



Моніторинг ринку електричної енергії України. Липень 2019

20 серпня 2019 року

Резюме

Із 1 липня 2019 року в Україні діє конкурентний чотирьохсегментарний ринок електроенергії. До цього часу цей ринок функціонував за моделлю одностороннього енергетичного пулу, переважна частина якого, окрім ТЕС, підпадала від державне регулювання, а оптова ринкова ціна на електроенергію встановлювалася за середньозваженим методом ціноутворення. Нова модель передбачає різні методи конкурентного ціноутворення для різних сегментів ринку.

Новий ринок електроенергії в Україні було запущено у «безпечному» режимі шляхом встановлення цінових обмежень на РДН та ВДР, а також на БР. Так звані *price caps* були встановлені на рівні максимальної середньоарифметичного погодинної ціни у березні – травні 2019 року для енергоблоків, які працювали за ціновими заявками при старому ринку, за режимами навантаження. Ці обмеження й визначили динаміку та кон'юнктуру нового ринку електричної енергії.

У липні 2019 року ринок електроенергії України можна назвати квазіконкурентним, оскільки:

із ринку вилучено 90 % електроенергії АЕС та 20 % електроенергії ГЕС, які реалізовували її за державно регульованими цінами Гарантованому покупцю для виконання спеціальних обов'язків;

висока концентрованість продавців на ринку обумовлювала торги на рівні верхніх цінових обмежень;

небалансованість енергосистеми призводила до надання частих аварійних команд ОСП.

Кон'юнктура ринку електроенергії в липні 2019 р. була переважно профіцитною в піковий період та дефіцитною в позапіковий період навантаження. Найгостріші диспропорції мали місце в позапіковий період в ТЗ ОЕС України.

Впровадження ринку електроенергії супроводжувалися підвищенням цін на електроенергію, однак таке зростання було різним та залежало від активності певних гравців на окремих сегментах ринку (табл. А).

Таблиця А – Порівняння цін електроенергії на різних сегментах ринку в Україні

Сегмент ринку	Ціна, грн / МВт*год.		Темп зростання до червня 2019 р.	
	ТЗ ОЕС Україна	ТЗ Бурштинський острів	ТЗ ОЕС Україна	ТЗ Бурштинський острів
Червень 2019				
Середньозважена ціна продажу ТЕС		1422	–	–
Липень 2019				
Організований РДД	1441	980*	1%	-31%
РДН	1640	1711	15%	20%
ВДР	1835	1733	29%	22%
Небаланси на БР	1626	1600	14%	13%

Примітка: * – торгувалася тільки електроенергія позапікового навантаження

За підсумками липня 2019 р. індекс цін промисловості зріс на 3,6 %, а індекс цін такого виду економічної діяльності як постачання електроенергії, газу та води – на 16,4 %, хоча безпосередньо вартість газу здешевшала на 14 % (за цінами НАК «Нафтогаз Україна»).

Як результат оптові ціни на електроенергію в Україні перевищили значення провідних європейських бірж (Erex Spot та NordPool) на 50 – 70 %, на 30 % ринку електроенергії Німеччини і на 90 % ринку електроенергії Франції.

1. Односторонній енергетичний пул: підведення підсумків

Модель одностороннього енергетичного пулу на ринку електричної енергії України працювала із 1998 року. Сам пул оперувався ДП «Енергоринок», яке здійснювало викуп електроенергії у всіх виробників потужністю понад 20 МВт або з річним обсягом виробництва понад 100 млн кВт.*год. При цій моделі тільки теплова електрогенерація працювала у конкурентному середовищі – за ціновими заявками, тоді як ціни АЕС, ГЕС, ГАЕС, ТЕЦ та виробників електроенергії з ВДЕ були державно регульованими та встановлювалися енергетичним регулятором – НКРЕКП. Оптова ціна на електроенергію встановлювалася на основі середньозваженого методу, коли вся електроенергію звалювалася в «котел», «змішувалася» та продавалася постачальникам за середньою ціною. Такий метод ціноутворення дозволяв нівелювати високі ціни теплової електрогенерації та «зелені» тарифи із дешевими тарифами атомної та гідро електроенергії (табл. 1)

Таблиця 1 – Середньозважені ціни електроенергії на оптовому ринку у першому півріччі 2019 року, грн / МВт*год.

Період	Оптова ринкова ціна продажу виробни- ками	у тому числі									
		ТЕС	у тому числі					АЕС	ГЕС	ТЕЦ	ВДЕ
			Центр- енерго	ДТЕК Дніпро- енерго	Донбас- енерго	ДТЕК Схід- енерго	ДТЕК Захід- енерго				
01/19	1156,76	1875,52	1831,63	1830,38	2235,89	2037,02	1790,18	574,24	793,41	1783,69	4057,08
02/19	1160,07	2166,91	2249,71	2024,90	2569,18	2376,65	2016,05	573,60	722,97	1769,55	4457,81
03/19	1146,01	1763,67	1830,20	1752,12	2035,27	1714,06	1692,35	574,56	707,47	1790,19	4789,05
04/19	1128,46	1633,06	1720,58	1564,35	1973,22	1569,95	1582,59	578,69	733,77	1808,48	4682,38
05/19	1136,93	1734,32	1896,57	1630,21	2044,05	1618,99	1686,78	579,51	625,34	1821,26	4704,5
06/19	1144,35	1422,43	1447,49	1425,58	1686,56	1387,35	1414,77	577,03	656,23	1827,49	4734,16

Джерело: ДП «Енергоринок» – <http://www.er.gov.ua>

Відхилення середньозважених цін продажу ТЕС від оптової ринкової ціни продажу складало від 62 % у січні 2019 року до 24 % у червні 2019 року.

Зміна моделі ринку електроенергії України мала на меті й зміну методу ціноутворення, де кожен виробник має змогу продавати, а споживач – купувати електроенергію за однаковою ціною. Така ціна може бути визначена на основі маржинального методу ціноутворення, коли оптова ринкова ціна буде дорівнювати ранжованій ціні останнього енергоблоку, який приймає участь у покритті навантаження. Маржинальними енергоблоками в Україні були і залишаються блоки теплової електрогенерації, оскільки ВДЕ виведені із конкурентного середовища, а для ТЕЦ передбачена державна підтримка. Відтак, впровадження нової моделі ринку електроенергії в Україні апіорі передбачало зростання оптових цін до рівня теплової електрогенерації.

З метою забезпечення від стрімкого та неконтрольованого зростання цін на електроенергію до рівня маржинального енергоблоку, НКРЕКП було прийнято рішення щодо верхнього цінового обмеження ціни на рівні максимальної середньоарифметичного погодинної ціни ТЕС у березні – травні 2019 року для відповідних режимів навантаження, які будуть діяти протягом перших 9 місяців роботи нового ринку (із липня 2019 року до березня 2020 року) та застосовуватися для ринку на добу наперед та внутрішньодобового ринку. Такими цінами виявилися: для пікового навантаження (з 8 до 23 год.) середньоарифметична ціна за 18.04.2019 у розмірі 2048,23 грн / МВт*год., а для позапікового навантаження (із 23 до 8 год.) за 02.04.2019 у розмірі 959,12 грн / МВт*год. Ці дві ціни й визначили всю динаміку нового ринку електричної енергії у липні 2019 року.

2. Особливості ціноутворення за нової моделі ринку електричної енергії України

Згідно Закону України «Про ринок електричної енергії» новий ринок електричної енергії поділено на 4 сегменти: ринок двосторонніх договорів (РДД), ринок на добу наперед (РДН), внутрішньодобовий ринок (ВДР) та балансуєчий ринок (БР), – кожен з яких має власний механізм функціонування та методи ціноутворення.

РДД фрагментовано на декілька сегментів:

1) неорганізований, де приватні виробники електроенергії продають її різним оптовим покупцям, повідомляючи ОСП лише узгоджені обсяги, тоді як ціни залишаються предметом закритих домовленостей (цінових обмежень не існує);

2) організований, де через електронну аукціонну платформу, яка оперується Українською енергетичною біржою, державні виробники продають електроенергію різним оптовим покупцям. Основним методом ціноутворення є відкриті торги на підвищення, але нерідко використовується метод зустрічних пропозицій (цінових обмежень не існує);

3) спеціалізований, на якому 2 державні підприємства, ДП «НАЕК Енергоатом» та ПрАТ «Укргідроенерго» реалізують її ДП «Гарантований покупець» для забезпечення побутових потреб та ОСП та ОСР для покриття технологічних потреб за державно регульованими цінами.

РДН функціонує на основі двостороннього енергетичного пулу, де всі оптові продавці та покупці електроенергії подають свої заявки ДП «Оператор ринку», який акумулює, ранжує їх та встановлює єдину маржинальну ціну на добу наперед. Усі оптові продавці, які запропонували ціну продажу нижче маржинальної, продають, та всі оптові покупці, які запропонували ціну купівлі вище маржинальної, купують електроенергію за маржинальною ціною.

