

Моніторинг відкриття ринку електроенергії

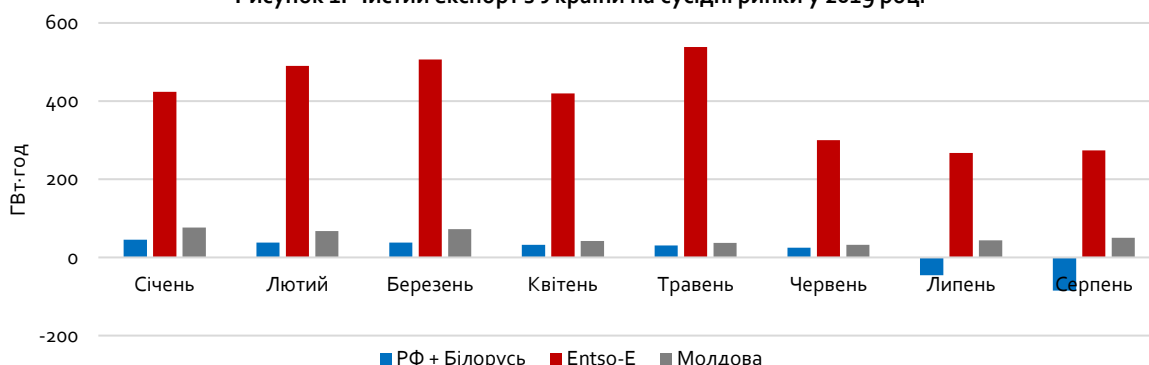
Випуск #3. 30 вересня 2019 р.

Україна відкрила оптовий ринок електроенергії 1 липня 2019 року. Цей звіт є частиною серії аналітичних публікацій, метою яких є висвітлення та аналіз ключових подій на ринку, що розвивається.

Резюме

- I. Регулювання ринку продовжує коригувати фінансові потоки в системі. Цього разу "Енергоатом" та "Укргідроенерго" зобов'язані надавати більше електроенергії за низькими цінами ДП «Гарантований покупець» (ГП), щоб ГП мав змогу збільшити прибуток від продажу цієї електроенергії за вищими цінами та використати ці додаткові доходи для фінансування витрат на підтримку відновлюваних джерел енергії і знизити цей компонент у тарифі на передачу електроенергії. Хоча це й дозволило знизити тариф на передачу на деякий час, це також може поставити під загрозу фінансування підтримки ВДЕ, якщо прибутковість ГП знизиться - наприклад, через обговорюване зниження цінових обмежень, за якими ГП може продавати електроенергію. Крім того, це означає, що дедалі більше електроенергії продається за регульованими цінами, що підриває саму ідею відкриття ринку.
- II. Обсяги імпорту електроенергії з Росії та Білорусі продовжують зростати (див. Рис. 1 нижче). Втім обсяги імпорту залишаються обмеженими з огляду на загальний обсяг ринку. Однак, нещодавно внесені зміни до законодавства дозволяють імпортувати електроенергію з Росії та Білорусі за двосторонніми договорами, що раніше було неможливо. В результаті обсяг транскордонних перетоків електроенергії між Україною та цими країнами скоріш за все збільшаться. Це може бути корисним для конкуренції та ліквідності ринку, але через сильно зарегульовану систему (див. вище) може призвести до проблем в інших сегментах ринку.
- III. Виробники торгової зони «Острів Бурштинської ТЕС» реалізують свій вплив на ринок і максимізують свій прибуток, переводячи власні обсяги продажу на сегмент балансууючого ринку. Це підштовхнуло середні ціни на ринку «на добу наперед» до найвищого рівня з моменту відкриття ринку.
- IV. У торговій зоні основної енергосистеми (ОЕС) надання більших обсягів дешевої електроенергії ГП можливо позитивно вплинуло на ліквідність на ринку «на добу наперед» (РДН), що привело до зниження цін протягом останніх 2 тижнів. Однак ліквідність була дещо вищою також за рахунок збільшення обсягів виробництва електроенергії з ВДЕ, а цей позитивний ефект може зменшитися в осінньо-зимовий період, оскільки українські ВДЕ - це переважно сонячні електростанції.
- V. Середні ціни, за якими державний оператор ТЕС «Центренерго» продає електроенергію на біржі, значно нижчі, ніж в організованих сегментах. Інформація в пресі свідчить про те, що цю недорогу електроенергію в основному купує одна бізнес-група, яка також нібито має певний управлінський контроль над "Центренерго".

Рисунок 1. Чистий експорт з України на сусідні ринки у 2019 році



Джерело: Платформа прозорості Entso-e

Примітка: Чим вищий стовпчик, тим більша різниця між експортом та імпортом. Від'ємне значення чистого експорту означає, що обсяг імпорту вище, ніж експорту за певний період.

