

ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ АНАЛІЗУ ЕФЕКТИВНОСТІ МОДЕЛЕЙ РЕГУЛЮВАННЯ ДІЯЛЬНОСТІ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ ТА ОЦІНКА НАСЛІДКІВ ВПРОВАДЖЕННЯ РИНКОВИХ МОДЕЛЕЙ В УКРАЇНІ

Наведено розроблені теоретичні засади та методи оцінки ефективності різних моделей організації регулювання діяльності в електроенергетиці, з використанням яких доведено, що впровадження ринкових моделей такого регулювання було помилковим, бо не враховувались фізико-технічні особливості розвитку та функціонування електроенергетики. Це зумовлює недоцільність подальшої лібералізації ринку електроенергії в Україні, що підтверджено кількісними оцінками наслідків такого впровадження для споживачів країни.

Ключові слова: ринок електроенергії, регулювання ринку, моделі ринку електроенергії, ціна, ефективність.

Незважаючи на те, що процеси лібералізації в електроенергетиці йдуть вже понад 25 років, наукового обґрунтування доцільності цього процесу та оцінок ефективності впровадження ринкових моделей діяльності відносно монопольної моделі регулювання електроенергетики, за якої були сформовані сучасні Об'єднані електроенергетичні системи (ОЕС) національного та міждержавного рівня, та порівняльної ефективності різних за організаціями та принципами діяльності моделей на сьогодні немає. Це робить актуальною наукову проблему формування теоретичних засад оцінки ефективності різних моделей регулювання діяльності в електроенергетиці та розробки методів такої оцінки. При цьому особливо актуальною ця проблема є для України з огляду на прийняття в країні рішень щодо впровадження моделі регулювання ринку електроенергії на базі двосторонніх договорів та балансуочого ринку.

Метою роботи була розробка теоретичних засад та методів оцінки ефективності різних моделей регулювання діяльності в електроенергетиці і проведення з їх використанням оцінки наслідків лібералізації ринку електроенергії для України.

Розроблені теоретичні засади ґрунтуються на таких положеннях.

Незалежно від системи управління функціонування та розвиток ОЕС у кожний етап періо-

ду, що розглядається і на практиці відповідає календарному року, можна описати певною множиною показників, які відповідають певній траєкторії розвитку та функціонування ОЕС у просторі можливих траєкторій. Головними серед показників, що описують означену траєкторію, є:

- показники, що відповідають встановленій потужності окремих типів технології виробництва електроенергії у кожен етап періоду, для яких розглядається розвиток та/або функціонування електроенергетичної системи – X_{kt} , де k – індекс технології виробництва електроенергії або енергетичної компанії (ЕК), яка виробляє електроенергію, $k = 1 \div K$, t – індекс етапу $t = 1 \div T$, у ролі якого на практиці приймається календарний рік;
- показники, що відповідають потужності окремих типів технології виробництва електроенергії – $Y_{k\tau}$, які використовуються у період часу τ , $\tau \in t$, який відповідає сталій собівартості та ціні електроенергії, що виробляється відповідною технологією;
- показники, що відповідають потужності окремих груп споживачів, яка використовується у певний момент часу – $Y_{p\tau}$, де p – індекс групи споживачів, $p = 1 \div P$;
- показники, що визначають ціну виробництва електроенергії C_{kt} ;
- показники, що визначають ціну, за якою окремі групи споживачів купують електричну енергію – $C_{p\tau}$;
- показники, що характеризують обсяги

поставки електроенергії споживачам – W_{kt} та споживання електроенергії – W_{pt} в етап, що розглядається, і визначаються за виразами:

$$W_{pt} = \int_0^t Y_{pt\tau} d\tau, \quad (1)$$

$$W_{kt} = \int_0^t Y_{kt\tau} d\tau; \quad (2)$$

– показники, які визначають середні за етап ціни на електроенергію при її виробництві та для споживачів і розраховуються згідно з виразами:

$$C_{kt} = \frac{\int_0^t (C_{kt\tau} \cdot Y_{kt\tau}) d\tau}{W_{kt}}; \quad (3)$$

$$C_{pt} = \frac{\int_0^t (C_{pt\tau} \cdot Y_{pt\tau}) d\tau}{W_{pt}}. \quad (4)$$