З метою убезпечення від стрімкого зростання оптових цін на електроенергію в липні 2019 року було встановлені наступні цінові обмеження на РДН: для годин мінімального навантаження – 959,12 грн/МВт*год; для годин максимального навантаження – 2048,23 грн/МВт*год.

ВДР функціонує за моделлю простої товарної біржі, де всі оптові покупці отримують можливість купувати електроенергію по заявленій ціні продавця. Оперується ВДР також ДП «Оператор ринку» та на ньому діють ті самі цінові обмеження, що й на РДН.

Балансуєчий ринок (БР) в Україні як і РДН функціонує за методом маржинального ціноутворення. Однак, на відміну від останнього, представляє собою односторонній енергетичний пул, де ПрАТ «Укренерго» в особі ОСП закуповує балансуєчу електроенергію у постачальників послуг балансування для підтримання сталості роботи енергосистеми, виставляючи згодом ціну небалансів учасникам за відхилення фактичного графіку від номінованого. Функціонує БР за моделлю самодиспетчеризації, де всі постачальники послуг балансування мають подавати ОСП свої заявки-пропозиції за двома стандартизованими продуктами: на розвантаження та на навантаження, – а ОСП, в свою чергу, на основі оптимізаційної функції мінімізації витрат на балансування їх акцептує, видаючи постачальникам послуг балансування диспетчерські команди.

У липні 2019 р. на БР були встановлені цінові обмеження в межах від 85% до 115% від встановленої ціни на РДН/ВДР, які складають: для позапікового навантаження – від 815,25 до 1102,99 грн/МВт*год; для пікового навантаження від 1741,00 до 2355,46 грн/МВт*год.

За першу декаду липня 2019 року ПрАТ «Укренерго» оприлюднило наступну структуру товарного ринку електричної енергії (рис. 1)

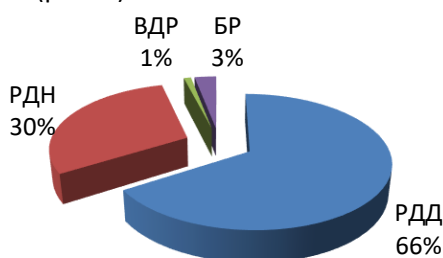


Рисунок 1 – Структура ринку електроенергії за сегментами у липні 2019 року

Джерело: ПрАТ «Укренерго» – <https://ua.energy/mediya/media-tsentr/novyny/>

3. Ринок двосторонніх договорів

Фактично у липні 2019 року було виведено із ринку електроенергії 90 % атомної та 20 % гідро-електроенергії з метою виконання спеціальних обов'язків (табл. 2).

Таблиця 2 – Торгівля електроенергією за спеціальними обов'язками у липні 2019 року

Продавець	Покупець	Режим навантаження	Обсяг, МВт*год	Ціна, грн / МВт*год.
ДП «НАЕК Енергоатом»	Гарантований покупець	Базове	4 144 824	566,70
ПрАТ «Укргідроенерго»	Гарантований покупець	Пікове	138 000	673,76
ДП «НАЕК Енергоатом»	Укренерго та різні ОСР	Базове	828 816	566,70
ВСЬОГО за спеціальними обов'язками			5111640	569,59
у т.ч. на:			4282824	570,15
– побутові потреби			5111640	569,59
– технологічні потреби			828816	566,70

Джерело: Українська енергетична біржа – <https://www.ueex.com.ua>

Сумарний обсяг закупівлі електроенергії за спеціальними обов'язками склав 5111,64 ГВт*год., або 46 % від загального електроспоживання у липні 2019 року, з яких 87 % припадає на побутові потреби. Дані щодо обсягів електроспоживання населення за липень 2019 року наразі ще не відомі, але опираючись на обсяги у липні 2018 р., можемо припустити, що ДП «Гарантований покупець» закупив на 66 % більше побутових потреб з перекриття збитків від продажу електроенергії населенню за старими цінами.

На організованому сегменті РДД, через Українську енергетичну біржу, протягом липня 2019 року було продано 779 ГВт*год електроенергії, у т.ч. в ресурс липня 625 ГВт*год., або 6 % від місячного електроспоживання (табл. 3).

Таблиця 3 – Динаміка організованої торгівлі електроенергією на РДД у липні 2019 року

Дата аукціону	Продавець	Період поставки	Обсяг, МВт*год.	Ціна, грн / МВт*год.				
				середньо-зважена	Мін.	Макс.	Відкриття	Закриття
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пікове навантаження								
05/07	Центренерго	07/07 – 13/07	66975	2030	2030	2030	2030	2030
12/07	Центренерго	14/07 – 20/07	75000	1906,82	1900	2005	2005	1900
19/07	Центренерго	21/07 – 27/07	71745	1852,72	1800	1945	1945	1800
26/07	Центренерго	28/07 – 31/08	342000	1722,72	1720	1725	1725	1725
31/07	Калуська ТЕЦ-Нова	05/08 – 09/08	1875	2032	2030	2040	2040	2030
Всього пікове навантаження			557595	1802,16	1720	2040	2030	2030
у т.ч. ресурс липня 2019 року			252806	1888,24	1720	2030	2030	1725
Позапікове навантаження								
02/07	Центренерго	04/07 – 31/07	32364	1069,77	1040	1105	1103	1040
05/07	Центренерго	07/07 – 13/07	85188	1232,38	1195	1250	1195	1230
12/07	Центренерго	14/07 – 20/07	91605	1178,14	1070	1300	1300	1300
19/07	Центренерго	21/07 – 27/07	84258	1005	1005	1005	1005	1005
19/07	Калуська ТЕЦ-Нова	22/07 – 31/07	864	980	980	980	980	980

Продовження таблиці 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25/07	Калуська ТЕЦ-Нова	28/07 – 31/08	2268	980	980	980	980	980
26/07	Центренерго	28/07 – 31/08	456000	981,41	980	985	980	985
26/07	Центренерго	28/07 – 31/08	24000	1291,78	1265	1309	1265	1309
31/07	Калуська ТЕЦ-Нова	05/08 – 31/08	2394	1003,28	1001	1006	1001	1003
Всього позапікового навантаження			778941	1047,84	980	1309	1103	1003
у т.ч. ресурс липня 2019			349395	1110,48	980	1309	1103	985
Всього на організованому сегменті РДД			1336536	1362,54				
у т.ч. ресурс липня 2019			602201	1436,99				

Джерело: Українська енергетична біржа – <https://www.ueex.com.ua>

Основним оптовим продавцем в цьому сегменті ринку двосторонніх договорів виступало ПАТ «Центренерго» та незначна частка належала ДП «Калуська ТЕЦ-Нова» (Бурштинський острів).

У продуктовому розрізі переважала електроенергія позапікового навантаження, частка якої складала 58 %, враховуючи її дефіцит на РДН та ВДР.

У ціновому вимірі середньозважені ціни на електроенергію пікового навантаження коливалися від 2030 грн / МВт*год (початок липня) до 1722,72 грн / МВт*год (кінець липня), а для позапікового навантаження від 1232,38 грн / МВт*год (початок липня) до 981,41 грн / МВт*год (кінець липня). Принциповою особливістю електронних аукціонів пікового навантаження було здешевлення електроенергії під час торгів (ціна відкриття більша за ціну закриття), тоді як для позапікового навантаження, навпаки, характерним було здорожчення.

За даними ПрАТ «Укренерго»¹ станом на 10.07.2019 частка РДД в загальній торгівлі електроенергією складала 66 %. Якщо припустити, незмінність цих даних, то отримуємо що на неорганізованому сегменті ринку двосторонніх договорів було продано лише 14 % від загального електроспоживання (рис. 2).

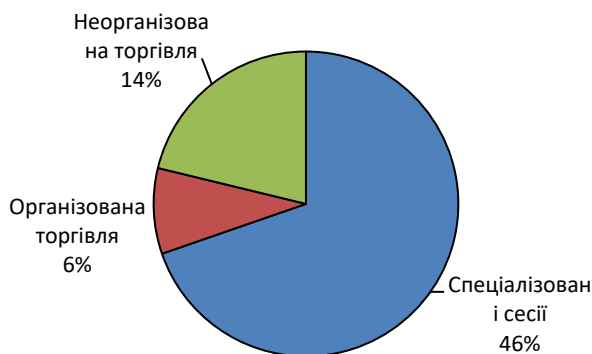


Рисунок 2– Орієнтована структура РДД у липні 2019 р

Однак, фактична частка неорганізованого РДД може бути вища, оскільки може перепродаватися на інших сегментах, оскільки ціна електроенергії на неорганізованому сегменті не регулюється та сам товар може бути предметом спекулятивного перепродажу на інших сегментах ринку.