Оператор ринку посилює прозорість

Оператор ринку додав нову інформацію та англійську версію на своєму веб-сайті www.oree.com.ua. Нові дані містять базові / пікові / позапікові щоденні індекси на РДН. Варто відзначити, що пікові (9-20 год.) / позапікові (0-8, 21-24 год) години на веб-сайті не збігаються з піковими (9-23 год) та позапіковими (0-8, 24 год) годинами, встановленими Регулятором для цінових обмеження.

Починаючи з серпня, публікуються нові експрес-звіти за 10 днів про результати на РДН та внутрішньодобовому ринку (ВДР), а також повний звіт за місяць. Серпневий звіт проливає деяке світло на частки ринку різних учасників у серпні 2019 року (див. стор. 3 / 4 цього звіту).

Зміни до спеціальних зобов'язань (ПСО) по поставках електроенергії для потреб населення

21 серпня Кабінетом Міністрів України внесено зміни у механізм ПСО:

- Збільшено частку електроенергії, яку «Укргідроенерго» зобов'язане продавати ДП «Гарантований покупець» (ГП) для потреб населення з 20% до 35%;
- Збільшено частку електроенергії, яку «Енергоатом» зобов'язаний продавати ГП з 75% до 90%;
- Тепер ГП відповідає за продаж електроенергії операторам мереж на покриття 80% їхніх технічних втрат (до того «Енергоатом» продавав електроенергію напряму операторам мереж на покриття мінімум 80% втрат в системі);
- Тепер КМУ відповідає за встановлення тарифів на електроенергію для побутових споживачів (до відкриття ринку НКРЕКП здійснювала регулювання тарифів для побутових споживачів, поточні тарифи все ще ґрунтуються на законодавчому акті НКРЕКП).

Найзначніша зміна полягає у тому, що ГП тепер може використовувати дохід від продажу надлишків електроенергії на РДН та ВДР, щоб фінансувати виплати виробникам електроенергії з ВДЕ за «зеленим» тарифом.

Прийнято новий тариф на передачу електроенергії

Зміни, внесені до зобов'язань ПСО, дозволили Регулятору скоротити суму підтримки об'єктам відновлюваної енергетики, що була включена у тариф на передачу електроенергії. Починаючи з 1-го вересня тариф на передачу скорочено з 312.14 грн/МВт-год до 116.54 грн/МВт-год. Водночас, Регулятором також затверджено оновлений кошторис ГП на 2019 рік, де враховано додатковий дохід від діяльності за ПСО та збільшення виплат ВДЕ, що фінансуються з цих доходів. Підтримка об'єктам відновлюваної енергетики тепер частково фінансується з тарифів на передачу та частково ГП.

Загальний обсяг виплат Гарантованим покупцем виробникам електроенергії з ВДЕ становив з млрд. грн у липні 2019 р. та 3.4 млрд. грн у серпні 2019 р. При цьому, 1.56 млрд. грн та 1.75 млрд. грн, відповідно, було профінансовано з тарифу на передачу електроенергії. Співвідношення джерел фінансування у майбутньому зміниться, адже ГП має доступ до обмежених обсягів електроенергії, та цінові обмеження, які зараз визначають ринкові ціни, вірогідно зміняться.

Зміни до Закону «Про ринок електроенергії» стосовно імпорту

У попередній редакції Закону «Про ринок електроенергії» продаж електроенергії, імпортованої з країн, що не є членами Енергетичного Співтовариства, був можливий лише на РДН та балансуєчому ринку. 18-го вересня

Верховна Рада прийняла поправку, якою це обмеження знімається. Внесені зміни дозволяють українським споживачам та трейдерам купувати електроенергію з Білорусі та Росії напряму за двосторонніми договорами. При тому, що оптові ціни на електроенергію в цих країнах значно нижчі за українські, це може створити конкуренцію в сегменті двосторонніх договорів, де сьогодні домінує ДТЕК. Втім, це також може негативно вплинути на ліквідність в сегментах РДН та ВДР та створити небажану залежність від імпорту. Вплив на ліквідність та ціни на оптовому ринку України буде проаналізовано згодом.

Оператор ринку працює на платформі централізованих двосторонніх угод

Проект USAID «Енергетична безпека» працюватиме з Оператором ринку над створенням централізованої платформи торгівлі за двосторонніми договорами. Це вважається заходом, спрямованим на полегшення роботи учасників ринку, як про це сказано у прес-релізі Оператора ринку. За законом, державна генерація зобов'язана продавати електроенергію на організованій платформі за двосторонніми договорами, при цьому приватні компанії не зобов'язані цього робити. На цей момент з прес-релізу не зрозуміло чи торгівля через централізовану платформу буде обов'язковою для всіх учасників ринку.

