більш ніж 5 млрд. боргу УЕ перед ГП станом на кінець березня. Регулятор не планує збільшувати тариф ОСП, оскільки не хоче підвищувати кінцеву ціну для промислових споживачів.

3. Борг ГП перед ЕА за електроенергії в рамках ПСО

Поточна модель ПСО для домогосподарств змушує ЕА продавати атомну енергію за низькою регульованою ціною посереднику, ГП. Продані обсяги перевищують загальне споживання домогосподарств. ГП має використовувати прибуток від продажу надлишкової потужності на РДН для покриття субсидій на ціни для домогосподарств.

Хаос на ринку протягом січня-лютого 2020 р. виштовхнув більшість атомної генерації в небаланси. Продаж електроенергії у вигляді небалансу в умовах надлишкового ціноутворення не приніс достатньо коштів ГП для виплати ЕА навіть за низької регульованої ціни за двосторонніми договорами в рамках ПСО. У лютому-березні 2020 р. ЕА зменшив кількість електроенергії, проданої ГП, щоб отримати грошові кошти напряму з ринку. Наприкінці березня 2020 р. та у квітні ЕА припинив постачати ГП половину енергії в рамках ПСО та продавав її на аукціонах двосторонніх договорів. Це знизило попит на РДН, штовхнувши ГП в іще більш скрутну ситуацію. ГП ледь вдається продавати атомну енергію, оскільки постачання ВДЕ зростає. У той же час, ГП змушений купувати на РДН протягом деяких пікових годин, щоб покрити профіль споживання домогосподарств.

Неринкові стимули

Відпуск ЕА та обсяги ПСО, що постачаються ГП, прив'язані до прогнозного балансу електроенергії, який розробляє УЕ та ухвалює Мінекоенерго. ЕА керується максимізацією відпуску, а не максимізацією прибутку. Це спричинило появу надлишку на ринку та проблеми з балансом мережі. Постійний надлишок електроенергії на ринку дозволяє ТЕС регулярно подавати заявки на розвантаження на балансуючому ринку. Це дає їм чітку стратегію, до якої вони можуть пристосуватися. Ринок допоміжних послуг все ще не працює, що спотворює пропозицію на інших сегментах ринку. На балансуючому ринку недостатній рівень пропозиції, що змушує УЕ видавати багато екстрених диспетчерських команд.

ГП може торгувати лише на організованих сегментах з урахуванням встановлених для нього адміністративних цінових обмежень, які були розроблені з метою обмеження його ринкової влади. ГП має продавати генерацію ВДЕ за мінімально можливої ціни, тоді як решта його пропозиції обмежена максимальним ціновим обмеженням, яке не може перевищувати 75% верхнього порогу цінового обмеження на РДН. Ці норми на сьогодні використовуються для спроб ручного впливу на ринкову ціну для досягнення певної цільової величини, яка має врівноважувати розбалансовану систему ринку.

Оскільки генерація ВДЕ зростає, а попит на РДН зменшується, ціни, як правило, суттєво знижуються протягом деяких годин. ВДЕ не продається на ринку на основі економічно обґрунтованих показників. Якби виробники з ВДЕ безпосередньо брали участь у ринку, таких штучних спотворень не було б.

Вплив ПСО на конкуренцію

Тариф для домогосподарства в Україні є найнижчим в Європі. У деяких регіонах України він навіть не покриває ціну електроенергії. За чинної моделі, ЕА фактично покриває витрати на цю субсидію. Однак впровадження ГП як посередника в поєднанні з далеко від досконалих ринковими правилами розбалансувало систему та спричинило ланцюг боргів у процесі.

Підхід до перерозподілу обсягів в рамках ПСО розділив ринок на дві незалежні території. На організованих сегментах домінує атомна енергія з конкуренцією лише між ЕА та ГП. У позабіржовому сегменті приватна теплова генерація не має конкурентів. Таке спотворення має величезний вплив на ринок, створюючи неконкурентне середовище.

Поєднання підтримки ВДЕ з ПСО для домогосподарств - це ще один продукт адміністративних маніпуляцій на ринку, що намагається управляти фінансовими потоками між учасниками ринку. Через спроби обмежити зростання кінцевих цін, ВДЕ зараз не отримує достатньо фінансування та загрожує ще більшим зростанням цін, якщо це не буде негайно вирішено.

Профілі споживання домогосподарств подаються ПУП до ГП та схвалюються ОСР щомісяця. Більшість ПУП та ОСР є пов'язаними сторонами, а встановленого механізму перевірки третьою стороною фактичного споживання домогосподарств, оскільки вони не вимірюються безпосередньо, немає. Існує значний ризик, що ПУП використовуватимуть свій вплив для купівлі енергії для постачання домогосподарств з метою подальшого постачання комерційним клієнтам. Відповідно до закону, з квітня 2020 р. енергопостачальні компанії повинні були бути повністю незалежними від ОСР, але цього не сталося.