Будемо вважати економічно-обґрунтованими ціни на виробництво, транспортування та розподіл електроенергії на існуючих та нових електростанціях та в мережах, якщо вони повністю покривають усі видатки, пов'язані з впровадженням та експлуатацією відповідних генеруючих потужностей та мереж, і забезпечують прийнятний рівень прибутковості для власників відповідних енергетичних компаній.

Враховуючи те, що при будь-якій моделі регулювання ринку електроенергії послуги з транспортування та розподілення електричної енергії є монопольним видом діяльності, і вони завжди встановлюються уповноваженим контрольно-регулюючим органом (КРО), ціну послуг з транспортування та розподілу електричної енергії C_{kt}^{TR} , будемо вважати однаковою за рівних умов функціонування та розвитку ОЕС.

Відповідно до фізичних законів у кожен момент часу в ОЕС повинен виконуватись баланс електричної потужності, якою, фактично, і йде торгівля на ринку електроенергії, який формалізується у вигляді

$$\sum_{k=1}^K (1 - \alpha_{kt\tau} - \beta_{pt\tau}) Y_{kt\tau} = \sum_{p=1}^P O_{pt\tau}, \quad (5)$$

де $\alpha_{kt\tau}$ – коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби технологій виробництва електроенергії, а $\beta_{pt\tau}$ – коефіцієнт втрат під час її транспортування та розподілу. При цьому повинно виконуватись співвідношення

$$d_{kt\tau} X_{kt} \geq Y_{kt\tau}, \quad (6)$$

де $d_{kt\tau}$ – коефіцієнт готовності відповідної технології.

Траєкторії, які відповідають умовам (5) та (6), є припустимими.

З точки зору національних, загальносуспільних інтересів, з огляду на інфраструктурний характер електроенергетичного комплексу, а рівень цін на продукцію таких галузей має дуже значний мультиплікаційний ефект впливу на соціально-економічну ситуацію, яка погіршується з їх зростанням, у ролі ідеальної траєкторії розвитку та функціонування ОЕС визначимо допустиму траєкторію, при якій в етап $t, \forall t$ середні ціни електроенергії для споживачів є мінімальними при економічно-обґрунтованих цінах на поставлену електроенергію, послуги з її транспортування та розподілу для ЕК.

З урахуванням означеного вище, для оцінки теоретичної ефективності моделей регулювання діяльності в електроенергетиці необхідно проводити за двома критеріями. Перший критерій – можливість гарантовано забезпечити в довгостроковій перспективі розвиток ОЕС виключно за допустимими траєкторіями при певній моделі регулювання, а другим критерієм – рівень середніх цін на електроенергію для споживачів при економічно-обґрунтованих цінах на поставлену споживачам електроенергію, послуги з її транспортування та розподілу для ЕК.

З використанням розроблених теоретичних засад оцінимо ефективність трьох основних моделей регулювання діяльності в електроенергетиці [1–4], а саме – монопольної моделі (ММРЕ), моделі на базі оптового ринку електроенергії (МОРЕ) та моделі вільного доступу до мереж (МВДМ), один із варіантів якої планується впровадити в Україні – модель двосторонніх договорів та балансуючого ринку (МДДБР).

При ММРЕ здійснюється централізоване управління розвитком та функціонуванням ОЕС ЕК, власником такої ОЕС. Ця ЕК несе повну відповідальність за надійність електропостачання на території відповідної ОЕС і

зобов'язана забезпечити покриття всього платоспроможного попиту споживачів. За цієї моделі КРО забезпечує контроль за оптимальністю планів розвитку ЕК, як з точки зору надійності покриття потреб споживачів в електроенергії у перспективі, так і обґрунтованості поточних та перспективних цін на неї, а також визначає (погоджує) плани тарифікації для окремих груп споживачів з урахуванням їх специфіки.