Аналіз Секретаріата Енергетичного Співтовариства

Секретаріатом Енергетичного Співтовариства було опубліковано документ «Оптовий ринок електроенергії України – критична оцінка роботи у перші два місяці». В цьому аналітичному документі Секретаріат вітає прихильність України до реформи. Серед інших питань Секретаріат зазначає, що:

- 1) У питанні механізму ПСО з Секретаріатом Енергетичного Співтовариства не було проведено консультацій, що цей механізм повертає модель єдиного покупця і "йде набагато далі, ніж необхідно, щоб забезпечити доступність цін для побутових споживачів"
- 2) Відсутні заходи забезпечення ліквідності, які б стимулювали торгівлю на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку. ПСО також непрямо впливає на ліквідність, адже тільки близько 53% електроенергії продається на відкритому ринку.
- 3) Обмеження цін "може бути виправданим на олігопольному ринку, такому як український", але їх треба поступово усунути, щоб стимулювати конкуренцію.
- 4) Відсутність ринку допоміжних послуг, жоден постачальник ще не пройшов довгої процедури сертифікації.
- 5) Борги постачальнику останньої надії та невіршене питання успадкованих боргів ДП «Енергоринок».
- 6) Можливості для покращення ситуації в сфері прозорості та публікації даних.

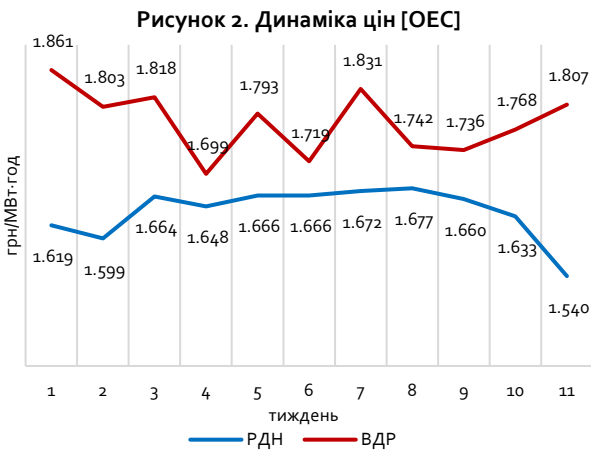
Загальна оцінка: «всі сегменти ринку (окрім ринку допоміжних послуг) почали функціонувати без серйозних проблем завдяки значному регулюванню на ринку за допомогою встановлення різних обмежень на максимальні ціни, а також ПСО, що не дозволяє розвиватися конкуренції в повному обсязі. Кабінету міністрів та НКРЕКП необхідно визначити основними пріоритетами забезпечення тимчасового характеру застосування обмежень максимальних цін та інших обмежувальних заходів, таких як диспропорційні зобов'язання ПСО, та поступово відмовитися від них, щоб стимулювати збільшення числа учасників ринку і розвиток конкуренції».

Ключові дані: Оптовий ринок – торгова зона ОЕС

Падіння цін після періоду стабільного зростання

Більшу частину серпня, до 9-го тижня, середньозважені ціни на РДН продовжували повільно зростати до рівня обмеження цін. Впродовж тижнів 9-11 ціни впали на 8%. У тижні 9-10 це здебільшого було пов'язано з падінням цін у позапікові години, при цьому ціни у пікові години лишалися стабільними – на рівні 2,000 грн/МВт·год. Єдиним винятком є тиждень 11 з середньою ціною у 1,918 грн/МВт·год в пікові у 843 грн/МВт·год – в позапікові години.

У тиждень 10 та 11 спостерігалось збільшення обсягів заявок і у пікові, і у позапікові години. Це було пов'язано зі збільшенням обсягів постачання Гарантованим покупцем, який після внесення змін у механізм ПСО, має тепер більші обсяги електроенергії у портфелі, а також зі збільшенням на 43% обсягів генерації електроенергії з ВДЕ у тиждень 11 у порівнянні з тижнем 10.



