

ВПЛИВ НА СТАН ТА РОЗВИТОК ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ВПРОВАДЖЕННЯ “ЗЕЛЕНОГО ТАРИФУ” ТА НОВОЇ МОДЕЛІ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

У статті наведено аналіз можливих наслідків впровадження нової моделі ринку електроенергії в Україні для національної електроенергетики. Визначені проблеми тарифоутворення для промислових споживачів електроенергії та населення, можливого негативного впливу на структуру та режими функціонування традиційної електроенергетики, що виникають унаслідок реалізації положень Закону України “Про внесення змін до Закону України “Про електроенергетику” щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії”. Запропоновано напрями вирішення наявних та передбачуваних проблем розвитку національної електроенергетики України.

Ключові слова: електроенергетика, ринок електроенергії, тариф, модель ринку електроенергії, відновлювальні джерела виробництва електроенергії

Ситуація щодо впровадження нової моделі ринку електроенергії дуже нагадує ситуацію середини 1990-х років, коли впроваджувалася нині діюча модель регулювання діяльності в електроенергетиці країни шляхом копіювання англійської моделі “закупівельного агентства”. Західні консультанти запевняли, що з її впровадженням, як тільки запрацює Оптовий ринок електроенергії (ОРЕ), в енергетику країни надійдуть величезні приватні інвестиції. Конкуренція зумовить різке падіння цін та забезпечить поліпшення техніко-економічних показників енергетичних компаній.

Минуло 14 років, але важко назвати якісь позитивні наслідки впровадження ОРЕ в Україні. Подолання кризи платежів, яке часто приводять, аргументуючи доцільність впровадження ОРЕ, можна було б забезпечити при збереженні державної монополії в електроенергетиці. Можливість її подолання головним чином була зумовлена значним покращанням ситуації в економіці країни на початку XXI століття, але проблема накопичених боргів на ОРЕ так і залишається невирішеною.

Сьогодні знов декларується можливість різкого поліпшення ситуації шляхом впровадження нової моделі регулювання ринку електроенергії на базі двосторонніх договорів та балансуєчого ринку (модель вільного доступу до мереж), що дозволить залучити до галузі приватних інвесторів, забезпечити зростання обсягів експорту електроенергії в Європу, підвищи-

ти техніко-економічні показники електростанцій тощо. Однак коректного обґрунтування саме такого сценарію розвитку подій не наводиться, як це було і в 1996 році, а головним аргументом впровадження нової моделі регулювання є посилання на досвід розвинених країн. При цьому приділяється недостатньо уваги (або не приділяється взагалі) до можливих негативних наслідків такого реформування, прикладом чого є каліфорнійська енергетична криза. Крім того, за такої моделі практично відсутні приватні інвестиції у розвиток традиційної енергетики через значні ризики інвестування в дуже капіталомісткі проекти з великим терміном їхньої реалізації.

Враховуючи означене, нижче наведені результати аналізу основних задач, які на сьогодні існують в електроенергетиці країни, з урахуванням впливу введення нової моделі ринку електроенергії на можливість їхнього вирішення, а також деяких проблем, що можуть виникнути під час впровадження цієї моделі.

Першою задачею є створення на ОРЕ України реального конкурентного середовища, без чого впровадження моделей регулювання діяльності в електроенергетиці, побудованих на ринкових принципах, не має жодного сенсу, а лише ускладнює управління та діяльність галузі. Вирішення цієї задачі потребує появи великої кількості не зв'язаних правом власності, а в ідеалі – повністю незалежних одна від одної генеруючих компаній, що неможливо забезпечити без приватизації державної генерації за певних обмежень на можливість придбання активів одним власником. Ця проблема є проблемою

політики держави, і її вирішення ніяк не пов'язано з моделлю регулювання в електроенергетиці.

