



DOI: <https://doi.org/10.15407/eip2017.03.056>

УДК 338.5:338.2

JEL: D 43, D 44, D 47, L 11, L 43

Серебреников Б.С., канд. екон. наук, провідний науковий співробітник
Інститут економіки та прогнозування НАН України

ЦІНОВА ПОЛІТИКА ТА РИНКОВА ВЛАДА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ КОМПАНІЙ УКРАЇНИ

Досліджуються проблемні питання взаємопов'язаності ціноутворення, цінової конкуренції, ринкової влади та державного регулювання на ринку електроенергії України. Методологічною основою дослідження є інституційно-поведінковий підхід до аналізу умов та результатів діяльності економічних агентів ринку. Доведено, що генеруючі компанії, які працюють на оптовому ринку електроенергії України (ОРЕ), не мають ринкової влади в частині ціноутворення і є ціноотримувачами. Натомість високою ринковою владою володіє державний регулятор ринку – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). Аналіз дохідності генеруючих компаній за допомогою коефіцієнтів Лернера та EBITDA margin показує відсутність у них надприбутків та, відповідно, ознак зловживання домінуючим становищем на ринку¹.

К л ю ч о в і с л о в а : ринок електроенергії, ціна та цінова політика, державне регулювання, конкуренція, ринкова влада.

Постановка проблеми. Загальносвітовою тенденцією, що спостерігається з початку 90-х років минулого століття, є трансформація ринків електроенергії на принципах лібералізації. Особливо виразний цей процес у країнах ЄС, де пріоритетним завданням є побудова інтегрованого, відкритого і прозорого конкурентного ринку електроенергії з високою надійністю електропостачання, інтенсифікацією використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) та посиленням ринкової влади споживачів [1–3]. Разом із тим ринки електроенергії традиційно характеризуються олігопольною або монопольною структурою з високою концентрацією виробництва, що актуалізує питання оцінювання ринкової влади енергокомпаній, зловживань нею при визначенні цін чи інших умов торгівлі електроенергією, відповідного державного регулювання та антимонопольної політики.

Ринок електроенергії України через низку загальновідомих причин [4–6] можна вважати малоконкурентним і неефективним. Його трансформація, що відбувається в контексті загальної й секторальної європейської інтеграції, вимагає створення інституційного середовища, що сприятиме підвищенню ефективності ринку, передусім шляхом посилення відкритості, прозорості та конкурентності за рахунок внутрішніх і зовнішніх джерел та удосконалення державного регулювання економічних відносин на ньому. Однією з передумов успішної трансформації внутрішнього ринку електроенергії, формування відповідного первинного і вторинного нормативно-правового забезпечення його функціонування, державного регулювання є оцінювання сучасного стану конкуренції, у т.ч. цінової, та ринкової влади його учасників. Такі оцінки сприятимуть визначенню потенціалу та напрямів підвищення конкурентності й ефективності ринку електроенергії України.

¹ Публікацію підготовлено за виконання НДР "Економічна політика розвитку інтегрованих енергетичних ринків України" (№ держреєстрації 0116U008475).



Проблематика конкурентності галузевих ринків та ринкової влади досліджувалась Ф.Шерером та Д.Россом у [7]. Разом із тим вони не враховували особливості функціонування ринків електроенергії. В численних європейських дослідженнях (щоквартальних звітах Єврокомісії, щорічних звітах Агентства із співробітництва енергетичних регуляторів (ACER) та національних звітах енергетичних регуляторів тощо) значну увагу приділено моніторингу та аналізу структурної трансформації, конкурентності ринків електроенергії в ЄС, зокрема ціновій конкуренції на оптових і роздрібних ринках. Проте вони не містять оцінок ринкової влади їхніх учасників. До того ж поточне інституційне середовище та модель ринку електроенергії в Україні істотно відрізняється від європейських, а подібні публікації практично відсутні, що актуалізує дослідження зазначених вище проблемних питань.

Метою статті є оцінювання стану цінової конкуренції на ринку електроенергії України, ринкової влади енергокомпаній та інших учасників ринку в частині ціноутворення і регулювання цін на електроенергію.

Методологічною основою дослідження є інституційно-поведінковий підхід до визначення та аналізу інституційних умов, зокрема свободи, обмежень та державного регулювання економічної діяльності енергокомпаній на оптовому ринку електроенергії України, оцінювання передумов виникнення та наявності у них ринкової влади при визначенні цін на електроенергію і здійсненні цінової політики шляхом порівняльного аналізу дохідності.

Результати дослідження. Ринок електроенергії України, на відміну від європейських ринків, можна вважати жорстко регульованим державою. Зокрема, Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), встановлює тарифи на електроенергію для населення та інших категорій споживачів, затверджує тарифи на передачу та постачання електроенергії для компаній, які постачають електроенергію за регульованим тарифом, визначає прогнозовану величину оптової ринкової ціни (ОРЦ) електроенергії, встановлює оптові відпускні ціни на електроенергію для генеруючих компаній, які не працюють за ціновими заявками (НАЕК "Енергоатом", ПАТ "Укргідроенерго", ТЕЦ, виробники електроенергії на основі ВДЕ), регулює оптові відпускні ціни генеруючих компаній ТЕС, які працюють за ціновими заявками, за допомогою застосування обмеження граничної ціни системи ($K_{НКРЕ}$).