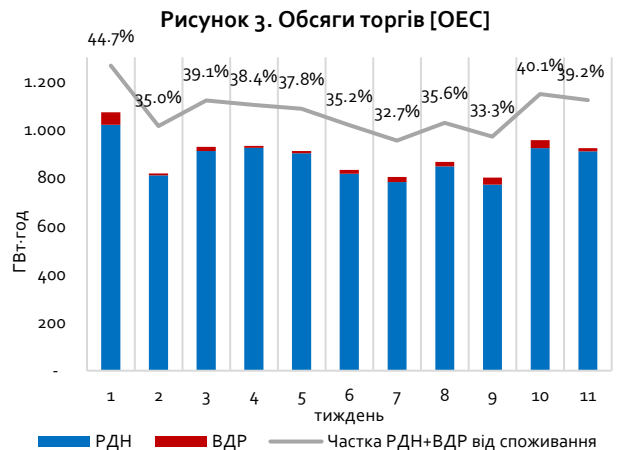
Джерело: розрахунки проекту LCU на основі даних Оператора ринку, даних Укренерго

Обсяги, на які вплинули планові ремонти

Частка електроенергії, що продавалася на РДН та ВДР знижувалася до тижня 10, після якого вона знову зросла до 40% від загального обсягу споживання у торговій зоні ОЕС. Падіння обсягів у тижні 7 та 9 можливо пояснюється ремонтами на 4-му енергоблоці Рівненської АЕС та 1-му енергоблоці Південноукраїнської АЕС, а зростання обсягів у тижні 8 та 10 – підключенням до мережі 2-го блоку Запорізької АЕС та 3-го блоку Рівненської АЕС.

Активність на внутрішньодобовому ринку збільшилася після тижня 8, що збігається із збільшенням обсягів генерації ВДЕ. Це стабілізувало даний сегмент, скоротивши дефіцит між попитом та обсягами постачання у заявках.

Детальна інформація щодо обсягів та відхилень від встановлених максимальних цін надається на стор. 6.



Розподіл часток на ринку

В останньому звіті з аналізу ринку за серпень 2019 року оператор ринку оприлюднив інформацію про частки ринку різних груп учасників ринку в серпні 2019 року. Надана інформація дещо обмежена способом, яким оператор ринку вирішив її представити, і не надає повної картини структури ринку у липні 2019 року для порівняння. Тим не менше, ці нові дані дають ширше розуміння учасників у різних сегментах. Більш детальна інформація (більше місяця, погодинна інформація, детальніша інформація про покупців) буде корисною для аналізу можливого використання ринкового впливу. Ми з нетерпінням очікуємо подальшу розширення прозорості даних.

Постачальники універсальних послуг на рисунку нижче представлені лише обсягами, які ці компанії купують для

постачання малому бізнесу за регульованими цінами, а також іншим клієнтам - за ринковими цінами. Обсяги, продані Гарантованим покупцем за ПСО, безпосередньо не відповідають обсягам споживання побутовими споживачами, а швидше показують «надлишковий» обсяг електроенергії - різницю між портфелем Гарантованого покупця в рамках ПСО та попитом домогосподарств.

Цікаво, що частка електроенергії з ВДЕ на РДН була вищою, ніж частка електроенергії з ТЕС. Розрахунки LCU на основі наявних даних показують, що теплові електростанції продають близько 87% своєї генерації за межами сегментів РДН та ВДР. 20% від цього обсягу продає Центренерго на УЕБ. Решта 67% відповідають обсягам за двосторонніми договорами та обсягам на балансуєчому ринку приватних ДТЕК та Донбасенерго.

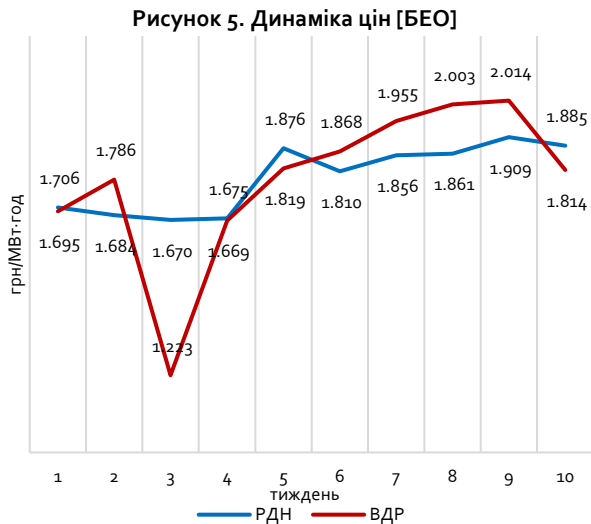


Джерело: звіт Оператора ринку за серпень 2019 р.