Для цієї моделі ціна на електроенергію визначається згідно з виразом:

$$\frac{\sum_{k=1}^k (C_{kt}W_{kt} + C_{kt}^{TR})}{\sum_{p=1}^P W_{pt}} = C_{pt}^{MMRE}. \quad (7)$$

При ММРЕ, формування траєкторії розвитку та функціонування ОЕС у кожний проміжок часу $t, t = 1 \div t_z$, – $VM_{(t,tz)}$, для забезпечення виконання вимоги (5) та мінімізації, яка описується множиною показників $\{VM_{t0}, VM_{t1}, \dots, VM_{tz-1}, VM_{tz}\}$, де VM_{t0} точка у просторі траєкторій, що описує початковий стан ОЕС, а VM_{tz} – стан ОЕС на кінець періоду, який розглядається, може бути формалізовано виразом:

$$VM_{t0tz} = F(VM_{t0}, \{U_t\}): \forall t, \quad (8)$$

де U_t – централізований керуючий вплив на розвиток та функціонування ОЕС відповідної ЕК, погоджений з КРО і спрямований на забезпечення мінімізації цін для споживачів при економічно-обґрунтованій ціні на поставку електроенергії споживачам, означеною ЕК.

За цієї моделі розвиток генеруючих потужностей та мереж, як правило, випереджає приріст навантаження в ОЕС, що забезпечує можливість гарантувати приєднання нових споживачів до мереж ОЕС та збільшення потужності існуючих. Практична відсутність ризиків для інвестування за цією моделлю забезпечує можливість реінвестиції прибутків та амортизаційних відрахувань на реалізацію проектів розвитку ОЕС, залучати за необхідності кредитні ресурси на тривалий строк та мінімальні відсотки.

Життєздатність та ефективність цієї моделі була доведена практикою, але під впливом загального

курсу на лібералізацію економічної діяльності та глобалізацію світової економіки у середині 80-х років минулого століття для управління електроенергетикою почалися впроваджуватись ринкові моделі регулювання, спочатку моделі на базі оптового ринку електроенергії, які з плином часу почали замінювати на моделі вільного доступу до мереж [1–5]. Під час їх впровадження механізм централізованого управління розвитком та функціонуванням ОЕС замінюється механізмами ринкової конкуренції за можливість продавати електроенергію на ринку, що, на думку апологетів ринкових перетворень в електроенергетиці, повинно було стимулювати зниження цін на неї та вихід на ринок нових ЕК – виробників електроенергії та стимулювати існуючі ЕК будувати нові генеруючі потужності на базі новітніх технологій, що забезпечить наявність цінових переваг цих, нових потужностей, перед існуючими електростанціями.

Фактично, при переході до ринку, була здійснена спроба замінити принципи формування траєкторії розвитку ОЕС згідно з (8), на формування такої траєкторії згідно з виразом:

$$VR_{t0tz} = F(VM_{t0}, \{UR_t = \{U_{st}\}\}): \forall t; \forall U_{st}, \quad (9)$$

де VR_{t0tz} – траєкторія розвитку та функціонування ОЕС при ринкових моделях регулювання, U_{st} – децентралізовані впливи рішень окремих s суб'єктів господарчої діяльності (СГД), що працюють на ринку електроенергії, $s = 1 \div S$, та впливають на розвиток та функціонування ОЕС, а UR_t – їх узагальнений вплив на розвиток та функціонування ОЕС в t момент часу.