Генеруючі компанії України, які не працюють за ціновими заявками (НАЕК "Енергоатом", ПАТ "Укргідроенерго", ТЕЦ, виробники електроенергії з використанням ВДЕ) та ті, що працюють за ціновими заявками (ТЕС ТОВ "ДТЕК Східенерго", ПАТ "ДТЕК Західенерго", ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго", ПАТ "Донбасенерго", ПАТ "Центренерго"), у поточних умовах та правилах функціонування ринку мають обмежений вплив на ціноутворення та величини відпускних цін на електроенергію. Це пов'язано з тим, що в початковій моделі ринку (англійська модель т.з. "пулу"), яка запущена з 1996 р., фіксовані оптові відпускні ціни на електроенергію генеруючих компаній мали встановлюватися за принципом "витрати-плюс", а цінові заявки формувалися в умовах конкуренції блоків ТЕС. Отримані відпускні ціни генеруючих компаній усереднювалися і результуюча ОРЦ з додаванням витрат на передачу і розподіл електроенергії електромережами, доводилася до постачальників і кінцевих споживачів.

Разом із тим до 2016 р., за відсутності офіційної затвердженої методики визначення прогнозованої величини ОРЦ, спостерігалися відхід від прямого розрахунку вартості електроенергії, що ґрунтується на витратах генеруючих компаній, і застосування методу "зворотного розрахунку", коли вихідними даними є не техніко-економічні показники виробництва і транспортування електроенергії, а роз-

дрібні тарифи на електроенергію, які встановлювались з урахуванням політичних і соціальних факторів, зокрема патерналістських очікувань населення. Оскільки НКРЕКП встановлює тарифи для населення та роздрібні тарифи компаній, які здійснюють постачання електроенергії за регульованим тарифом, у такий спосіб фактично визначається загальна сума грошових коштів, яку сумарно сплатять усі споживачі за спожиту ними електроенергію в тому чи іншому місяці на роздрібному ринку електроенергії. Відштовхуючись від цієї суми грошових коштів, НКРЕКП встановлювала прогнозовану величину ОРЦ електроенергії на кожний місяць, відпускні ціни для генеруючих компаній, які не працюють за ціновими заявками, та обмеження граничної ціни системи ($K_{НКРЕ}$), що зменшує величини цінових заявок генеруючих компаній ТЕС.

Відповідно до правил оптового ринку електроенергії ОРЦ має визначатися як середньозважена величина вартості закупівлі електроенергії від усіх виробників, що продають її в ОПЕ, витрат на диспетчеризацію та утримання магістральних та міждержавних електромереж, витрат на забезпечення функціонування ОПЕ та додаткових загальнодержавних витрат (збір у вигляді цільової надбавки до діючого тарифу на теплову та електричну енергію, компенсація пільгових тарифів для деяких категорій споживачів, у першу чергу населення тощо) [8].

У звіті НКРЕКП за 2014 р. зокрема зазначено: *"Усвідомлюючи важливість для економіки і суспільства значення стабільності роздрібних цін на електроенергію, НКРЕКП протягом звітного періоду впроваджувала заходи щодо недопущення необґрунтованого зростання роздрібних тарифів шляхом жорсткого контролю за формуванням їх складових та, в першу чергу, ОРЦ"* [9]. Такий підхід до ціноутворення, за твердженням генеруючих компаній, змушує їх в умовах соціально-економічної кризи реалізовувати електроенергію не за економічно обґрунтованими цінами, що базуються на їхніх витратах, а за цінами, які не спричинятимуть додаткового соціального збурення у населення, без урахування реальної вартості електроенергії та потреб енергокомпаній у розвитку. З іншого боку, відсутність повноцінного ринкового механізму конкуренції, зокрема цінової, не стимулює і не гарантує, що вони вироблятимуть електроенергію з максимальною економічною ефективністю та оптимізацією витрат. Тому їхні витрати з ринкової точки зору не можна однозначно кваліфікувати як економічно обґрунтовані.

Розглянемо детальніше складові процесу ціноутворення на ринку електроенергії України.

Установлення тарифів на електроенергію генеруючим компаніям, що не працюють за ціновими заявками на ОПЕ. Встановлення тарифів на відпуск електроенергії регулюється:

- Процедурою перегляду та затвердження тарифів для ліцензіатів з виробництва електричної та теплової енергії, затвердженою постановою НКРЕ від 12.10.2005 р. № 898;
- Порядком розрахунку тарифів на електричну та теплову енергію, що виробляється на ТЕЦ, ТЕС, АЕС та на установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії, затвердженим постановою НКРЕ від 12.10.2005 р. № 896;
- Методичними рекомендаціями щодо формування тарифу на електричну енергію гідроелектростанцій та гідроакмулюючих електростанцій, затвердженими постановою НКРЕ від 12.10.2005 р. № 895;
- Порядком розрахунку тарифів на електричну та теплову енергію, що виробляється когенераційними установками, затвердженим постановою НКРЕ від 12.10.2005 р. № 897;



– Порядком установлення, перегляду та припинення дії "зеленого" тарифу для суб'єктів господарської діяльності, затвердженим постановами НКРЕ від 22.01.2009 р. № 32 та від 02.11.2012 р. № 1421 [9].