¹ <https://ua.energy/osnovni-podiyi/roz-yaznennya-ukrenergo-shhodo-rozrahunku-tsiny-elektroenergiyi-dlya-promyslovyh-spozhyvachiv-u-novomu-rynku/>

4. Ринок на добу наперед

У європейській моделі лібералізованого оптового ринку електричної енергії РДН є найпрогресивнішим, найсправедливішим та найліквіднішим сегментом, ціни якого вважаються індикативними для інших. В основу його функціонування покладено аукціонний підхід за маржинальним методом ціноутворення, що дає змогу встановити єдині ціни для всіх учасників торгівлі, очищаючи ринок від неефективних гравців – виробничого та/або споживчого надлишку.

РДН в Україні запустився у «безпечному» режимі шляхом встановлення верхнього обмеження ціни електроенергії для пікового та позапікового навантаження (див. п. 1). Цей сегмент ринку у липні 2019 р. можна визначити як домінуючий.

Стартував РДН із обсягу торгів у 160 ГВт*год., з яких 94 % приходилися на торгову зону (далі ТЗ) «ОЕС Україна» та 6 % на ТЗ «Бурштинський острів», покривши при цьому 44 % від добового електроспоживання (рис. 3).

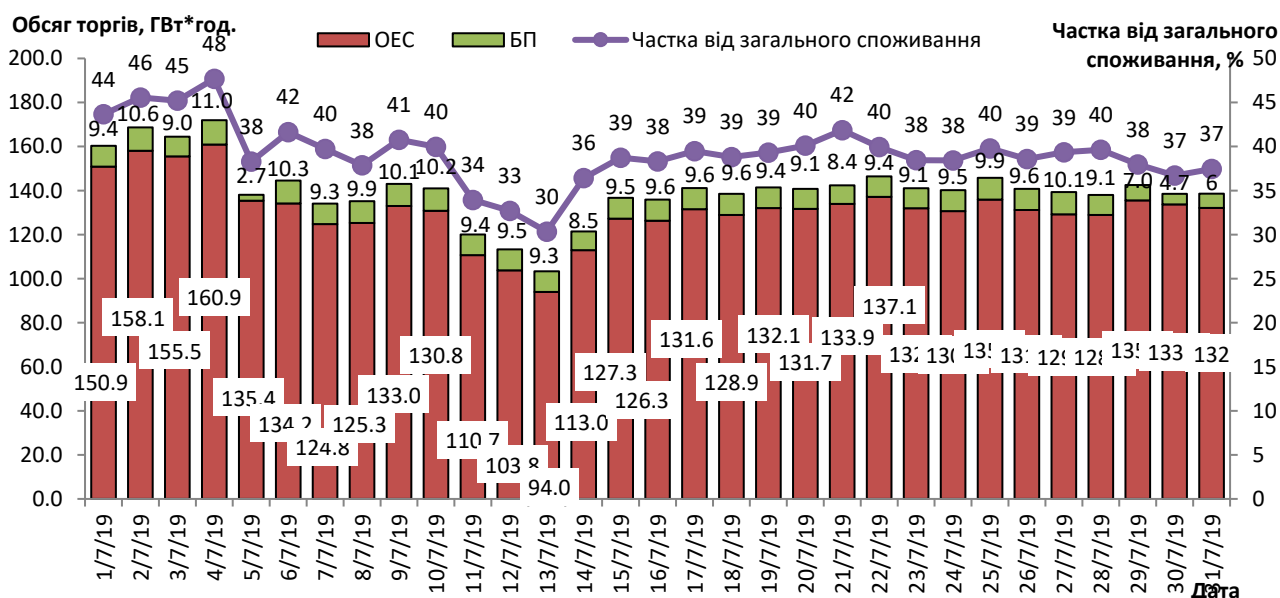


Рисунок 3– Динаміка обсягів торгів на РДН в липні 2019 р.

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

Протягом перших 4-х днів обсяг торгів на РДН сягнув свого максимуму у 172 ГВт*год. (пропорції між ТЗ – 94% та 6 %) або 48 % від добового електроспоживання, після чого (з 05.07.2019) обсяг торгів було різко скорочено на 36 ГВт*год. або до 38 % від добового споживання. Мінімальний обсяг торгів було зафіксовано 13.07.2019 на рівні 113 ГВт*год. (пропорції 91% / 9 %), що складало 30 % від добового електроспоживання. Принципово, що саме на цю дату зафіксовані найменша середньозважена ціна на добу наперед в ТЗ «ОЕС Україна» на рівні 1149,843 грн / ГВт*год.

Решту місяця обсяг торгів на РДН коливався на рівні 36 – 42 % від добових обсягів електроспоживання, забезпечивши середньомісячний обсяг торгів на РДН на рівні 39 % від місячного електроспоживання. Таким чином, протягом першого місяця роботи на РДН було продано 4348 ГВт*год.

Закрився місяць на рівні торгів у 139 ГВт*год. або 37 % від добового електроспоживання, зберігши початкові пропорції між торговими зонами.

Протягом першого місяця роботи розподіл сил на РДН було не на користь покупців: на 21 виробника припадало 222 постачальника електроенергії², що дозволяло першим маніпулювати із цінами та обсягами торгівлі (рис. 4)

² Аналіз роботи ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку за липень 2019 – https://www.oree.com.ua/index.php/main/get_by_id/505

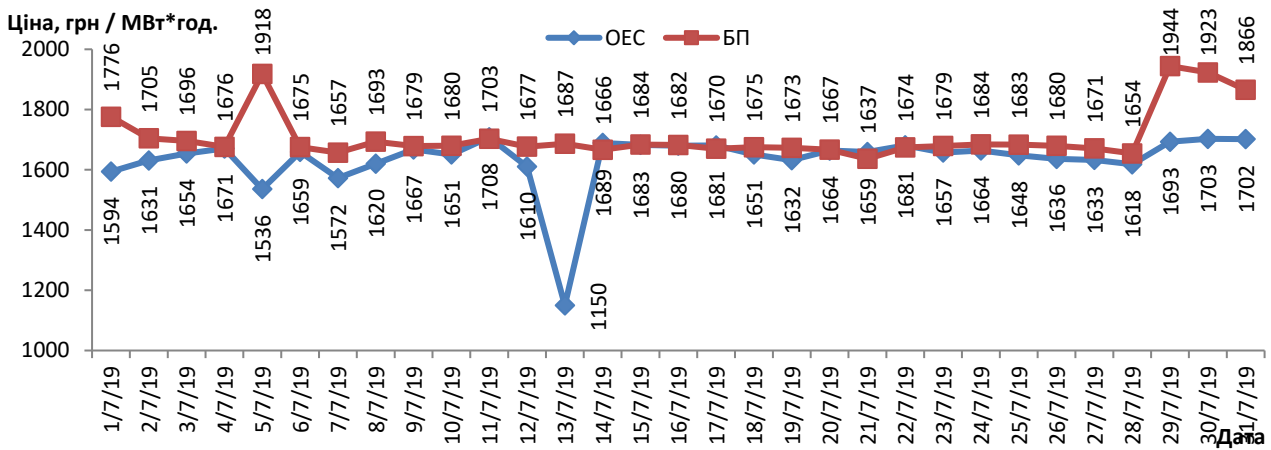


Рисунок 4 - Динаміка середньозважених добових цін на РДН в липні 2019 р.

У ціновому вимірі РДН стартував із середньозважених цін на добу наперед у 1594 грн / МВт*год. та 1776 грн / МВт*год., а закрився на цінах у 1702 та 1866 грн / МВт*год. для ТЗ ОЕС Україна та ТЗ Бурштинський острів відповідно, тобто можемо фіксувати місячне зростання цін на 6,8 % та 5,1 % відповідно. При цьому середньозважені місячні ціни для липня 2019 р. склали 1640 грн / МВт*год для ТЗ ОЕС Україна та 1711 для ТЗ Бурштинський півострів. У ТЗ Бурштинський півострів ціни на добу наперед були зазвичай вище аніж для ТЗ ОЕС Україна.

Різні цінові обмеження для двох режимів навантаження обумовлювали різну поведінку учасників за погодинними продуктами та режимами навантаження (рис. 5, рис. 6 та табл. 4).

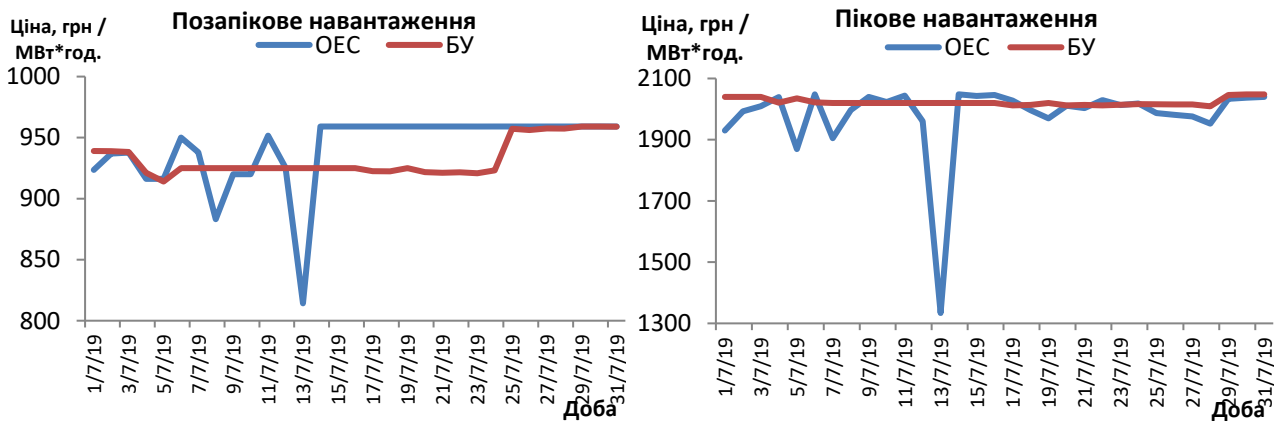


Рисунок 5 - Динаміка середньозважених ціни на добу наперед за режимами навантаження у липні 2019 р.