При впровадженні ринкових моделей регулювання діяльності в електроенергетиці принципово змінюються алгоритми формування ціни на електроенергію. При МОРЕ її середня ціна розраховується за виразом:

$$\left(\sum_{k \in K_1} C_{kt}W_{kt} + \sum_{k \in K_2} C_{kt}^{max}W_{kt} + \sum_{k \in K_1 \cup K_2} C_{kt}^{TR} + Z^{MORE} \right) / \left(\sum_{k \in K_1} W_{kt} + \sum_{k \in K_2} W_{kt} \right) = C_{pt}^{MORE}, \quad (10)$$

де K_1 – множина технологій виробництва електроенергії, ціни на які встановлює КРО, K_2 – множина технологій виробництва електроенергії, які працюють на конкурентному ринку електроенергії; Z^{MORE} – витрати на обслуговування інфраструктури ринку електроенергії, C_{kt}^{max} – ціна електроенергії на конкурентному ринку, яка визначається ціною виробництва, технологією або ЕК з найбільшою ціною, що бере участь у покритті потреб споживачів, що формалізується виразом:

$$C_{kt}^{max} = \max\{C_{kt}\}, k \in K_2. \quad (11)$$

Для моделі МВДМ середня ціна на ринку визначається за виразом:

$$\left(\sum_{k \in K_1} C_{kt} W_{kt} + \sum_{k \in K_2} C_{kt}^b W_{kt} + \sum_{k \in K_1 \cup K_2} C_{kt}^{TR} + Z^{MVDE} \right) / \quad (12)$$

$$/ \left(\sum_{k \in K_1} W_{kt} + \sum_{k \in K_2} W_{kt} \right) = C_{pt}^{MVDE},$$

де K_1 – множина технологій виробництва електроенергії, які працюють згідно з двосторонніми договорами – довгостроковими, на ринку «на добу наперед» або «на годину наперед», K_2 – множина технологій виробництва електроенергії, які поставляють електроенергію на балансуочий ринок, Z^{MVDE} – витрати на обслуговування інфраструктури ринку електроенергії, причому в загальному випадку, $Z^{MVDE} > Z^{MORE}$, C_{kt}^b – ціна електроенергії на балансуочому ринку, яка визначається вартістю усунення дисбалансів між виробництвом та споживанням електроенергії, виникнення яких зумовлено відмінністю зафіксованих у двосторонніх договорах обсягах генерації та споживання електроенергії на певний час та їх фактичними значеннями. Ця ціна значно вища за ціну за двосторонніми договорами і виконує функцію стимулювання споживачів та генерації чітко планувати режими виробництва й споживання електроенергії, вона є певним захисним бар'єром для споживачів, які не заключили договори на поставку електроенергії, але споживали її.

Для теоретичної оцінки, приймемо, що неза-

лежно від моделі регулювання стан ОЕС описується ідеальною траєкторією. Тоді різниця між цінами на ринках зумовлюється виключно механізмом ціноутворення при різних моделях. Позитивний ефект від лібералізації для споживачів – $L_{pt}^{MMRE_}(MVDM \& MORE)$,

буде лише за наявності надлишкових потужностей у ЕК-монополіста на момент лібералізації ринку та при виконанні такої умови:

$$L_{pt}^{MMRE_}(MVDM \& MORE) = \sum_{k \in K_3} Z_{kt}^{up} X_{kt} - \sum_{k \in K_2} (C_{kt}^b (або - C_{kt}^{max}) - C_{kt}) W_{kt} + \quad (13)$$

$$+ Z^{MVDE} (або - Z^{MORE}) > 0,$$

де K_3 – множина технологій виробництва електроенергії, потужність яких є надлишковою; Z_{kt}^{up} – витрати споживачів, зумовлені наявністю надлишкової потужності при ММРЕ, зменшені на їх додаткові витрати, зумовлені лібералізацією ринку електроенергії – впровадження та експлуатація систем обліку, операційні витрати для забезпечення роботи в нових умовах тощо.

Можливість того, що $L_{pt}^{MMRE_}(MVDM \& MORE)$

буде більшою за нуль теоретично існує, але, поперше, вона вкрай мала внаслідок наявності КРО при ММРЕ, який контролює доцільність впровадження нових потужностей, а також внаслідок зростання вартості електроенергії через нові правила ціноутворення та необхідність розбудови та підтримки ринкової інфраструктури, а, по-друге, за рахунок приросту навантаження та/або виводу з експлуатації генеруючих потужностей через їх фізичний та моральний знос, надлишок потужності в ОЕС з плином часу зникне, тому цей ефект буде носити виключно тимчасовий характер. Поряд з цим, довести, що саме ці потужності надлишкові, практично неможливо, бо ЕК можуть змінювати перелік енергоблоків (електростанцій), що працюють на ринку. Тому, без втрати загальності, приймемо $K_3=0$.