Ключові дані: Оптовий ринок – Бурштинський енергоострів [БЕО]

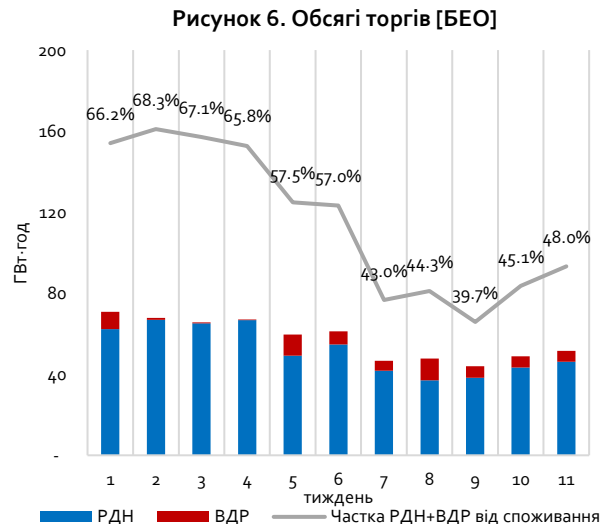
Ціни зростають до максимальних

Ціни в торговій зоні Бурштинського острова продовжували зростати до тижня 10. Стабільне зростання середніх цін пов'язане з вилученням обсягів у позапікові години. Таким чином, пікові години займають більшу частку в загальних обсягах торгівлі. Обсяги імпорту електроенергії продовжують бути незначними, і тому не можуть вплинути на ціну. Подальший аналіз факторів ціноутворення представлений на сторінці 6.



Обсяги перенаправлені на балансуєчий сегмент

Обсяги торгівлі на РДН та ВДР після тижня 5 впали, що співпадає із збільшенням обсягів торгівлі на балансуєчому ринку (див. рис. 10). Показово, що обсяги на внутрішньодобовому ринку збільшилися до 5-10% від загального навантаження після тижня 5. Ця поведінка також може бути пов'язана зі зміщенням пропозиції на балансуєчий ринок, з торгівлею на ВДР як способом пристосуватися до динамічних обсягів балансуєчого ринку.



Джерело: розрахунки проекту LCU на основі даних Оператора ринку, даних Entso-e

Розподіл часток на ринку

Варто зазначити, що відновлювані джерела енергії займають 13% РДН у торговій зоні Бурштинського острова і є другою за величиною часткою, за даними оператора ринку. Однак склад 44% "інших" продавців залишається незрозумілим, незважаючи на те, що ця частка становить майже половину ринку на добу наперед.

Бурштинська ТЕС задовольняє більше 80% річного споживання електроенергії у цій зоні. Частка ТЕС на РДН, як показує оператор ринку, - 35%. Обсяги продажу Бурштинською ТЕС, за даними оператора ринку, у серпні значно впали у порівнянні з липнем, втім точної цифри не надано.

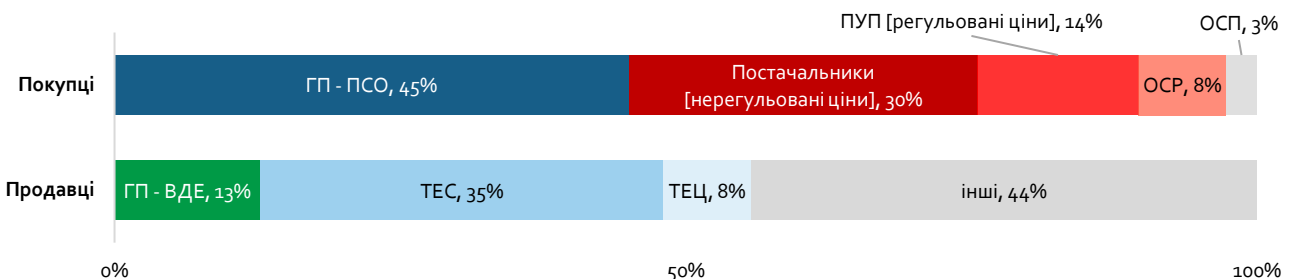
Припустивши 80% як частку загального навантаження для Бурштинської ТЕС, ми оцінюємо, що десь 78-82% обсягу виробництва ТЕС продається за межами сегментів РДН та ВДР. Виходячи з даних, представлених на Рис. 6, ми припускаємо, що частина електроенергії, що генерується Бурштинською електростанцією, можливо, перейшла на

інші сегменти ринку, головним чином на ринок двосторонніх договорів та - у меншій мірі - на внутрішньодобовий.

Дані на Рис.7 можуть показувати, що "інші" продавці – це трейдери за двосторонніми договорами, підписаними з Бурштинською ТЕС, оскільки в серпні не відбулося значного збільшення обсягів експорту електроенергії (див. Рис.1). Причина такої проміжної ланки між виробником та ринком незрозуміла.

На відміну від торговельної зони ОЕС, тут обсяги гарантованого покупця за механізмом ПСО перебувають на стороні покупців. Це пов'язано з відсутністю фізичного зв'язку між зонами БЕО та ОЕС. Оскільки всі електростанції у підпорядкуванні Енергоатому та Укргідроенерго підключені до основної системи, Гарантований покупець змушений продавати електроенергію в ОЕС та купувати у приватних виробників в зоні БЕО, щоб постачати електроенергію побутовим споживачам за цінами нижче ринкових.