Як зазначає НКРЕКП, тарифи (крім "зелених", рівень яких встановлюється відповідно до Закону України "Про електроенергетику") розраховуються з урахуванням економічно обґрунтованих витрат, необхідних для забезпечення виробничого процесу, коштів на фінансування заходів з модернізації і реконструкції енергетичного обладнання, передбачених інвестиційними програмами, погодженими Міністерством енергетики, та планових обсягів відпуску електричної енергії відповідно до Прогнозного балансу електроенергії ОЕС України. З іншого боку, у звіті НКРЕКП зазначається: *"Для ДП "НАЕК "Енергоатом" станом на 27 серпня 2014 р. діяв тариф на відпуск електричної енергії, виробленої на АЕС, – 30,31 коп./кВт*год. Схвалений обсяг інвестиційної програми становив 3204200 тис. грн (без ПДВ). У зв'язку із збільшенням виробітку електричної енергії АЕС відповідно до скоригованого Прогнозного балансу електричної енергії ОЕС України на 2014 рік НКРЕКП установила для ДП "НАЕК "Енергоатом" з 17 жовтня тариф на відпуск електричної енергії, що виробляється на АЕС, – 28,26 коп./кВт*год"*. Тобто тариф був штучно скоригований НКРЕКП у бік зменшення із причини збільшення виробництва електроенергії на АЕС, що свідчить про використання викривленого неринкового методу зворотного розрахунку відпускних цін для генеруючих компаній. Таким чином, усі генеруючі компанії України, незалежно від виду генерації, фактично можна вважати ціноотримувачами. Парадоксальність ситуації полягає в тому, що і всі споживачі електроенергії також є ціноотримувачами, а фактично єдиним гравцем на ринку електроенергії, який визначає ціни для споживачів і виробників, є НКРЕКП. За цих умов можна припустити, що ні кінцеві споживачі, ні виробники не мають ринкової влади в частині впливу на ціноутворення та ціни на ринку електроенергії.

Розрахунок тарифу на електроенергію для НАЕК "Енергоатом" з урахуванням необхідних інвестицій. НКРЕКП перманентно стримує підвищення тарифу на електроенергію для НАЕК "Енергоатом" за рахунок недопущення включення у нього в повному обсязі інвестицій, необхідних для нового будівництва, модернізації, реконструкції та подовження терміну експлуатації діючих АЕС, підвищення безпеки їхньої роботи, які передбачені у енергетичній стратегії України. Проведемо розрахунок тарифу на електроенергію для НАЕК "Енергоатом" з урахуванням необхідних інвестицій (табл. 1).

Розрахунки у табл. 1 показують, що тариф на електроенергію для НАЕК "Енергоатом" для різних років протягом 2011–2015 рр. занижений приблизно у 2–3 рази. У разі повного урахування необхідних інвестицій НАЕК "Енергоатом" відповідний тариф наближається до відпускних оптових цін генеруючих компаній ТЕС, які працюють за ціновими заявками. Таке скорочення розриву оптових відпускних цін між генеруючими компаніями АЕС та ТЕС за умов лібералізації ринку електроенергії створюватиме передумови для посилення конкуренції на ОРЕ.

Формування тарифів продажу електроенергії генеруючим компаніям, що працюють за ціновими заявками на ОРЕ. Формування тарифів продажу електроенергії в ОРЕ для виробників, які працюють за ціновими заявками (генеруючі компанії ТЕС), здійснюється згідно з Правилами оптового ринку електричної енергії України по годинно і включає такі платежі: платіж за вироблену електроенергію; платіж за роботу потужність; платіж за маневреність; додаткові платежі на реконструкцію



та модернізацію енергетичного обладнання та для виконання законодавчих актів і урядових рішень; інші платежі; зменшення платежу енергоблокам за порушення режиму роботи та ін.

Таблиця 1

**Розрахунок тарифу на електроенергію НАЕК "Енергоатом"
з урахуванням необхідних інвестицій**

Показник	Джерело	Одиниця виміру	2011	2012	2013	2014	2015
Енергетична стратегія України на період до 2030 року (версія 2006 р.)²							
Необхідні інвестиції у розвиток ядерної енергетики України у 2011–2020 р. у цінах 2005 р.	Енергетична стратегія України на період до 2030 року (версія 2006 р.)	млн грн	78960				
Необхідні інвестиції у розвиток ядерної енергетики України у 2011–2020 р. у цінах 2005 р. у середньому на рік	Розрахунок	млн грн	7896	7896	7896	7896	7896
Накопичений ланцюговий індекс цін виробників промислової продукції за період 2006–2015 рр.	Розраховано за даними Держстату	-	2,7	2,7	2,7	3,6	4,5
Скориговані на ціновий індекс необхідні інвестиції у розвиток ядерної енергетики України у 2011–2020 р. у цінах 2005 р. у середньому на рік	Розрахунок	млн грн	21170	21234	21595	28462	35691
Вартість відпущеної електроенергії	ДП "Енергоринок"	млн грн	16150	18305	17161	23158	32919
Обсяг відпущеної електроенергії	ДП "Енергоринок"	млн кВт*год	85057	84979	78235	83220	82862
Фактичний середній тариф АЕС	Розрахунок	коп./кВт*год	19,0	21,5	21,9	27,8	39,7
Фактичний обсяг капітальних вкладень	Річні звіти НАЕК "Енергоатом"	млн грн	1979	2557	3034	2712	3402
Необхідний рівень доходу для виконання стратегічного плану капіталовкладень (версія стратегії 2006 р.)	Розрахунок	млн грн	35342	36982	35722	48908	65208
Необхідний рівень тарифу АЕС для виконання стратегічного плану капіталовкладень (версія стратегії 2006)	Розрахунок	коп./кВт*год	41,6	43,5	45,7	58,8	78,7
Енергетична стратегія України (версія 2013 р.)³							
Необхідні інвестиції в атомну енергетику в 2012–2020 р. у цінах 2010 р.	Енергетична стратегія України на період до 2030 року (версія 2013 р.)	млрд грн	127				
Необхідні інвестиції в атомну енергетику в 2012–2020 р. у цінах 2010 р. у середньому на рік	Розрахунок	млрд грн	-	14	14	14	14
Накопичений ланцюговий індекс цін виробників промислової продукції за період 2011–2015 рр.	Розраховано за даними Держстату	-	-	1,1	1,2	1,5	1,9
Необхідні інвестиції у розвиток ядерної енергетики України згідно зі стратегією	Розрахунок	млн грн	-	16163	16438	21665	27168
Необхідний рівень доходу для виконання стратегічного плану капіталовкладень (версія стратегії 2013)	Розрахунок	млн грн	-	31911	30565	42111	56686
Необхідний рівень тарифу АЕС для виконання стратегічного плану капіталовкладень (версія стратегії 2013)	Розрахунок	коп./кВт*год	-	37,6	39,1	50,6	68,4
Фактичний середній тариф ТЕС	Розрахунок	коп./кВт*год	55,7	59,1	63,4	70,7	88,4