Негативний ефект від лібералізації ринку електроенергії для споживачів при переході від ММРЕ до МОРЕ, а саме, зростання середньої ціни для них визначається за виразом:

$$L_{pt}^{MMRE_MORE} = \frac{\sum_{k \in K_2} (C_{kt}^{max} - C_{kt}) W_{kt} + Z^{MORE}}{\sum_{k \in K_1} W_{kt} + \sum_{k \in K_2} W_{kt}}, \quad (14)$$

а при переході від ММРЕ до МВДЕ – за виразом:

$$L_{pt}^{MMRE_MORE} = \frac{\sum_{k \in K_2} (C_{kt}^b - C_{kt}) W_{kt} + Z^{MVDE}}{\sum_{k \in K_1} W_{kt} + \sum_{k \in K_2} W_{kt}}. \quad (15)$$

Мінімальним цей негативний вплив буде за умови, коли зростання вартості електроенергії при лібералізації ринку буде визначатися лише додатковими видатками, зумовленими більш складною організацією ринку електроенергії при МОРЕ та МВДМ. Але це можливо лише за умов:

– постійного, абсолютно однакового рівня економічно-обґрунтованих цін на всіх енергоблоках, які працюють в конкурентному сегменті ринку, при МОРЕ;

– постійної, абсолютної ідентичності планових графіків добових електричних навантажень та їх покриття з фактичними при МВДМ.

Але це можливо лише теоретично, і можна обґрунтовано стверджувати, що імовірність таких ситуацій описується виразами:

$$P_{1t}(C_{kt}^{max} = C_{kt}, k \in K_2) \rightarrow 0, \quad (16)$$

$$P_{2t}(W_{kt} = 0, k \in K_2) \rightarrow 0, \quad (17)$$

де P_{1t} – імовірність однаковості цін на всіх енергоблоках, що працюють в конкурентному сегменті ринку при МОРЕ, P_{2t} – імовірність відсутності відхилень від планового режиму роботи ОЕС при МОРЕ.

Для оцінки економічних наслідків для споживачів України впровадження МОРЕ та переходу від неї до МДДБР, було застосовано такі підходи. Враховуючи практичну неможливість оцінити зростання вартості електроенергії для споживачів за рахунок витрат на впровадження та функціонування МОРЕ та МДДБР відносно ММРЕ, вони не враховувались при оцінці додаткових витрат споживачів на електроенергію під час запровадження цих моделей, що дає консервативну оцінку рівня їх «переплати» за електроенергію. При всіх розрахунках, враховуючи неповноту існуючої та

невизначеність перспективної інформації, необхідної для проведення розрахунків, використано діапазонний підхід їх проведення, що дозволило проілюструвати наслідки впровадження МОРЕ та МДДБР для споживачів навіть за мінімальної оцінки зростання цін на електроенергію, бо через наявність дуже сильного мультиплікаційного ефекту від зростання цін на неї, це веде до величезних негативних наслідків для соціально-економічного розвитку країни.

Визначення «переплати» споживачами при запровадженні МОРЕ відносно ММРЕ ґрунтувалось на усередненій за рік половині різниці вартості витрат на паливо на «найкращому» та «найгіршому» з точки зору паливної економічності енергоблоках вугільних ТЕС, що забезпечують покриття щоденних графіків електричних навантажень ОЕС. Визначення «переплати» споживачами при запровадженні МВДЕ відносно ММРЕ здійснюється на основі різниці між вартістю електроенергії на балансуєчому ринку і обсягів електроенергії, що продається за правилами цього ринку. Вхідна інформація для розрахунків наведена в табл. 1, а результати розрахунків – у табл. 2.