Рисунок 7. Частки на РДН у серпні 2019 року [БЕО]



Джерело: звіт Оператора ринку за серпень 2019 р.

Аукціони двосторонніх договорів та Балансуючий ринок

Результати аукціонів двосторонніх договорів

99,9% обсягів на УЕБ (див. Рисунок 8) представляють результати аукціонів Центренерго. 17 вересня компанія ДТЕК запропонував 36 ГВт·год базового навантаження на УЕБ в зоні ОЕС за 1,640 грн/МВт·год (ціни за базове навантаження на ринку «на добу наперед» в цей день складала 1,601 грн/МВт·год) - і не змогла знайти покупця. Однак у торговій зоні БЕО ДТЕК вдалося продати 13,2 ГВт·год базового навантаження по 1,631 грн/МВт·год (ціна за базове навантаження в сегменті РДН у той же день становила там близько 1,600 грн/МВт·год). Покупцем була компанія D.Trading, яка входить до групи ДТЕК.

Ціни на електроенергію Центренерго продовжують бути вищими за ціни на РДН (на 23% у вересні) у позапікові години, і нижчими за ціни на РДН у пікові години (на 12% у вересні). Виходячи з результатів торгів на УЕБ,

середньозважена ціна на електроенергію Центренерго становила 1,467 грн/МВт·год у липні та 1,295 грн/МВт·год - у вересні, що на 11% і 18%, відповідно, нижче за середній показник на РДН.

Це може свідчити про те, що Центренерго має несприятливі конкурентні умови порівняно з приватними виробниками, які можуть отримати вигоду від вищих цін на РДН і не зобов'язані продавати енергію на аукціонах. З іншого боку, нижчі ціни на електроенергію з ТЕС Центренерго можуть свідчити про те, що поточні обмеження цін дозволяють отримати значну норму прибутку в години пік, що також було проаналізовано у випуску №2 нашого Моніторингу. У будь-якому випадку, ці цифри показують, що на ринку спостерігається певне викривлення, яке виникає через незбалансоване адміністративне регулювання.

Рис.8. Обсяги торгів на УЕБ [ОЕС] (без ПСО)

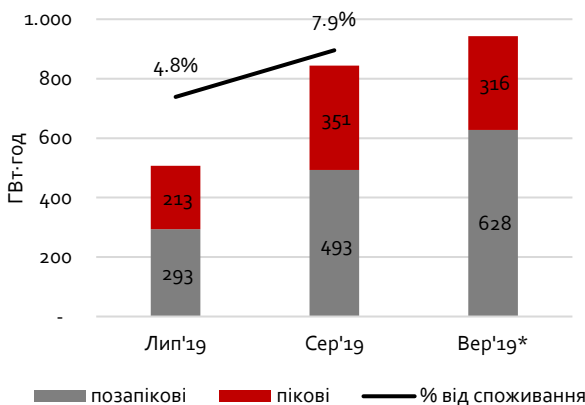
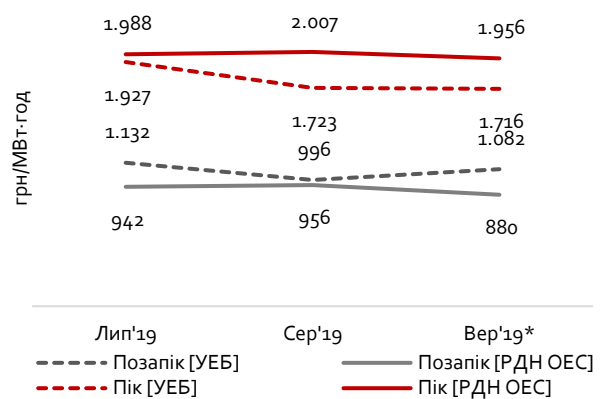