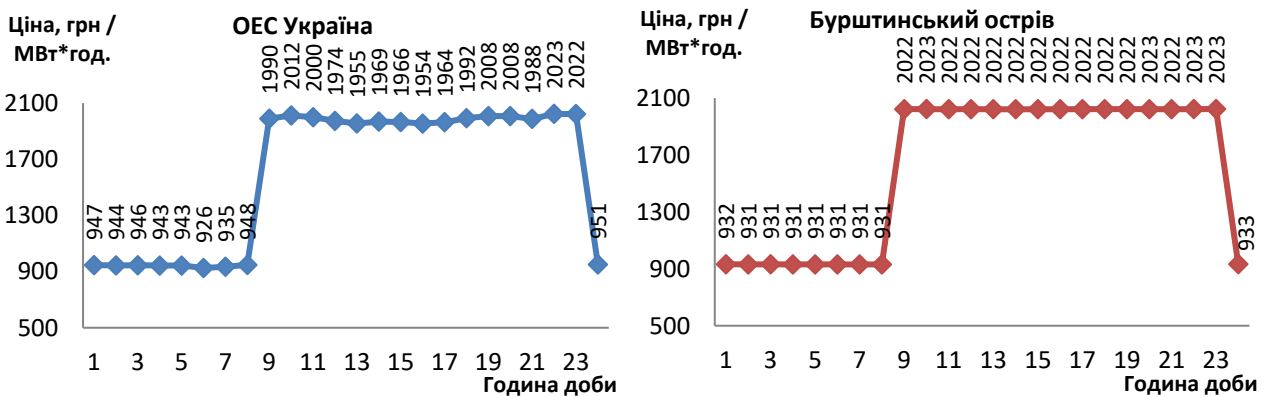


Рисунок 5 - Цінові профілі на РДН у липні 2019 р.

Таблиця 4 – Розподіл цін на ринку на добу наперед за режимами навантаження у липні 2019 р.

Показник	ОЕС			Бурштинський острів		
	0 – 24	9 – 23	23 – 8	0 – 24	9 – 23	23 – 8
Середньоарифметична ціна, грн / МВт*год.	1591	1981	942	1614	2023	933
Середньозважена ціна, грн / МВт*год.	1640	1988	942	1711	2022	931
Медіанна ціна, грн / МВт*год.	1948	2015	959	2014	2020	925
Модальна ціна, грн / МВт*год.	959	2048	959	925	2020	925
Мінімальна ціна, грн / МВт*год.	567	700	567	914	2005	914
Максимальна ціна, грн / МВт*год.	2048	2048	959	2048	2048	959
Місячна волатильність, %	–	11,4	4,9	–	0,2	0,3
Волатильність за останню декаду місяця, %	–	1,9	0,0	–	0,2	0,4

В обох торгових зонах ціни на добу наперед були близькими до цінових обмежень, так медіана ціна для пікового навантаження в ТЗ ОЕС Україна була 2015 грн / МВт*год., а в ТЗ Бурштинський острів – 2020 грн / МВт*год., тоді для позапікового навантаження відповідні значення становили 959,12 грн / МВт*год. (що дорівнювало встановленим обмеженням) та 925 грн / МВт*год. Основною відмінністю двох торгових зон було: перевищення цін позапікового навантаження в ТЗ ОЕС Україна над ТЗ Бурштинський острів та зворотня ситуація для електроенергії пікового навантаження.

У липні 2019 р. в ТЗ ОЕС Україна відзначалася більш висока волатильність, яка становила 11,4 % для пікового навантаження та 4,9 % для позапікового навантаження, тоді як для ТЗ Бурштинський острів було характерним значно нижча волатильність цін, значення якої становили 0,2 % та 0,3 % відповідно. За останню декаду місяця відбулося суттєве зниження волатильності цін в ТЗ ОЕС Україна до 1,9 % для електроенергії пікового навантаження та до 0 % для позапікового, тоді як ТЗ Бурштинський острів волатильність цін залишалася майже незмінною. Відбулося це внаслідок максимального наближення вартості погодинних продуктів до граничних цін.

Жорсткі цінові обмеження на РДН обумовили значні кон'юнктурні диспропорції, особливо для ТЗ ОЕС Україна (табл. 5).

Таблиця 5 – Збалансованість кон'юнктури РДН у липні 2019 р.

Показник	ОЕС			Бурштинський острів		
	0 – 24	9 – 23	23 – 8	0 – 24	9 – 23	23 – 8
Кількість годин дефіциту пропозиції, год.	316	72	244	135	59	76
Ймовірність дефіциту пропозиції, %	42	15	87	18	13	27
Середній розмір дефіциту пропозиції, МВт*год.	619	439	672	195	161	222
Кількість годин профіциту пропозиції, год.	428	393	35	609	406	203
Ймовірність профіциту пропозиції, %	58	85	13	82	87	73
Середній розмір профіциту пропозиції, МВт*год.	731	770	303	112	132	72
Середній рівень незбалансованого попиту, МВт*год.	382	201	684	38	23,4	61
Відносний рівень незбалансованого попиту, %	6,4	3,1	11,8	7,8	4,7	13
Середній рівень незбалансованої пропозиції, МВт*год.	540	784	134	94	118	53
Відносний рівень незбалансованої пропозиції, %	8	12	3	17	20	12

У липні 2019 р. кон'юнктура РДН в ТЗ ОЕС Україна у 42 % випадків характеризувалася як дефіцитна (середній рівень дефіциту заявленої пропозиції електроенергії склав 619 МВт*год.), тоді як решту як профіцитна (середній рівень профіциту заявленої пропозиції електроенергії склав 731 МВт*год.). Однак, ситуація кардинально відрізняється за режимами навантаження: для пікового навантаження є профіцитною у 85 % випадків, тоді як для позапікового навантаження – дефіцитною у 87 % випадків. Кон'юнктура ринку ТЗ Бурштинський півострів за обома режимами навантаження була переважно профіцитною.

Маржинальний метод ціноутворення дозволив очистити РДН від надлишків:

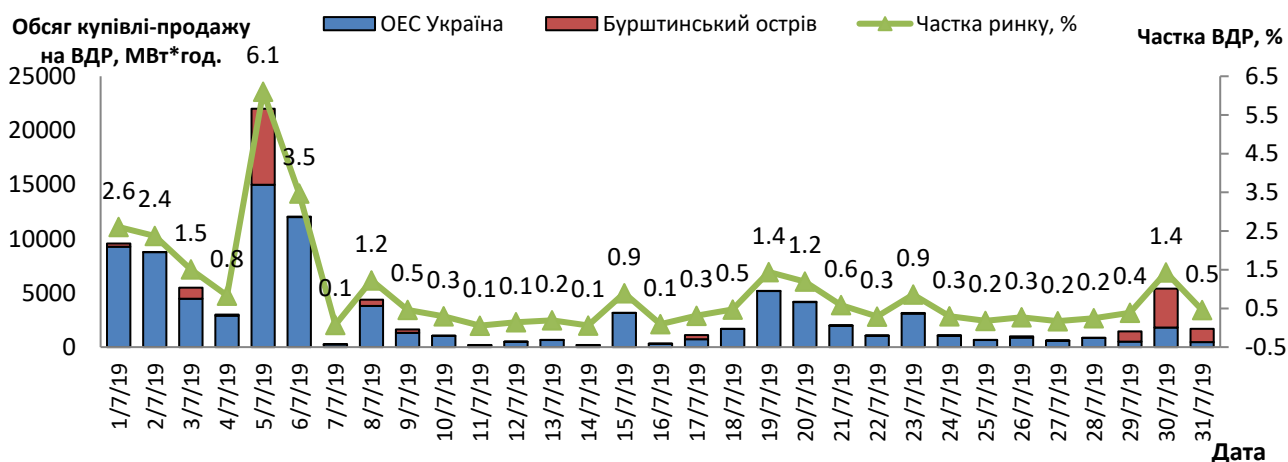
- для ТЗ ОЕС України – на 6,4 % із сторони покупців та на 8 % із сторони продавців;
- для ТЗ Бурштинський острів – на 8 % із сторони покупців та на 17 % із сторони продавців.