Як видно з табл. 2, «переплату», яка існує на сьогодні, споживачами України за рахунок впровадження МОРЕ в країні можна оцінити в 300–500 млн дол. США, і вона зростає в перспективі, а при запровадженні МДДБР, рівень переплати буде в рази більшим, ніж при збереженні МОРЕ.

Прийнятий рівень ідеалізації передбачає, що структура генеруючих потужностей не залежить від моделі регулювання, але це було зроблено виключно для можливості коректного порівняння впливу впровадження цих моделей на ціну електроенергії для споживачів, бо для цього повинна виконуватись умова:

$$VR_{0tz} = VM_{0tz}, \quad (18)$$

яка, в свою чергу, потребує виконання іншої умови, а саме:

$$UM_t = UR_t : \forall t. \quad (19)$$

Звісно, як відомо з теорії управління, централізований керуючий вплив на розвиток та функціонування об'єкта управління, лише випадково може збігтися з сумою децентралізованих впливів, які формуються за відсутності механізму їх централізованої координації, адже впливи формуються незалежно і за різни-

Таблиця 1 – Вхідна інформація для проведення розрахунків по оцінці ефективності впровадження МОРЕ та МДДБР

Найменування показника	Позначення показника	Одиниця виміру	Мінімальна оцінка		Максимальна оцінка			
			Існуючий стан	2020 рік	2030 рік	Існуючий стан	2020 рік	2030 рік
Різниця витрат вугілля на «найкращому» та «найгіршому» з точки зору паливної економічності енергоблоках вугільних ТЕС	b	г у. п. на кВт-год	30	35	40	50	55	60
Ціна вугілля	CV	тис. грн за т у. п.	1000	1200	1400	1200	1500	1750
Обсяг виробництва електроенергії на КЕС	OT	млрд кВт-год	70	81,5*	85*	70	83*	205*
Рівень втрат у мережах	α	%	14	8	7	14	12	9
Різниця між ціною на балансуочому ринку та усередненій ціні для споживачів	ΔCV	грн за кВт-год	1,5	2	3	2,5	3	4,5
Обсяги нетто-споживання	ONS	млрд кВт-год	150	210	240	150	225	305
Частка обсягу електроенергії, що розподіляється через балансуочий ринок від загального обсягу її нетто-споживання	β	%	3	2,5	2	7	5	4

* мінімальна оцінка відповідає сценаріям пріоритетного розвитку АЕС в структурі генеруючих потужностей України, а максимальна – ВДВЕ.

Таблиця 2 – Результати розрахунків з оцінки ефективності впровадження МОРЕ та МДДБР та заміни МОРЕ та МДДБР, млрд грн

Найменування показника	Алгоритм розрахунку	Мінімальна оцінка		Максимальна оцінка			
		Існуючий стан	2020 рік	2030 рік	Існуючий стан	2020 рік	2030 рік
Переплата при МОРЕ	$b \cdot CV \cdot OT \cdot (1 + \alpha)$	2,394	3,697	5,093	4,788	7,669	23,462
Переплата при МДДБР	$\beta \cdot \Delta CV \cdot ONS$	6,75	10,5	14,4	26,25	33,75	54,9
Різниця між «переплатою» споживачів при МДДБР та МОРЕ	$\beta \cdot \Delta CV \cdot ONS - b \cdot CV \cdot OT \cdot (1 + \alpha)$	4,356	6,803	9,307	21,462	26,081	31,438