Рис.9. Порівняння цін на УЕБ та РДН



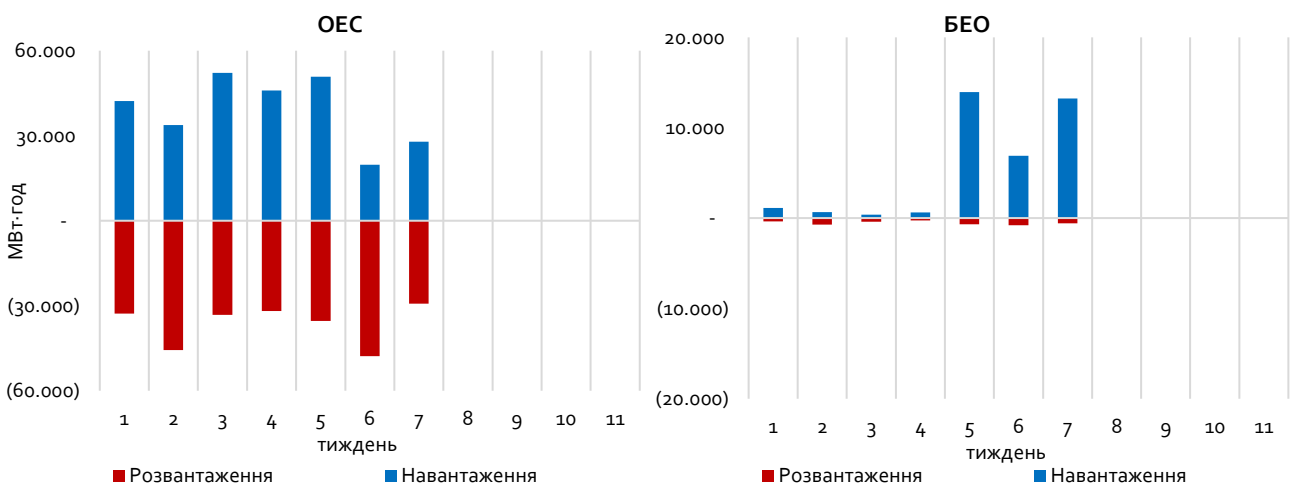
*Примітка: обсяги поставки на вересень представлені за даними станом на 20.09.2019 і не представляють повні дані за вересень
Джерело: Розрахунки проекту LCU на основі даних УЕБ, Укренерго, Оператора ринку

Результати балансуочого ринку

Український оператор систем передачі Укренерго, відповідальний за балансуочий ринок, опублікував результати торгівлі на балансуочому ринку за період з 1 липня до 20 серпня. На Рис.10 показано щотижневі обсяги торгівлі електроенергією на балансуочому ринку. Дані про обсяги небалансів досі не є загальнодоступними.

Значне збільшення обсягів балансування в торговій зоні Бурштинського острову з 5-го тижня збігається зі зменшенням часток РДН та ВДР. Це чіткий показник того, що виробники прагнуть виводити обсяги, щоб отримати вигоду від вищих цін на балансуочому ринку. Це також підтверджує рисунок 7, де видно незвично низьку частку ринку найбільшого генератора в зоні БЕО, а також рисунок 12.

Рисунок 10. Обсяги на балансуочому ринку



Джерело: дані «Укренерго»

Моніторинг ринкової влади

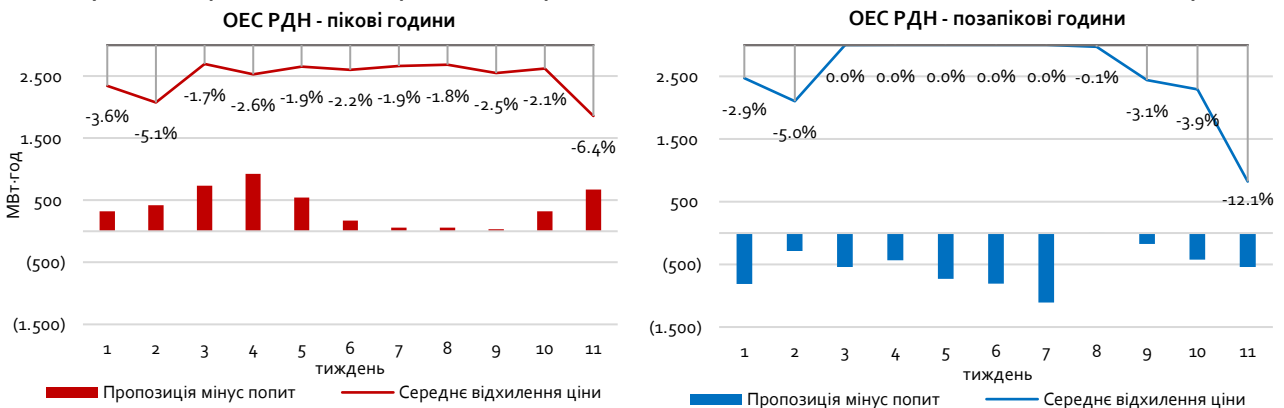
ОЕС: Збільшення ліквідності після внесення змін у механізм ПСО надало поштовху до зниження цін

Одним із факторів, що сприяв дефіциту між заявленою пропозицією та попитом впродовж тижнів 6-9, були планові ремонти блоків атомних електростанцій. Починаючи з 10 тижня, ціни почали, а потім продовжили відхилятися від максимального рівня. Цьому також посприяли зміни в механізмі ПСО, якими ще більший обсяг електроенергії був направлений на ринок через державного Гарантованого покупця. Ліквідність протягом 11 тижня також була дещо вищою завдяки збільшенню обсягів виробництва електроенергії з відновлюваних джерел енергії, оскільки нові електростанції продовжують підключатися до енергосистеми високими темпами.