В обох торгових зонах для позапікового навантаження споживчий надлишок є меншим аніж виробничий надлишок та має місце зворотня ситуація для продуктів позапікового навантаження.

5. Внутрішньодобовий ринок

Принциповою відмінністю ВДР від РДН, окрім часу відкриття-закриття воріт, є ціноутворення за заявленою ціною, тобто потенційно ціни електроенергії можуть бути різними для кожної угоди купівлі-продажу.

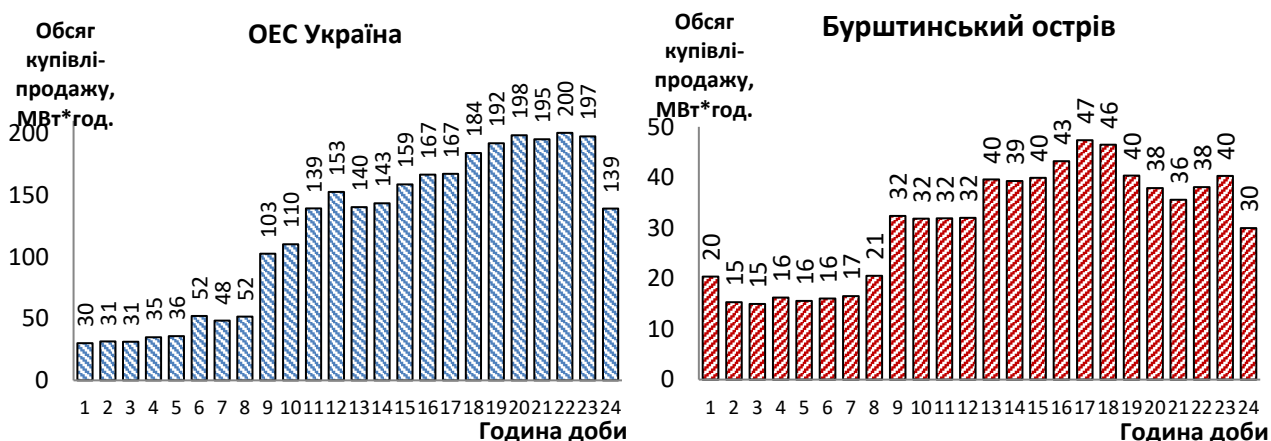
ВДР є найменшим із сегментів товарного ринку електричної енергії за часткою від місячного електроспоживання, яка в середньому становила 0,9 % у липні 2019 р. Протягом першого місяця роботи на ВДР було продано 104,4 ГВт*год. електроенергії, з яких 85 % припадало на ТЗ ОЕС Україна та решта на ТЗ «Бурштинський острів» (рис. 6).



Рисунки 6– Динаміка обсягів торгів на ВДР в липні 2019 р.

Стартував ВДР із обсягу торгів у 9,6 ГВт*год., з яких 97 % припадала на ТЗ «ОЕС Україна» та 3 % на ТЗ «Бурштинський острів», покривши при цьому 2,6 % від добового електроспоживання (в торгах приймали участь 72 учасники). Протягом перших 5-ти днів роботи обсяг торгів на ВДР сягнув свого максимуму у 22 ГВт*год. (пропорції між ТЗ – 68% та 32 %) або 6,1 % від добового електроспоживання – кількість учасників торгів становила 106 осіб. Із 07.07.2019 обсяг торгів було різко скорочено до 0,3 ГВт*год. або до 0,1 % від добового споживання – кількість учасників торгів дорівнювала 26 осіб. Решту місяця обсяг торгів на ВДР коливався на рівні 0,1 – 1,4 % від добових обсягів електроспоживання. Закрився місяць на рівні торгів у 1,7 ГВт*год. або 0,5 % від добового електроспоживання, при цьому пропорції між ТЗ «ОЕС України» та ТЗ «Бурштинський острів» були 28 % та 72 % відповідно, а кількість учасників торгів становила 97 осіб.

Торгівля електроенергією на ВДР відбулася в основному залишковими обсягами пропозиції та дефіцитним попитом РДН, про що свідчать погодинний профіль торгів за обсягами (рис. 7).



Рисунки 7 – Погодинний профіль за обсягами торгів на ВДР у липні 2019 р.

Цінові обмеження та кон'юнктура РДН вплинули на збалансованість торгівлі на ВДР (табл. 6).

Таблиця 6–Збалансованість кон’юнктури ВДР у липні 2019 р.

Показник	ОЕС			Бурштинський острів		
	0 – 24	9 – 23	23 – 8	0 – 24	9 – 23	23 – 8
Кількість годин дефіциту пропозиції, год.	361	114	246	156	56	100
Ймовірність дефіциту пропозиції, %	49	25	88	21	12	36
Середній розмір дефіцит пропозиції, МВт*год.	453	272	517	72	37	92
Кількість годин профіциту пропозиції, год.	383	351	33	588	56	179
Ймовірність профіциту пропозиції, %	51	75	12	79	88	64
Середній розмір профіциту пропозиції, МВт*год.	606	630	356	85	98	56
Середній рівень надлишкового попиту, МВт*год.	264	133	460	17	6	35
Відносний рівень надлишкового попиту, %	51	33	80	18	12	29
Середній рівень надлишкової пропозиції, МВт*год.	356	70	46	69	87	57
Відносний рівень надлишкової пропозиції, %	49	70	14	72	81	38

У липні 2019 р. кон’юнктура ВДР в ТЗ ОЕС Україна у 49 % випадків характеризувалася як дефіцитна (середній рівень дефіциту заявленої пропозиції склав 453 МВт*год.), тоді як решту як профіцитна (середній рівень профіциту заявленої пропозиції електроенергії склав 606 МВт*год.). Однак, ситуація кардинально відрізняється за режимами навантаження: для пікового навантаження є профіцитною у 75 % випадків, тоді як для позапікового навантаження – дефіцитною у 88 % випадків. Кон’юнктура ринку ТЗ Бурштинський півострів за обома режимами навантаження була переважно профіцитною. Кон’юнктурні диспропорції в обох торгових зонах загострюються у порівнянні із РДН.

Неузгодженість цінових позицій покупців та продавців електроенергії на ВДР призвели до суттєвого зростання відносного споживчого та виробничого надлишків в обох торгових зонах у порівнянні із відповідними значеннями на РДН у липні 2019 р.

У ціновому вимірі ВДР стартував із середньозважених внутрішньодобових цін у 1948 грн / МВт*год. та 1817 грн / МВт*год., а закрився на цінах у 1918 та 1924 грн / МВт*год. для ТЗ ОЕС Україна та ТЗ Бурштинський острів відповідно (рис. 8). Здебільшого внутрішньодобові середньозважені ціни для ТЗ ОЕС Україна були вищими аніж для ТЗ Бурштинський острів, зважаючи на різну структуру акцептованих обсягів купівлі-продажу у торгових зонах: для ТЗ ОЕС Україна мав місце дефіцит електроенергії позапікового навантаження для ТЗ Бурштинський острів – навпаки, позапікового навантаження. Загалом, у липні 2019 р. ціни ВДР в обох ТЗ характеризувалися значним рівнем волатильності, що не дозволяє встановити домінуючий ціновий тренд. При цьому середньозважені місячні ціни на ВДР у липні 2019 р. склали 1835 грн / МВт*год для ТЗ ОЕС Україна та 1733 для ТЗ Бурштинський острів.



Рисунок 8 – Динаміка середньозважених добових цін на ВДР в липні 2019 р.

На ВДР діють ті самі цінові обмеження, що й на РДН, що обумовлює поведінку учасників за погодинними продуктами та режимами навантаження (рис. 5, рис. 6 та табл. 4). За погодинними продуктами середньозважені ціни на ВДР у ТЗ ОЕС Україна були вищими аніж відповідні значення для РДН, тоді у ТЗ Бурштинський острів мала місце зворотня ситуація, що обумовлювало різну комерційну привабливість двох ринкових зон.