ми критеріями. Саме це і притаманне всім класичним ринковим моделям регулювання діяльності в електроенергетиці. При цьому необхідно враховувати, що за відсутності гарантій збуту електроенергії за економічно-обґрунтованими цінами для нових потужностей при ринкових моделях діяльності в електроенергетиці різко зростають інвестиційні ризики, що веде до зростання вимог щодо прибутковості вкладених інвестицій приватними інвесторами та значного зростання вартості кредитних ресурсів. Тобто, навіть при однаковій структурі генерації, ці фактори зумовлюють додаткове зростання цін для споживачів через вищий за ринкових умов рівень економічно-обґрунтованих цін на електроенергію у нових генеруючих потужностей відносно їх рівня при ММРЕ. Звісно, що це робить практично нереальним появу нових ЕК, які побудують нові електростанції і вийдуть з ними на ринок. Лише вже діючі гравці на ринку, а саме ЕК, у складі яких є велика кількість електростанцій різних типів, що дозволяє їм будувати гнучкі стратегії роботи – компенсувати збиткову роботу або простої одних електростанцій роботою інших, можуть дозволити собі реалізацію дуже капіталоемних проектів з розвитку генерації. Але вони більше зацікавлені у створенні дефіциту існуючих потужностей, ніж у створенні нових, що переводить ринок електроенергії у ринок «продавців», де електроенергія стає дефіцитним товаром, що веде до зростання ціни, за якою її готові, а, скоріше, змушені, купувати споживачі, та до монополізації ринку, що на практиці і відбувається. Саме такі компанії скуповують невеликі генеруючі ЕК та збільшують свою присутність на ринку електроенергії та можливість впливу на формування цін на неї.

Тому, при ринкових моделях регулювання, що підтверджує досвід країн, де такі моделі впроваджені, практично припиняються інвестиції в усю генерацію, якій не надані преференції. Про це, зокрема, свідчить і швидкий розвиток відновлюваних джерел виробництва електроенергії (ВДВЕ) в ОЕС, де впроваджено ринкові механізми регулювання, бо надання цим джерелам преференцій у частині гарантування збуту виробленої електроенергії та певного рівня цін, що, в принципі, суперечить самій ідеології створення конкурентного ринку, зумовило те, що нині відбувається інве-

стування лише у ВДВЕ, а також у генерацію, що резервує коливання їх потужності. Фактично, резервуюча генерація також має гарантії збуту виробленої електроенергії та високі ціни на неї, що зумовлено необхідністю виконання вимоги (5), тобто забезпечення надійності електропостачання. Тому з плином часу структура генеруючих потужностей в ОЕС при ринковому регулюванні стає розбалансованою, необхідні потужності, для надійного забезпечення потреб споживачів, своєчасно не вводяться, а надання преференції окремим типам генерації зумовлює «перекіс» структури генеруючих потужностей у їх бік, що може мати вкрай негативний вплив як на економічні показники роботи ОЕС – ціну електроенергії для споживачів, так і на надійність електропостачання.

Таким чином, неможливість надійного формування необхідної для ОЕС структури генеруючих потужностей, тобто виконання першого з означених критеріїв для оцінки ефективності моделей регулювання діяльності в електроенергетиці, є фундаментальною проблемою моделей ринкового регулювання і її вирішення на базі виключно ринкових механізмів принципово неможливо. Зокрема, про це свідчить Директива Європейського союзу 2009/72 («третій енергетичний пакет») [5], в якій визнано неможливість без централізованого втручання забезпечити ефективне формування структури генеруючих потужностей в країнах ЄС.

Для вирішення цієї проблеми в межах ринкових моделей авторами пропонується запровадження механізму «гарантування інвестицій в потужність» (МГП), зокрема, можливість її запровадження передбачена Директивою ЄС 2009/72. Такий механізм надає право системному оператору національної енергосистеми, який відповідає за виконання вимоги (5), гарантувати власникам нових генеруючих потужностей, впровадження яких є необхідним для забезпечення надійної роботи ОЕС у перспективі, повернення інвестицій та певний рівень прибутку. Таким чином, здійснюється централізована координація децентралізованих впливів з метою виконання вимоги (5). При запровадженні МГП системний оператор повинен забезпечити для генеруючих потужностей, які впроваджені з його застосуванням, виконання вимоги:

$$OC_{kt} = \int_0^t C_{kt\tau} \cdot Y_{kt\tau} d\tau, \quad (20)$$

де OC_{kt} – обсяг коштів, який має отримати власник відповідних генеруючих потужностей для виконання системним оператором своїх зобов'язань перед ним.