Джерело: [10–11].

Генеруючі компанії, які працюють за ціновими заявками, конкуруючи між собою, на щоденній основі подають у ДП "Енергоринок" цінові заявки за кожним окремим енергоблоком, що може бути використаний для покриття електричного навантаження в ОЕС України протягом наступної доби. ДП "Енергоринок" згідно з Правилами ОРЕ впорядковує всі заявлені блоки за зростанням величини заявленої ціни. Відповідно до прогнозу навантаження на наступну добу (заданого

² Див. [10].

³ Див. [11].



графіка) ДП "Енергоринок" визначає, які саме блоки братимуть участь у його покритті за принципом найменшої вартості. Таким чином ДП "Енергоринок" визначає для виробників, які працюють за ціновими заявками, граничну ціну системи, ціну робочої потужності та ціни за маневреність, за якими генеруючим компаніям мають нараховуватись відповідні платежі.

Гранична ціна системи (ГЦС), відповідно до п. 5.7.1 Правил ОРЕ, визначається ціною найдорожчого із включених до заданого графіка навантаження маневрених блоків виробників, які працюють за ціновими заявками, у кожному розрахунковому періоді доби. ГЦС є ціною, за якою нараховується платіж за відпущену електроенергію усім блокам виробників, які працюють за ціновими заявками. При цьому, для недопущення зростання платежів за електроенергію, для генеруючих компаній ТЕС відповідно до п. 5.7.2 Правил ОРЕ передбачено застосування НКРЕКП обмеження ГЦС ($K_{НКРЕ}$).

Для прикладу у звіті Антимонопольного комітету України (АМКУ) [12] зазначається, що 13 березня 2015 р. усього до покриття графіку електричного навантаження було заявлено 54 блоки ТЕС (блок № 3 Запорізької ТЕС включено до графіку на обов'язковій основі). Ціна найдорожчого, тобто ціноутворюючого, блоку, включеного в роботу 13.03.2015 р. (блок № 10 Старобешівської ТЕС ПАТ "Донбасенерго"), визначає максимальну ціну електроенергії на цю годину – 940 грн/МВт*год. Проте ГЦС, обмежена відповідним коефіцієнтом, становила – 600 грн/МВт*год. Таким чином, на годину максимального покриття ціна енергоблокам за відпущену електроенергію виявилася нижчою за ринкову на 30%. Обмеження ціни коефіцієнтом $K_{НКРЕ}$, встановленим НКРЕКП, призвело до того, що на годину максимального покриття всі енергоблоки, включені в роботу (40 блоків), за винятком блока № 4 Старобешівської ТЕС ПАТ "Донбасенерго", виявилися "дорожчими", ніж встановлене НКРЕКП обмеження (рис. 1).

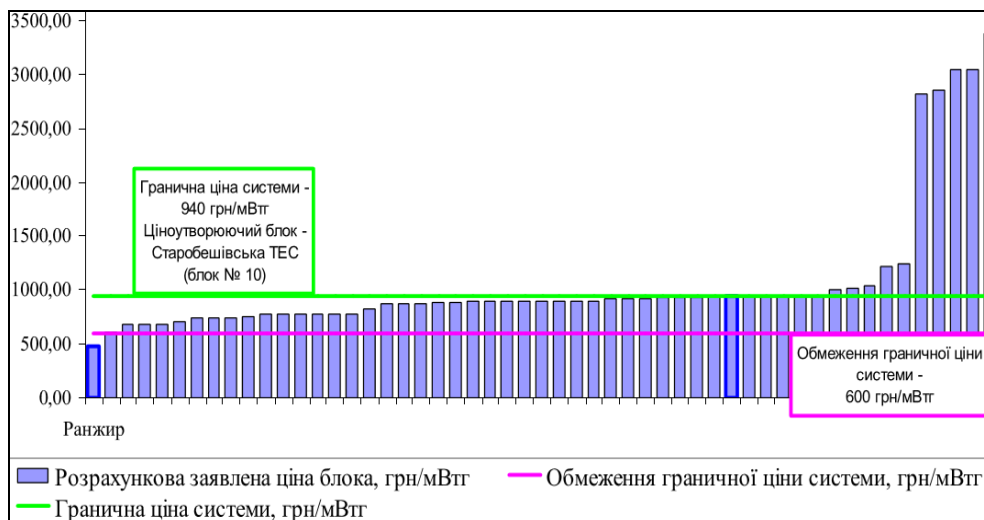


Рис. 1. Приклад застосування НКРЕКП обмеження ГЦС

Джерело: [12].