Висновки

Ручний контроль над ринком не приніс нічого, крім іще більших проблем. Регулювання, як правило, фокусується на вплив на ціну, а не на посилення конкуренції та ліквідність ринків при одночасному зменшенні ринкової влади. Ринок у нинішньому вигляді є неефективним і потребує негайних комплексних структурних реформ. Невеликі зміни та регулювання цін не збалансують ринок, а ще більше погіршать ситуацію.

Зараз у центрі уваги влади повинні бути надто низькі тарифи для домогосподарств, зміна моделі ПСО, яка не буде порушувати конкуренцію, поступове зняття всіх цінових обмежень та на вирішення проблеми заборгованості, яка накопичується без джерела фінансування.

Прозорість на ринку

Огляд

Прозорість важлива для всіх сторін на ринку. Для органів влади – з метою ретельного контролю за розвитком ринку та захисту конкуренції. Для гравців ринку – з метою оцінки поведінки конкурентів та коригування власних стратегій. Для потенційних нових гравців – з метою оцінки того, чи варто інвестувати в новий ринок. Чим прозоріший ринок, тим ефективнішою є конкуренція, і споживачі отримують послуги найкращої якості.

Розкриття інформації на українському ринку електроенергії регулюється кількома документами. З одного боку це Закон «Про ринок електроенергії» та відповідні правила ринку. З іншого - окремі документи, такі як:

- Постанова КМУ №768-р від 27.09.2017 про Імплементацію Регламенту ЄС № 543/2013 від 14 червня 2013 року про подання та публікацію даних на ринку електроенергії;
- Постанова НКРЕКП № 459 від 19.06.2018 про затвердження Порядку збору та передачі даних щодо функціонування ринку електричної енергії для оприлюднення на платформі прозорості ENTSO-E

У цьому розділі LCU зосереджується на оцінці розкриття даних відповідно до чинного законодавства України. Ми не оцінюємо прогалини в даних порівняно з найкращими ринковими практиками.

Прозорість на оптовому ринку

РДН / ВДР ***Відповідальний: Оператор ринку***

Ці сегменти є найбільш прозорими, дані регулярно публікуються на веб-сайті, і більшість із них доступні англійською мовою. Регулярні 10-денні та щомісячні звіти надають більш поглиблений аналіз сегментів. Ми визначили одну суттєву проблему в правилах ринку щодо розкриття даних: неприйняті блочні заявки не відображаються на кривій попиту та пропозиції. На високо монополізованому ринку це може використовуватись учасником ринку для змови.

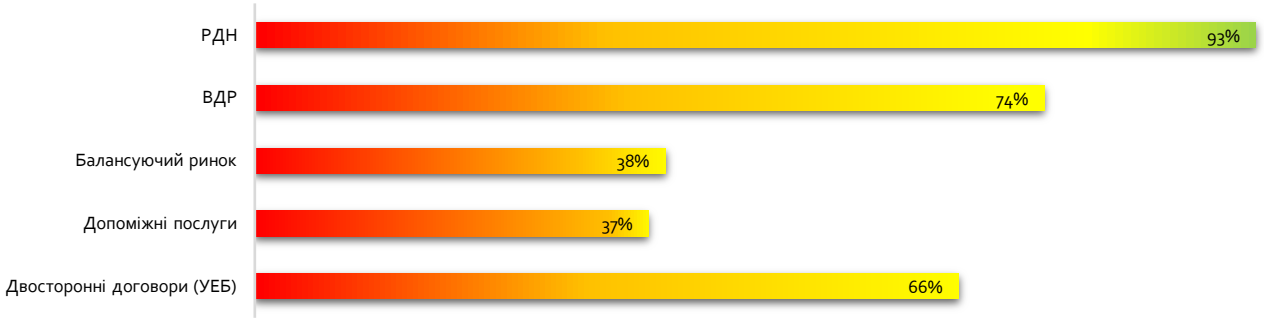
БР та ринок допоміжних послуг ***Укренерго***

Найменш прозорий сегмент ринку. Публікація даних, схоже, не синхронізована з платформою MMS. Дані надаються з певними часовими затримками у вигляді файлів doc/xls, серед яких часом важко орієнтуватися. Деякі дані, які підлягають публікації, як-от дані про обсяги небалансів та результати аукціонів на ринку допоміжних послуг, досі не публікуються.

Ринок двосторонніх договорів ***УЕБ***

УЕБ відповідає всім законодавчим вимогам щодо публікації даних, однак навігація та пошук даних не є зручними для користувачів. Ми не оцінюємо дані ПБС, оскільки це не вимагається законодавством. Обсяги на ПБС не є публічними, що унеможливлює оцінку оборотності обсягів на ринку і ліквідності ринку.

Рисунок 37. Прозорість даних ринку електричної енергії



Впровадження стандартів прозорості ЄС

Використання платформи прозорості ENTSO-e є обов'язковим для учасників ринку з 2018 року. Наразі лише УЕ публікує дані на цій платформі. Інші учасники ринку не публікують дані, посилаючись на недоліки національного законодавства. Робочі групи з вирішення проблем з прогалинами в законодавстві тривають з листопада 2019 року. Однак поки прогрес повільний.