За умови впровадження МГП, з огляду на високі ризики інвестування в генеруючі потужності при ринкових моделях, лише використання цього механізму дозволить реально залучити інвестиції у розвиток генерації. Тобто з точки зору формування структури генеруючих потужностей йде повернення до механізму, притаманному монопольним моделям. Поряд з цим, для забезпечення виконання зобов'язань перед інвесторами, що описується вимогою (20), необхідно мати можливість управляти і роботою ОЕС, тобто рівнем завантаження окремих електростанцій, бо при виключно ціновій конкуренції між ЕК, що є власниками джерел генерації, цілком реальною буде ситуація, коли рівень цін на електроенергію та/або обсяги поставок на ринок електроенергії будуть недостатніми для отримання OC_{kt} тими ЕК, які отримали відповідні гарантії. Тобто і механізм управління функціонуванням ОЕС при запровадженні МГП повинен ґрунтуватися на принципах, притаманних ММРЕ, з централізованим управлінням роботою генерації. При цьому одним з визначальних критеріїв планування роботи ОЕС стає необхідність забезпечення виконання вимоги (20), що може негативно вплинути на ціни на електроенергію для споживачів.

Таким чином, результати виконаних досліджень дозволяють зробити такі узагальнені висновки.

Розроблено теоретичні засади та методи оцінки ефективності різних моделей організації регулювання діяльності в електроенергетиці з використанням методології траєкторного підходу для дослідження великих систем енергетики на основі врахування особливостей розвитку та функціонування ОЕС і специфіки різних моделей регулювання ринку електроенергії.

Доведено, що впровадження ринкових моделей регулювання було і є недоцільним, бо малоімовірні позитивні ефекти від їх запровадження мають тимчасовий характер, а з плином часу для забезпечення надійності електропостачання стає необхідним повернення до управління розвитком та функціонуванням ОЕС на базі централізованої системи обґрунтування та прийняття рішень, що фактично потребує повернення до ММРЕ.

Впровадження ринкових моделей регулювання обов'язково веде до зростання цін на електроенергію і, через наявність дуже сильного мультиплікаційного ефекту цього впливу на соціально-економічний розвиток – до величезних негативних наслідків для країн, де запроваджуються відповідні моделі.

Із зростанням ступеня лібералізації ринку електроенергії, а саме переходу від МОРЕ до МДДБР, негативні наслідки від впровадження ринкових механізмів регулювання діяльності в електроенергетиці посилюються, тому подальша розбудова управління електроенергетичним комплексом України за рахунок впровадження МДДБР недоцільна.

Недоліки, органічно притаманні існуючій моделі ОРЕ України, зумовлюють доцільність її подальшого удосконалення, але не шляхом впровадження МДДБР, а шляхом запровадження механізмів централізованого впливу на розвиток та функціонування ОЕС країни.

1. *Звіт про НДР «Дослідження методів та засобів прогнозування перспективного розвитку енергетики за умов лібералізації енергетичних ринків»*, № держреєстрації 0107U000246. Ін-т загальної енергетики НАН України. – Київ, 2009. – 250 с.
2. *Дьяконов Е.И.* Реформы в мировой электроэнергетике / Е.И. Дьяконов, Е.В. Каневская, В.П. Огарь. – М.: ИПБРАЭ РАН, 1998. – 26 с.
3. *Казанський С.В.* Моделі організації ринків електричної енергії / С.В. Казанський // *Електропанорама*. – 2008. – № 3. – С.55–57.
4. *Беляев Л.С.* Рынок в электроэнергетике: Проблемы развития генерирующих мощностей / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 2004. – 250 с.
5. *Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 Concerning common rules for the internal market in electricity and repealing directive 2003/54/EC* // *Official Journal of the European Union*. L 210. Volume 52. 14.08.2009. – Режим доступу: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:20>

Надійшла до редакції 07.12.2012