Зокрема, з 1.01.2014 р. по 18.09.2014 р. НКРЕКП застосовувалось обмеження ГЦС на рівні 380 грн/МВт*год., з 19.09.2014 р. по 16.11.2014 р. – 445 грн/МВт*год., з 17.11.2014 р. по 30.06.2015 р. – 600 грн/МВт*год.

Оцінка ринкової влади генеруючих компаній, які працюють за ціновими заявками, з використанням коефіцієнта Лернера. Дотримуючись описаного вище підходу до визначення та регулювання цін у сегменті виробництва та оптового продажу електроенергії, зокрема для виробників, які працюють за ціновими заявками, за формулою (1) розраховані величини коефіцієнта Лернера L , який використовується для оцінювання ринкової влади компаній, набувають від'ємних значень (!):

$$L = \frac{P_m - MC}{P_m}, \quad (1)$$

де P_m – монопольна ціна; MC – граничні витрати [7].

Згідно з економічною теорією та практикою функціонування конкурентних ринків електроенергії типу "на наступну добу", ринкова ціна на електроенергію встановлюється на рівні короткострокових граничних витрат замикаючого енергоблоку, необхідного для задоволення попиту споживачів на електроенергію. Індивідуальні граничні витрати виробників (MC_i), які працюють в ОРЕ за ціновими заявками, визначаються величинами їхніх поблочних цінових заявок, а граничні витрати сегмента виробництва та оптового продажу електроенергії виробниками, які працюють за ціновими заявками, в цілому – ціною найдорожчого замикаючого блоку, що бере участь у покритті графіку заданого навантаження ОЕС України. Тобто саме такий блок визначає граничну ціну системи. Таким чином має виконуватись рівність $ГЦС = MC_{MAX}$. За цих умов коефіцієнт Лернера $L=0$, що свідчить про відсутність ринкової влади виробників у цілому, оскільки ринкова ціна на електроенергію в енергосистемі дорівнює граничним витратам на її виробництво. Індивідуальні ж коефіцієнти Лернера для окремих виробників електроенергії в умовах жорсткого цінового регулювання НКРЕКП можуть набувати як негативних (при $MC_i > K_{НКРЕ}$), так і позитивних (при $MC_i < K_{НКРЕ}$) значень.

Регулярна практика застосування НКРЕКП обмеження ГЦС ($K_{НКРЕ}$) призводить до того, що фактична відпускна ціна стає нижчою за граничні витрати на виробництво електроенергії ($K_{НКРЕ} < MC_i$), а відповідно і $L_i < 0$, що свідчить не лише про відсутність ринкової влади у виробників, які працюють за ціновими заявками, а й про високу ринкову владу регулятора, що викликає таку ситуацію.

З урахуванням чинних Правил ОРЕ коефіцієнти Лернера для генеруючих компаній, які працюють за ціновими заявками, мають розраховуватись для окремих енергоблоків на погодинній основі. Разом із тим, враховуючи надвеликий масив результуючих даних щодо індивідуальних L_i для календарного року (сотні тисяч значень), обмежимо оцінку L_i для ціноутворюючих блоків ТЕС окремими днями з усіх сезонів року протягом 2013–2015 рр. (вибірка становить 36 діб). Вихідні дані та результати розрахунку коефіцієнтів Лернера для ціноутворюючих блоків генеруючих компаній України наведено в табл. 2 та 3.

З табл. 3 видно, що L_i ціноутворюючих енергоблоків ТЕС коливаються в діапазоні від 0 (ринкова влада відсутня) до -0,67 або -67% (високий рівень ринкової влади у регулятора). Крім того, вибірка демонструє, що НКРЕКП застосовувала обмеження ГЦС для кожної з 36 діб сформованої вибірки, істотно впливаючи на рівень цін виробників, які працюють за ціновими заявками, на ОРЕ.

У результаті аналізу методів ціноутворення на ринку електроенергії України АМКУ доходять слушного висновку: "Правилами ОРЕ визначена вирішальна роль НКРЕКП на розмір платежів, що будуть нараховані виробникам, які працюють за



Таблиця 3

Коефіцієнти Лернера для ціноутворюючих блоків ТЕС в ОРЕ України

Дата	ТЕС- № бл.	Година доби																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
05.02.13	Стб-10						-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05
07.02.13	Стб-4						-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05
09.02.13	Вуг-2						-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03
21.05.13	Тр-1	-0.38					-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38
23.05.13	Зм-7						-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12
25.05.13	Зм-5						-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08
16.07.13	Сл-7						-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	
18.07.13	Кр-2						-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	
20.07.13	Кр-2						-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	
15.10.13	Зм-1						-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	
17.10.13	Зм-1						-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	
19.10.13	Зм-1						-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	
18.02.14	Кр-3						-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	
20.02.14	Кр-4						-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	
22.02.14	Зв-2						-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	
13.05.14	Вуг-1						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
15.05.14	Вуг-1						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
17.05.14	Зм-2						-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	
08.07.14	Тр-1						-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	
10.07.14	Тр-1						-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	
12.07.14	Тр-1						-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	
07.10.14	Кр-5						-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	
09.10.14	Кр-3						-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	
11.10.14	Кр-6						-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	
10.02.15	Кр-5						-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	
12.02.15	Кр-5						-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	
14.02.15	Кр-3						-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	
05.05.15	Вуг-3						-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	
07.05.15	Кр-6						-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	
09.05.15	Зм-4						-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	-0.48	
07.07.15	Лв-3	-0.67					-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	-0.67	
09.07.15	Вуг-4						-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	
11.07.15	Вуг-4						-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	
06.10.15	Вуг-3	-0.04					-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	
08.10.15	Кр-3						-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	
10.10.15	Кр-3	-0.03					-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	

Примітка: величини коефіцієнтів розраховані для годин доби, коли НКРЕКП застосовувала обмеження ГПС (Київ).