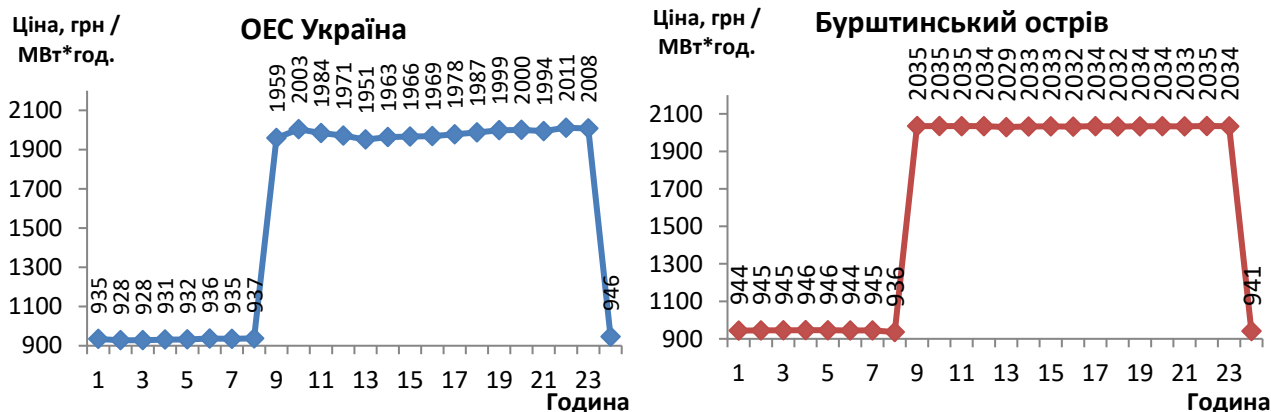


Рисунок 9 – Погодинний профіль за ціною торгів на ВДР у липні 2019 р.



Рисунок 10 – Динаміка середньозважених внутрішньодобових цін за режимами навантаження у липні 2019 р.

Таблиця 7 – Розподіл внутрішньодобових цін за режимами навантаження у липні 2019 р.

Показник	ОЕС			Бурштинський острів		
	0 – 24	9 – 23	23 – 8	0 – 24	9 – 23	23 – 8
Середньоарифметична ціна, грн / МВт*год.	1603	1949	944	1549	2026	940
Середньозважена ціна, грн / МВт*год.	1835	1985	934	1733	2033	945
Медіанна ціна, грн / МВт*год.	1908	1980	959	2018	2021	935
Модальна ціна, грн / МВт*год.	959	2048	959	2021	2021	959
Мінімальна ціна, грн / МВт*год.	567	765	567	902	1949	902
Максимальна ціна, грн / МВт*год.	2048	2048	959	2048	2048	959
Ціна відкриття, грн / МВт*год.	–	2048	959	–	2048	959
Ціна закриття, грн / МВт*год.	–	2048	959	–	2048	959
Місячна волатильність, %	–	10,0	23,8	–	18,3	21,2
Волатильність за останню декаду місяця, %	–	2,1	14,2	–	17,2	19,9

Як і на РДН, ціни ВДР були близькими до цінових обмежень в обох торгових зонах. Й хоча має місце здорожчення базових середньозважених цін на ВДР у порівнянні із РДН, на 12 % для ТЗ ОЕС Україна та на 1,2 % для ТЗ Бурштинський острів, за режимами навантаження внутрішньодобові цін мають відмінні тенденції від цін на добу наперед. Так, медіанна ВДР-ціна для пікового навантаження в ТЗ ОЕС Україна була дешевшою на 1,2 % від РДН-ціни, а в ТЗ Бурштинський острів –, навпаки дорожчою, але лише на 0,05 %. ВДР-ціни для позапікового навантаження майже дорівнювали РДН-цінам в ТЗ ОЕС Україна, тоді як для ТЗ Бурштинський острів були вищими на 1,5 % від їх середньозваженого рівня на РДН.

На ВДР у порівнянні із РДН у ТЗ ОЕС Україна відзначалася більш висока волатильність цін для продуктів позапікового навантаження, яка становила 23,8%, та дещо нижча для пікового навантаження, яка дорівнювала 10 %. У ТЗ Бурштинський острів мало місце значне зростання волатильності цін за обома режимами навантаження, 21,2 % та 18,3 % відповідно. За останню декаду місяця відбулося деяке послаблення волатильності цін в обох торгових зонах внаслідок їх підвищення

до граничного рівня.

6. Балансуючий ринок

На час складання моніторингу остаточні результати функціонування БР ПрАТ «Укренерго» не оприлюднено, відомі тільки результати за першу декаду щодо обсягів балансування та маржинальних цін на балансуєчу електроенергію, а також ціни небалансів електроенергії за місяць.

За першу декаду липня 2019 р. частка БР у загальному товарному ринку електричної енергії становила 2,9 %, у т.ч. за навантаження припадало 1,7 % та 1,2 % на розвантаження. Протягом цього періоду на БР було придбано майже 101,8 ГВт*год. електроенергії, з яких 98 % у ТЗ ОЕС Україна та 2 % у ТЗ «Бурштинський острів» (рис. 11).

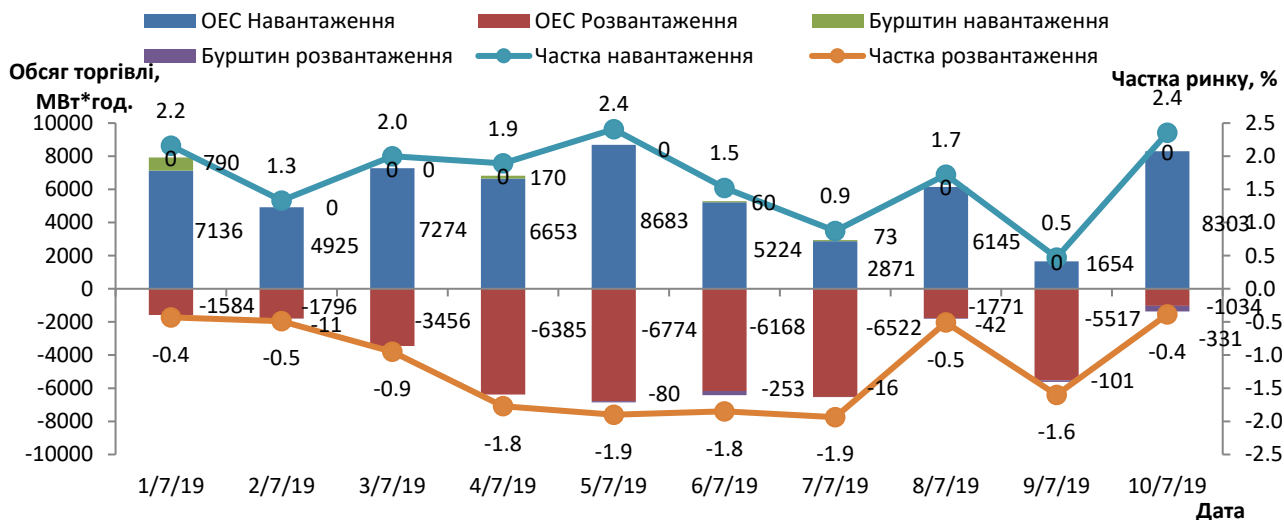


Рисунок 11– Динаміка торгівлі на БР в першу декаду липня 2019 р.

Погодинний профіль за обсягами торгівлі на БР засвідчує різну кон'юнктуру збалансованість торгових зон (рис. 12).

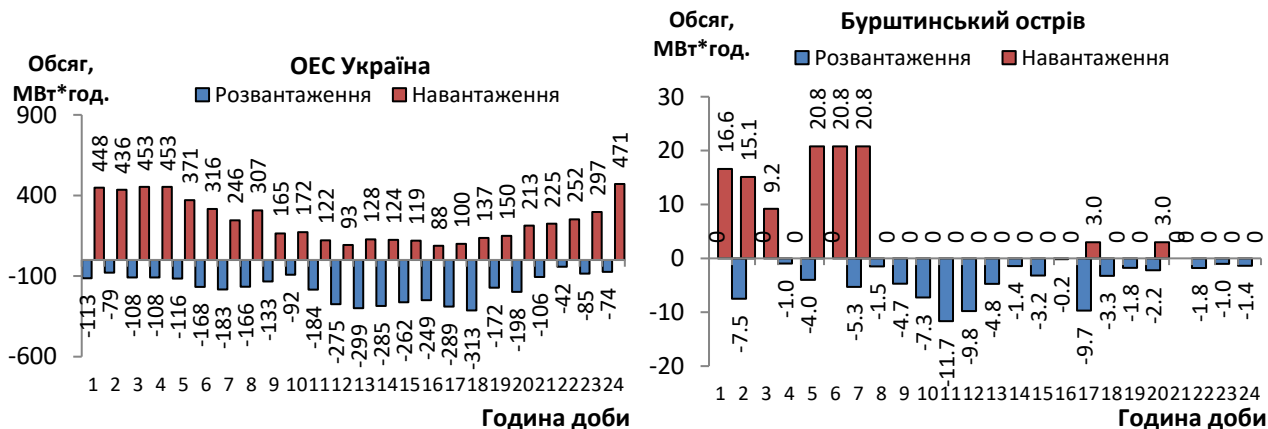


Рисунок 12 – Погодинний профіль за обсягами торгів на БР за першу декаду липня 2019 р.

У ТЗ ОЕС Україна в позапіковий період балансуєча електроенергія на завантаження перевищувала відповідні значення на розвантаження, а в піковий, навпаки, розвантаження перевищувала завантаження, що, разом і з результатами РДН та ВДР, дозволяє встановити загальний дефіцит електроенергії в позапіковий період та її профіцит в піковий у цій торговій зоні. У ТЗ Бурштинський острів в основному закуповувалися продукти на розвантаження, лише в окремі нічні години актуальними були продукти на завантаження, що підтверджує переважну профіцитність цієї торгові зони.