Важливі для ринку дані не обмежуються лише даними сегментів оптового ринку. Ми класифікували дані для аналізу на три групи (Рисунок 38). Хоча більшість важливих даних доступні, ми все ж виявили кілька прогалин. Не розкриваються дані щодо управління перевантаженнями, що не пов'язані з міждержавними лініями електропередач. Дані щодо генерації в основному публікуються у надмірно агрегованій формі. Не публікуються дані, які вимагаються від компаній-виробників та великих споживачів на детальному рівні. Прогноз ВДЕ також не публікується взагалі. Одна з головних проблем даних – це їх доступність. Частина даних публікується на платформі ENTSO-e та доступна англійською мовою, а інша частина доступна лише українською мовою на веб-сайті УЕ, іноді у багатьох окремих файлах. Дані про результати аукціонів міждержавних перетинів доступні в повному обсязі на ще одній іншій платформі.

У грудні 2019 року НКРЕКП ухвалила проект постанови «Про затвердження Вимог щодо заборони та запобігання зловживанням на оптових енергетичних ринках», який є частиною реалізації REMIT. Розгляд тексту постанови поки триває. У березні 2020 року EU4Energy Governance запустив проект технічної допомоги, щоб допомогти Україні в транспонуванні Положення (ЄС) 1227/2011 про цілісність та прозорість оптового ринку електроенергії (REMIT) до законодавства України.

Рисунок 38. Прозорість електроенергетичної системи

Прозорість на роздрібному ринку

НКРЕКП відповідає за моніторинг та публікацію даних про сегмент роздрібної торгівлі електроенергією. Наразі НКРЕКП щомісяця публікує кумулятивні дані про постачальників на ринку роздрібної торгівлі. Остання публікація – грудень 2019 року. Такі щомісячні звіти фокусуються на регульованому постачальнику та містять такі дані:

- Щомісячні обсяги продажу та частки за групами постачальників (нерегульовані постачальники, ПУП, постачальник останньої надії);
- Структура споживачів для кожної групи постачальників;
- Щомісячне споживання домогосподарств за кожним ПУП;
- Загальний щомісячний оборот кожного ПУП;
- Дані про платіжну дисципліну та заборгованість споживачів;

НКРЕКП щоквартально публікує комплексний огляд на ринок роздрібної торгівлі. Остання публікація - звіт за третій квартал 2019 року. До цих звітів додаються такі дані:

- кількість постачальників на ринку;
- аналіз цін для кінцевих споживачів;
- аналіз діяльності ОСР;
- якість постачання (наприклад, SAIDI);
- концентрація роздрібного ринку та оцінка конкуренції.

Усі ці дані представлені лише у звітах та недоступні для завантаження на веб-сайті НКРЕКП.

Найцікавіші моменти з цих звітів:

1) кількість постачальників постійно збільшується з моменту відкриття ринку і становила 575 компаній станом на 30/09/2019.
2) Компанії, пов'язані з ДТЕК, контролюють 44% нерегульованих поставок, при цьому показник найближчого конкурента досягає лише 9%.
3) Частка 5 найбільших постачальників становить 54%.
4) Індекс концентрації HHI оцінюється в 2,175 (діапазон від 0 до 10,000). Цей рівень вказує на помірно концентрований ринок.
5) Ціни для кінцевих споживачів коливаються від 0.84 до 3.05 грн / МВт·год.

Методологія LCU для оцінки прозорості

Інтегральний аналіз LCU базується на багатоваріантному усередненому методі. Ми сформували перелік даних, вимоги щодо публікації яких містяться в українському законодавстві, та згрупували їх за відповідними сегментами ринку. Деякі набори даних згруповані в одну категорію, де це доречно. Кожній категорії присвоєно значення, від 1 до 3, що відповідає нашій оцінці важливості даних. Кожна категорія була оцінена за чотирма пунктами, які в сумі дають 100%:

- Регулярність (40%)

Наскільки регулярно та вчасно публікуються дані, наскільки великі затримки в публікації?

- Якість (30%)

Наскільки детально подані дані, наскільки доцільний рівень агрегації даних?

- Доступність (20%)

Наскільки легко отримати доступ, завантажити та опрацювати дані? Чи доступний формат даних для машинного читання, чи потрібно вживати додаткових заходів для роботи з даними?

- Доступність англійською мовою (10%)

Чи наявні дані англійською мовою та доступні для міжнародної аудиторії?

Фінальна оцінка є середньозваженим результатом за усіма категоріями. Більш детальні розрахунки можна знайти в excel-файлі, опублікованому на веб-сторінці з цим звітом.

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

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 звертайтесь на info@LowCarbonUkraine.com.

Редактор: д-р Георг Цахманн

Автори: Олексій Михайленко, Анастасія Верещинська, Вадим Муха, Кіма Аветян

BE Berlin Economics GmbH | Schillerstraße 59 D-10627 Berlin | +49 30 / 20 61 34 64 - 0 | info@berlin-economics.com | Impressum

Berlin Economics