Джерело: розраховано автором за даними ДП "Енергоринок".



ціновими заявками, шляхом затвердження прогнозованої ОРЦ, граничної ціни системи та коригуючих коефіцієнтів" [12]. При цьому, на наш погляд, застосування обмеження ГЦС не можна вважати прозорим, оскільки порядок/методика, за якою НКРЕКП обчислює та встановлює обмеження граничної ціни системи ($K_{НКРЕ}$), не затверджена, як того вимагає Директива 2009/72/ЄС. Таким чином, ціноутворення як на оптовому, так і на роздрібному ринках електроенергії України повністю регулюється НКРЕКП і має ознаки дискримінаційності.

Оцінка ринкової влади генеруючих компаній, які працюють за ціновими заявками, з використанням показників дохідності (*EBITDA margin*). Одним із методів визначення ринкової влади компаній за поведінковим принципом є оцінювання та порівняльний аналіз їхньої дохідності. Застосування такого підходу ґрунтується на припущенні, що компанії, які займають домінуюче (монопольне) становище на ринку, своєю економічною поведінкою, у т.ч. дискримінаційними рішеннями та практиками, відчутно впливають на умови обороту товару на ринку. Зокрема, припускається, що такі компанії можуть істотно впливати на ціни збуту і таким чином отримувати "монопольну ренту", яка проявляється через їхню надвисоку дохідність. Тобто рівень дохідності домінуючих компаній, якщо вони мають істотну ринкову владу, має бути значно вищим за їхніх конкурентів, а також за рівень дохідності подібних компаній на конкурентних ринках інших країн.

Для економічного аналізу дохідності компаній (бізнесу) у світовій практиці використовується показник рентабельності за *EBITDA* (*EBITDA margin*). Цей показник розраховується як відношення *EBITDA* (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* – *прибуток до сплати відсотків, податків, амортизації*) до *Revenue* (*чистий дохід*). Перевагами цього показника є те, що він "очищений" від відмінностей структури капіталу, особливостей амортизаційної політики окремих компаній та різниці в умовах їхнього оподаткування. Зокрема, він широко застосовується для аналізу та міжнародних порівнянь дохідності "великою четвіркою" авторитетних міжнародних аудиторських компаній.

EBITDA margin можна розрахувати на підставі даних річної фінансової звітності підприємства таким чином:

$$EBITDA\ margin = \frac{\text{Фінансовий результат від операційної діяльності} + \text{Амортизація}}{\text{Чистий дохід від реалізації продукції}}$$

де: Фінансовий результат від операційної діяльності – р. 2190 (прибуток) або р. 2195 (збиток) форми 2 "Звіт про фінансові результати"; Амортизація – р. 2515 форми 2 "Звіт про фінансові результати"; Чистий дохід від реалізації продукції компанії – р. 2000 форми 2 "Звіт про фінансові результати".

Результати розрахунку *EBITDA margin* для ГК України на основі даних їхніх річних звітів про фінансові результати, а також середні значення *EBITDA margin* таких компаній в Україні, країнах Європи (ЄС, Швейцарії та Норвегії), країнах, що розвиваються, та світі загалом за 2012–2016 рр. наведено у табл. 4. З неї видно, що аномально високим є *EBITDA margin* ПАТ "Укргідроенерго" у межах 63–69%, що пояснюється відносно невисокою собівартістю виробництва електроенергії на ГЕС за рахунок відсутності паливної складової, а також високою нормою прибутку у відпускних тарифах компанії. Незначно вищим протягом 2012–2014 рр. за ГК ТЕС є *EBITDA margin* НАЕК "Енергоатом", що коливається в межах 22–28%. Найнижчі величини *EBITDA margin* за 2012–2014 рр. характерні для ГК ТЕС (від 0% (ПАТ "ДТЕК Західенерго" до 25% (ПАТ "Донбасенерго")), що, з одного боку, пояснюється великими паливними витратами у собівартості виробництва електроенергії ТЕС, а з іншого – державним регулюванням цін, зокрема практикою НКРЕКП щодо обмеження ГЦС.

Порівняння середньої величини *EBITDA margin* ГК України (крім ПАТ "Укргідроенерго") з аналогічними середніми величинами ГК країн Європи, країн, що розвиваються, та світу в цілому протягом 2012–2016 рр. (за винятком 2015 р., коли істотний вплив на економічні процеси та результати на ринку електроенергії мали форс-мажорні обставини, зокрема проблеми у забезпеченні паливом ТЕС) свідчить, що рівень дохідності компаній України є подібним до зазначених груп країн, а відхилення в рівні дохідності незначні.