Маржинальні ціни на БР різко відрізнялися від значень РДН та ВДР (рис. 13).

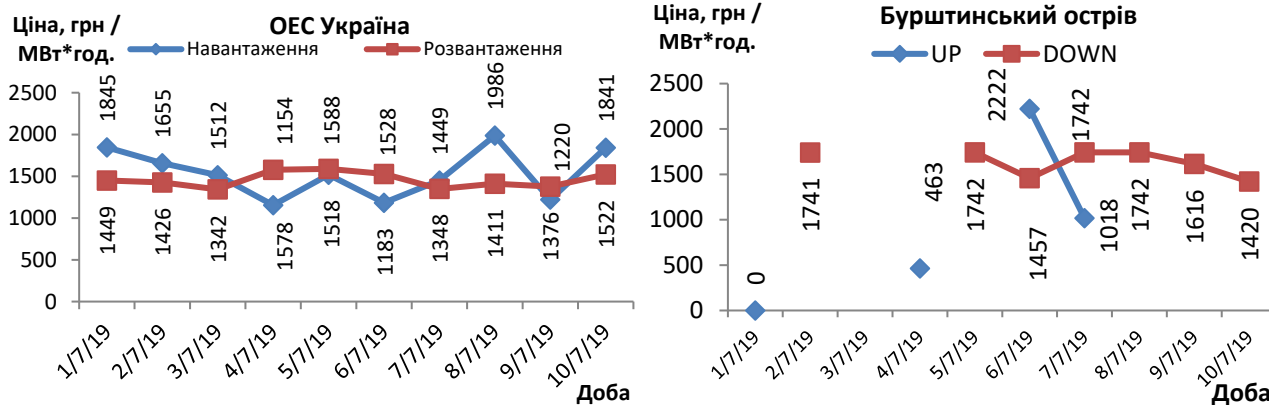


Рисунок 13 – Динаміка середньозважених добових цін на БР за першу декаду липня 2019 р.

Ціновий спред між БР та РДН в ТЗ ОЕС Україна коливався від -31 % до +23 % для продуктів завантаження та -19 % та +3 % для продуктів розвантаження. Відповідна різниця у ТЗ Бурштинський острів складала -39 % та +33 % і -13 % та +2 %.

Встановлені на 15 % вищі верхні цінові обмеження на БР аніж на РДН та ВДР обумовлювали комерційну привабливість цього часового сегменту, особливо в позапіковий період (рис. 14).

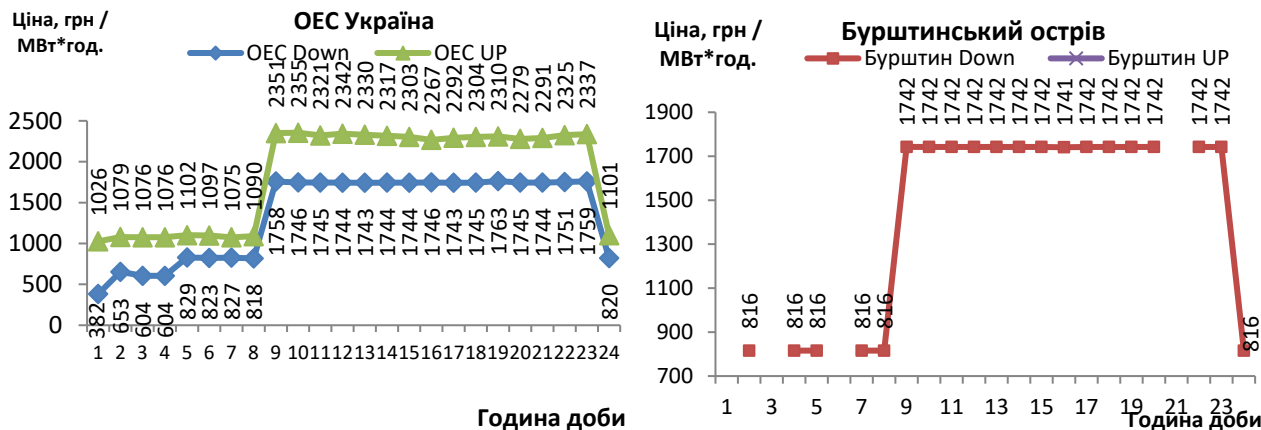


Рисунок 14 – Погодинний профіль за маржинальними цінами на БР за першу декаду липня 2019 р.

У ТЗ ОЕС Україна максимальна маржинальна ціна на балансуєчу електроенергію на завантаження дорівнювала 2355 грн / МВт*год., а мінімальна – 1026 грн / МВт*год. Відповідні значення для розвантаження склали 1759 грн / МВт*год. та 382 грн / МВт*год. У ТЗ Бурштинський острів було сформовано ціни тільки для розвантаження, які були сталими для певних режимів навантаження.

Динаміка цін небалансів електроенергії залежала від режиму навантаження (рис. 15, табл. 8).

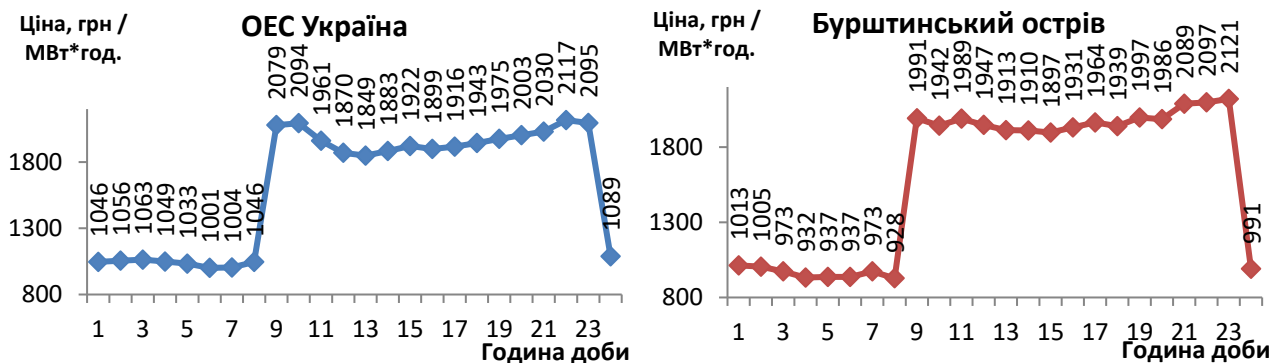


Рисунок 15 – Погодинний профіль за цінами небалансів на БР у липні 2019 р.

Таблиця 8 – Розподіл цін небалансів на БР за режимами навантаження у липні 2019 р.

Показник	ОЕС			Бурштинський острів		
	0 – 24	9 – 23	23 – 8	0 – 24	9 – 23	23 – 8
Середньоарифметична ціна, грн / МВт*год.	1626	1976	1043	1600	1981	965
Медіанна ціна, грн / МВт*год.	1742	1753	1097	1794	2048	959
Модальна ціна, грн / МВт*год.	1103	1741	1103	2048	2048	959
Мінімальна ціна, грн / МВт*год.	815	1741	815	816	1741	816
Максимальна ціна, грн / МВт*год.	2355	2355	1103	2355	2355	1103
Місячна волатильність, %	15,5%	17,0%	13,4%	8,0%	9,2%	8,0%

Балансуюча електроенергія позапікового навантаження була дорожчою від РДН у середньому на 11 % в ТЗ ОЕС Україна та на 4 % у ТЗ Бурштинський острів. А для пікового періоду існувала вірогідність здешевлення електроенергії на БР у порівнянні із РДН: у ТЗ ОЕС Україна – до 5 %, а у ТЗ Бурштинський острів – до 6 %. У порівнянні із РДН, в ТЗ ОЕС Україна медіанна ціна на БР для пікового навантаження була нижчою на 13 %, а для позапікового навантаження на 14 %. У ТЗ Бурштинський острів відповідні значення на БР переважали показники на РДН на 1 % та 4 % відповідно. У той же час волатильність цін небалансів електроенергії на БР була значно вищою аніж на РДН в обох торгових зонах.