У тиждень 11 середньодобові ціни на РДН у вихідні склали 1,462 та 1,123 грн/МВт-год. Це сталося через безпрецедентно високі сумарні обсяги поставок у вихідні, заявлені продавцями протягом пікових годин.

У нічні години Гарантійний покупець тепер продає зі свого портфеля зайві обсяги електроенергії з АЕС, тим самим знижуючи середні ціни у позапікові години. Однак після 10-го тижня заявлені обсяги попиту також збільшилися - приблизно з 3.5-4.5 до 5-5.5 ГВт-год. Це може бути пов'язано із поведінкою покупців, для максимізації отриманого обсягу за механізмом пропорційного розподілу у випадку значного перевищення пропозиції попитом на позапікову електроенергію. У тижні 10-11 середній обсяг проданих у позапікові години обсягів був найвищим.

Рисунок 11. Середня погодинна різниця між пропозицією та попитом та відхилення цін від максимальних у ОЕС



Джерело: Розрахунки проекту LCU на основі даних Оператора ринку

БЕО: виведення обсягів та зростання імпорту

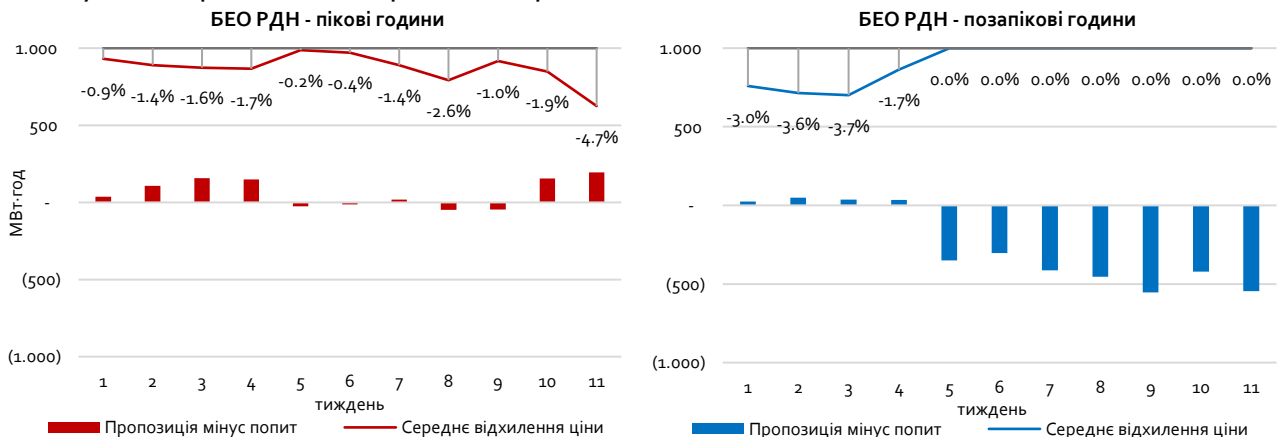
Ціна в пікові години почала відхилятися від обмежень з 10-го тижня. Аналіз погодинних даних транскордонних перетоків у торговій зоні БЕО показав чітку закономірність: у пікові години чистий експорт, як правило, нижче, ніж у позапікові години. Це може свідчити про те, що трейдери, як правило, імпортують виключно в години пік, коли цінові обмеження вищі.

Дані також показують зменшення чистого експорту на 11-й тиждень у години пік, що, можливо, сприяло найбільшому відхиленню ціни від цінових обмежень з моменту відкриття ринку. Однак отримана середня ціна, як показано на рисунку 5, все ще в основному диктується обсягами у пікові години.

Аналіз погодинних кривих попиту-пропозиції показав, що в позапікові години пропозиція є значно нижчою. На Рис.12 чітко показано, що обсяг незадоволеного попиту протягом нічних годин зростає. Це призводить до того, що ціни закриваються на максимальному рівні, тобто на рівні цінових обмежень.

Порівняння з погодинними обсягами балансуючого ринку та обсягами, що продаються в зоні БЕО, також продемонструвало, що з 5-го тижня обсяги, що продаються на РДН у позапікові години, падають, а обсяги навантаження на балансуючому сегменті збільшуються. Виведення обсягів з ринку у години з непривабливою ціною свідчить про умисну стратегію з метою максимізації прибутку.

Рисунок 12. Середня погодинна різниця між пропозицією та попитом та відхилення цін від максимальних в БЕО



Джерело: Розрахунки проекту LCU на основі даних Оператора ринку

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 звертайтеся на info@LowCarbonUkraine.com.

Редактор: д-р Георг Цахманн

Автори: Олексій Михайленко, Анна Темель

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