Таким чином, оцінка та порівняльний аналіз рентабельності за *EBITDA* генеруючих компаній України не дозволяють говорити про наявність у них надвисокої дохідності як на ринку електроенергії України (за винятком ПАТ "Укргідроенерго"), так і порівняно з конкурентними ринками електроенергії країн світу. Проведений аналіз дохідності за період 2012–2016 рр. дає підстави стверджувати про відсутність "монопольної ренти" у генеруючих компаній України, яка може бути притаманна компаніям, що займають домінуюче або преференційне становище на ринку внаслідок володіння великою його часткою, застосування недобросовісних практик конкуренції або преференційних регулюючих впливів державних органів.

Таблиця 4
EBITDA margin генеруючих компаній за 2012–2016 рр., %

Генеруючі компанії	2012	2013	2014	2015	2016
НАЕК "Енергоатом"	22	23	28	42	31
ПАТ "Укргідроенерго"	69	67	63	61	66
ТЕС ДТЕК (середнє значення)	12	18	14	-11	н.д.
ТОВ "ДТЕК Східенерго"	17	18	21	1	н.д.
ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго"	19	23	13	-29	25
ПАТ "ДТЕК Західенерго"	0	11	9	-5	5
ПАТ "Центренерго"	6	10	4	4	11
ПАТ "Донбасенерго"	6	16	25	3	4
<i>Середній рівень по генеруючих компаніях України</i>	20	24	23	11	н.д.
<i>Середній рівень у світі (global)</i>	н.д.	20	22	23	23
<i>Середній рівень у країнах Європи</i>	н.д.	20	22	21	17
<i>Середній рівень у країнах, що розвиваються</i>	н.д.	20	22	26	27

Примітка: дані щодо величин *EBITDA margin* генеруючих компаній країн Європи, країн, що розвиваються, та світу в цілому використано з: URL: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Джерело: розраховано автором.

Висновки. Інституційно-поведінковий підхід до аналізу процесів ціноутворення на ринку електроенергії України дозволив обґрунтувати, що всі генеруючі компанії України та всіх споживачів електроенергії фактично можна вважати ціноотримувачами, а єдиним гравцем на ринку електроенергії, який визначає ціни для споживачів і виробників, є НКРЕКП. За цих умов ні кінцеві споживачі, ні виробники, які здійснюють продаж електроенергії в ОРЕ, не мають ринкової влади в частині впливу на ціноутворення та ціни на електроенергію. Натомість державний регулятор ринку електроенергії України має високий рівень ринкової влади, що реалізується ним у формі інституційної монополії і дозволяє істотно впливати на умови обороту електроенергії на ринку та відповідні фінансово-економічні показники учасників ринку.

Ключовим напрямом нормалізації ціноутворення на ринку електроенергії України є його побудова на ринкових принципах, що є загальноприйнятою світовою, зокрема європейською, практикою. Така трансформація має здійснюватися на основі лібералізації ринку електроенергії України, імплементації положень Третього енергетичного пакета ЄС, зокрема Директиви 2009/72/ЄС про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії, принципи якої знайшли відображення в чинному Законі України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII "Про ринок електричної енергії". При



цьому вкрай важливо забезпечити підвищення конкурентності та прозорості ринку електроенергії України, що є ключовими умовами його ефективності.

Перспективами подальших досліджень є обґрунтування сфер та способів державного регулювання ціноутворення на ринку електроенергії України у контексті підготовчого (перехідного) періоду його трансформації до лібералізованої моделі ринку європейського типу.

Список використаних джерел

1. Communication from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions "Energy 2020: A strategy for competitive, sustainable and secure energy". Brussels: European Commission, 2010. URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52010DC0639>
2. Communication from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions "Delivering a New Deal for Energy Consumers". Brussels: European Commission, 2015. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v8.pdf
3. Cooke D. Empowering customer choice in electricity markets. Paris: IEA, 2011. doi: <https://doi.org/10.1787/5kg3n27x4v41-en>
4. Економічна безпека держави: міждисциплінарний підхід. Черкаси: видавець Чабаненко Ю.А., 2013. 642 с.
5. Енергетичні ринки України: регуляторна конвергенція та інтеграція / НАН України, ДУ "Інститут економіки та прогнозування НАН України". Київ, 2014. 212 с.
6. Серебренников Б.С. Трансформація ринку електроенергії України в умовах європейської інтеграції. *Євроінтеграційні та глобальні аспекти економічного розвитку України*. Київ: Київський університет ім. Б.Грінченка, 2017. С. 63–68. URL: http://fitu.kubg.edu.ua/images/phocagallery/K_F_E/Konferencia/Zbirnik_yevrointehratsiini-ta-hlobalni-aspekty-ekonomichnoho-rozvytku-ukrainy.pdf
7. Шерер Ф., Росс Д. Структура отраслевых рынков. Москва: ИНФРА-М, 1997. 698 с.
8. Правила оптового ринку електричної енергії України. Київ: ДП "Енергоринок", 2016. URL: <http://www.erc.gov.ua/doc.php?f=2543>
9. Звіт НКРЕКП за 2014 р. Київ: НКРЕКП, 2015. URL: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_2014.pdf
10. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Київ: Мінерговугілля України, 2006. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>
11. Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. Київ: Мінерговугілля України, 2012. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>
12. Інформація щодо ознак монопольного (домінуючого) становища на загальнодержавному ринку електричної енергії, яка купується ДП "Енергоринок" з метою здійснення діяльності з оптового постачання електричної енергії на оптовому ринку електричної енергії України. Київ: АМК України, 2015. URL: <http://www.amc.gov.ua/amku/doccatalog/document?id=120029&schema=main>

Надійшла до редакції 08.08.2017 р.