7. Ринок електричної енергії України у європейському просторі

Відкриття конкуренції на ринку електроенергії в Україні мала б нести переваги для всіх учасників ринку: підвищення ефективності виробників та зниження навантаження на споживачів електроенергії. Однак, Україна «встрибнула» в ринок електроенергії, маючи: фізично зношену та морально застарілу, низькоенергоєфективну, вузькодиферсифіковану та ізольовану енергетику, висококонцентровану зі сторони виробників та неплатоспроможний попит із боку споживачів. Як результат, ціни на електроенергію навіть у «безпечному» режимі виявилися значно вищими аніж у провідних європейських біржах (рис. 16 та рис. 17)

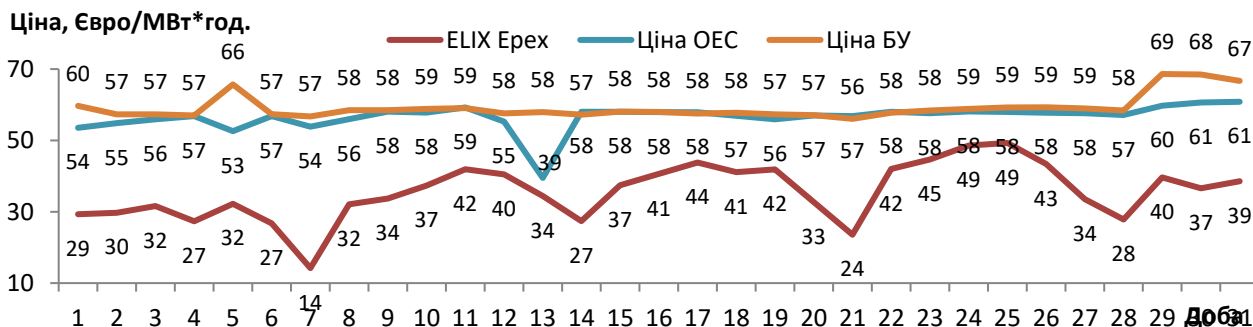


Рисунок 16 – Динаміка базових цін на добу наперед в Європі та Україні у липні 2019 р.

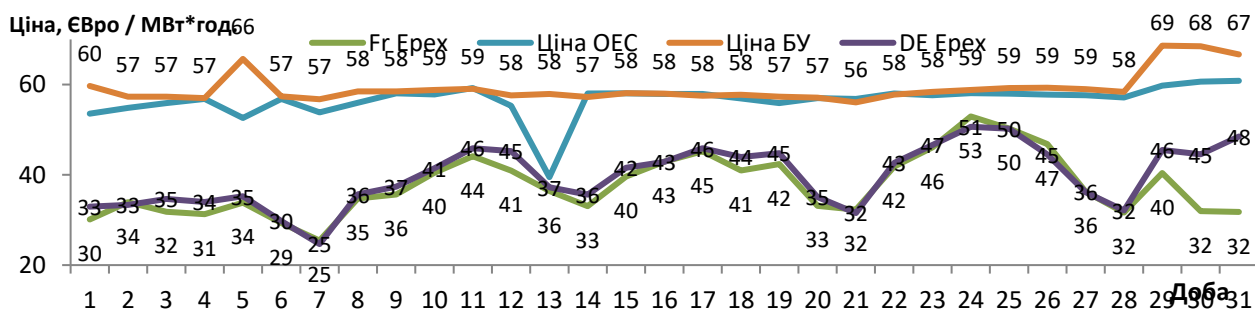


Рисунок 17 – Динаміка базових цін на добу наперед в Україні, Німеччині та Франції у липні 2019 р.

Як результат маємо, що станом на кінець липня 2019 року ціни на добу наперед перевищували ціни на провідній європейській енергетичній біржі Erex Spot на 56 % в ТЗ ОЕС Україна та на 72 % в ТЗ Бурштинський острів. Оскільки ціна електроенергії значно залежить від структури її генерації, то маємо, що в Україні ціни на електроенергію є вищими на 27 % та 40 % у порівнянні із цінами вугільно-газової енергетики Німеччини та приблизно на 90 – 110 % у порівнянні із атомно-вугільною енергетикою Франції.

У підсумку маємо, за даними Державної служби статистики України зростання індексу цін промисловості на 3,6 %, а індекс цін такого виду економічної діяльності як постачання електроенергії, газу та води – на 16,4 % у липні 2019 року, хоча безпосередньо вартість газу здешевшала на 14 % (дані НАК «Нафтогаз Україна»)

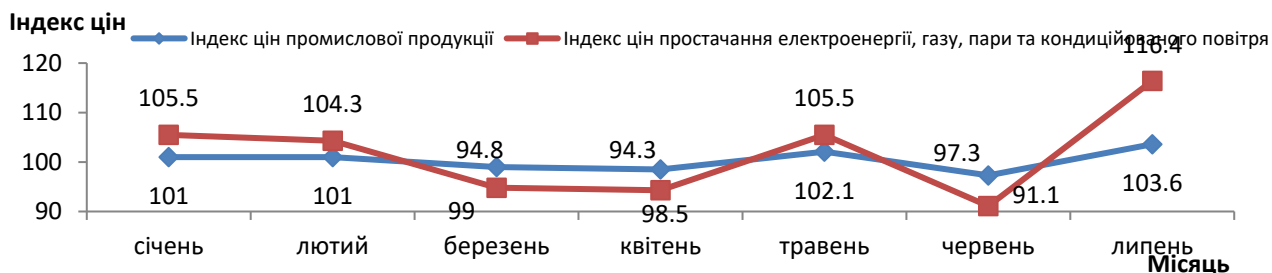


Рисунок 18 – Динаміка індексу цін промислової продукції у січні – липні 2019 р. (до попереднього місяця)

Висновки: проблеми та пропозиції

Технічно запущений із 01.07.2019 р. конкурентний ринок електричної енергії виявився економічно неготовим до функціонування в умовах українських реаліях.

Для всіх сегментів, окрім РДД, ринок запустився в умовах жорстких цінових обмежень, які з огляду на високу сконцентрованість ринку із сторони пропозиції змушували оптових продавців маніпулювати обсягами торгівлі, а оптових покупців неминуче пристосовуватися до них. Вилучення електроенергії АЕС із вільного обороту спонукало до дефіциту електроенергії в позапіковий період особливо в ТЗ ОЕС Україна. Однак, є й позитивні моменти: відкриття імпорту електроенергії в ТЗ Бурштинський острів дозволило забезпечити профіцитність цієї торгової зони. Ціни електроенергії поступово зростала до верхньої межі до кінця місяця.

Для участі в РДН та ВДР оптові покупці електроенергії мають забезпечити достатній обсяг коштів на рахунках ЕСКРОУ. Означене знижує обсяг вільних оборотних коштів у розпорядженні постачальників електроенергії та змушує вдаватися їх до жорстких заходів по відношенню до своїх покупців.

Окрім суттєвих кон'юнктурних диспропорцій та маніпулювання ринковою владою оптовими продавцями, ринок електроенергії стикнувся із достатністю балансових потужностей, що змушувало національного ОСП вдаватися до аварійних команд на БР, внаслідок чого було навіть порушено гідротехнічний режим роботи ГЕС. ПрАТ «Укренерго» пояснювало такі наслідки роботи БР відсутністю ринку допоміжних послуг в Україні.

Занепокоєння учасників ринку викликав також сегмент «зеленої» енергетики. Призупинка судом тарифів ПрАТ «Укренерго» на 2 друге півріччя 2019 року унеможливила розрахунки за електроенергію, вироблену із ВДЕ. Внаслідок чого розвиток альтернативної електроенергетики в Україні опинився під загрозою. Однак, вже 01.08.2019 року ухвалу рішення суду першої інстанції було скасовано (але не для всіх підприємств-оптових покупців електроенергії!), внаслідок чого розрахунки за «зелену» електроенергію липня 2019 р. почалися вже в серпні 2019 р.

Стрімке зростання цін викликало обурення у високо електромістких підприємств України, працівники яких вийшли на мітинги з метою підтримки конкурентоспроможності своїх підприємств.

Відтак, Україна «встригнула» в конкурентний ринок електроенергії, маючи висококонцентровану пропозицію та низькоманеврову енергосистему, що відобразилося в цінових маніпуляціях та кон'юнктурних диспропорціях на ринку. Означені факти складають ризики операційної енергетичної безпеки, а з огляду на фізичну зношеність, низьку енергоефективність, вузьку диверсифікованість, екологічну невідповідність та географічну ізольованість енергосистеми – ризики стратегічної енергетичної безпеки.

Вирішувати проблему вже доведеться в нових ринкових умовах, й це вимагає невідкладних дій, адже літній період характеризується найнижчим навантаженням в енергосистемі та найвищим рівнем виробництва електроенергії з ВДЕ. Зміна погодних умов збільшить навантаження в енергосистемі, а отже, й загострить ринкові проблеми.

В якості короткотермінових термінових дій на ринку електроенергії України можна запропонувати:

- запровадження обов'язкової довгострокової торгівлі фізичною електроенергією у виді електронних аукціонів із поступовим переходом до повноцінного фінансового ринку електроенергії;
- повномасштабна участь АЕС та ГЕС та Гарантованого покупця на РДН із одночасним запровадженням раннього часу закриття воріт для цих гравців;
- запровадження централізованої диспетчеризації на БР.

У той же час треба усвідомлювати, що впровадження нової моделі ринку електроенергії вже неминуче викликає зростання цін на електроенергію для населення. Хоча в умовах реалізації другого заходу таке зростання може бути мінімальним, а низька питома вага електроенергії в житлово-комунальних витратах не призведе до енергетичного шоку населення.