*Серебренников Б.С., канд. екон. наук
ведучий научний співробітник
Інститут економіки та прогнозування НАН України*

ЦЕНОВАЯ ПОЛИТИКА И РЫНОЧНАЯ ВЛАСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ УКРАИНЫ

Исследуются проблемные вопросы взаимосвязи ценообразования, ценовой конкуренции, рыночной власти и государственного регулирования на рынке электроэнергии Украины. Методологическая основа исследования – институционально-поведенческий подход к анализу условий и результатов деятельности экономических агентов рынка. Доказано, что генерирующие компании, работающие на оптовом рынке электроэнергии Украины (ОРЭ), не имеют рыночной власти в части ценообразования и являются ценополучателями. Зато высокой рыночной властью обладает государственный регулятор рынка – Национальная комиссия, осуществляющая государственное регулирование в сферах энергетики и коммунальных услуг (НКРЭКУ). Анализ доходности генерирующих компаний с помощью коэффициентов Лернера и EBITDA margin демонстрирует отсутствие у них сверхприбылей и, соответственно, злоупотреблений доминирующим положением на рынке.

Ключевые слова: рынок электроэнергии, цена и ценовая политика, государственное регулирование, конкуренция, рыночная власть.



*B.Serebrennikov, PhD in Economics, Leading Researcher,
Institute for Economics and Forecasting, NAS of Ukraine*

PRICE POLICY AND MARKET POWER OF ELECTRICITY PRODUCING COMPANIES

Ukraine's electricity market can be considered as rigidly regulated by the state, low competitive and inefficient, and such that does not fulfill its main functions: regulatory, distribution, stimulating, informational ones etc. Its transformation in the context of European integration of the national economy requires the creation of an institutional environment that would enhance its openness, transparency and competitiveness at the expense of domestic and foreign sources and improved government regulation of economic relations on it.

The purpose of the article is to assess the state of price competition in Ukraine's electricity market, the level of market power of the electricity producing companies and other market participants in terms of pricing and regulation of electricity prices.

The methodological basis of the study is the institutional and behavioral approach to the definition and analysis of institutional conditions, in particular regarding the freedom, restrictions and government regulation of economic activities of the power generating companies on Ukraine's wholesale electricity market, assessment of the preconditions for the emergence and availability of market power in determination of electricity prices and implementation of price policy. The presence and abuse of market power of the electricity producing companies was assessed using a comparative analysis of their profitability.

It has been determined that current conditions and rules of functioning of Ukraine's electricity market essentially determine the freedom of economic activities of power generating companies as regards pricing. In fact, the power generating companies are price-takers and have a limited impact on the terms of goods turnover on the market. Instead, the main players on the market with the highest market power are the government bodies, namely the energy regulator and the corresponding ministry. This situation can be characterized as an institutional monopoly.

Assessment of the profitability of power generating companies in Ukraine according to Lerner coefficients and EBITDA margin indicates that they have no extra high yield (monopoly rent) compared to average industry indicators of Ukraine and groups of countries, which indicates their lack of market power or abuse of a dominant position on the market.

Key words: *electricity market, price and price policy, state regulation, competition, market power.*

References

1. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Regional Committee "Energy 2020: A strategy for a competitive, sustainable and secure energy" (2010). Brussels: European Commission. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52010DC0639>
2. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Regional Committee "Delivering a New Deal for Energy Consumers" (2015). Brussels: European Commission. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v8.pdf
3. Cooke, D. (2011). Empowering customer choice in electricity markets. Paris: IEA. doi: <https://doi.org/10.1787/5kg3n27x4v41-en>
4. Economic security of the state: an interdisciplinary approach (2013). Cherkasy: Publisher Yu.Chabanenko [in Ukrainian].
5. Energy markets of Ukraine: Regulatory convergence and integration (2014). NAS of Ukraine, Institute for Economics and Forecasting, NAS of Ukraine. Kyiv [in Ukrainian].
6. Serebrennikov, B. (2017). Transformation of the Ukrainian electricity market in the conditions of European integration. Eurointegration and global aspects of Ukraine's economic development. Kyiv: Kiev B. Grinchenko University. Retrieved from http://fitu.kubg.edu.ua/images/phocagallery/K_F_E/Konferencia/Zbirnik_yevrointegratsiia-hlobalni-aspekty-ekonomichnoho-rozvytku-ukrainy.pdf [in Ukrainian].
7. Sherer, F., Ross, D. (1997). Structure of sectoral markets. Moscow: INFRA-M [in Russian].
8. Wholesale Electricity Market Regulation of Ukraine (2016). Kyiv: Energorynok. Retrieved from <http://www.er.gov.ua/doc.php?php?f=2543> [in Ukrainian].
9. NERCAP Report for 2014 (2015). Kyiv: NERCP. Retrieved from http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_2014.pdf [in Ukrainian].
10. Energy strategy of Ukraine for the period up to 2030 (2006). Kyiv: Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine. Retrieved from <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358> [in Ukrainian].
11. Updating the Energy Strategy of Ukraine for the period up to 2030 (2012). Kyiv: Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine. Retrieved from <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=0358> [in Ukrainian].
12. Information on the signs of monopolistic (dominant) position, in the national electricity market, of the electricity purchased by SE "Energorynok" for wholesale supply in the wholesale electricity market of Ukraine (2015). Kiev: AISW of Ukraine. Retrieved from <http://www.amc.gov.ua/amku/doccatalog/document?id=120029&schema=main> [in Ukrainian].