Але навіть створення конкурентного середовища в тепловій енергетиці не вирішує проблему значної різниці цін на електроенергію АЕС та ТЕС, яка зберігатиметься, навіть якщо систему утворення тарифів в атомній енергетиці буде приведено у відповідність з рекомендаціями МАГАТЕ. Тому при поступовому покритті ринку електроенергії для потужних споживачів базової електроенергії саме електроенергія АЕС буде користуватися попитом, а її відтік з ОРЕ призведе до зростання цін на електроенергію для споживачів, які будуть не в змозі укласти двосторонні договори безпосередньо з генеруючими компаніями.

Існують пропозиції вирішення цієї проблеми шляхом надання права на постачання електроенергії ТЕС і АЕС в однакових обсягах – наприклад, у розмірі 10 % від загального електроспоживання. Але ціна на електроенергію ТЕС буде вищою, ніж на ОРЕ, а отже, знайти покупців буде важко, а скоріш за все, неможливо. А якщо зобов'язати споживачів купувати електроенергію у ТЕС і АЕС у таких пропорціях під час укладання двосторонніх договорів, то принципової різниці між моделлю ОРЕ та новою моделлю на базі таких “двосторонніх” договорів не буде, за винятком того, що за нової моделі значно ускладнюються диспетчерське управління енергосистемою країни та система розрахунків – через необхідність запровадження балансуєчого ринку. Тому введення нової моделі є принципово можливим, лише якщо будуть усунені цінові диспропорції між різними типами електростанцій. До цього її впровадження не має сенсу.

Друга задача – фінансове оздоровлення галузі – пов'язана з необхідністю змінити цінову й тарифну політику, яка провадиться на державному рівні практично в усіх галузях ПЕК і характеризується вирішенням проблем соціального захисту населення шляхом установлення низьких цін на енергоресурси (і електроенергія не є винятком) при мінімізації наслідків перехресного субсидіювання для промисловості та інших споживачів за рахунок максимального обмеження цін для виробників енергоресурсів. Це зумовлює абсолютно протилежну ситуацію з тарифами в Україні та розвинених країнах щодо різниці в рівнях для промисловості та населення (рис. 1).

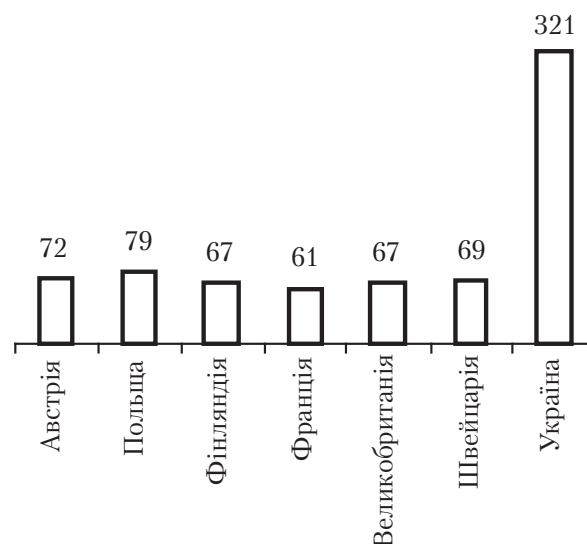


Рис. 1. Рівень тарифу на електроенергію для промислових споживачів відносно тарифу для населення (%)

Таким чином, за рахунок енергетичного сектору економіки вирішуються проблеми споживачів енергоресурсів, тоді як галузі ПЕК поступово деградує. Саме така цінова та тарифна політика призвела до величезних боргів, що накопичилися на ОРЕ, та спричинила важкий фінансовий стан основної частини енергетичних компаній.

Для вирішення задачі ліквідації перехресного субсидіювання та поліпшення фінансового стану енергетичних компаній при моделі регулювання на базі ОРЕ необхідно лише змінити державну політику щодо тарифоутворення в галузі, а Національній комісії регулювання електроенергетики (НКРЕ) – реалізувати її.

При впровадженні нової моделі проблема перехресного субсидіювання у тому вигляді, в якому вона існує на ОРЕ, принципово виключається, тому що ціни на електроенергію стають предметом двосторонніх договорів, і регулятор втрачає важелі контролю за їхнім рівнем. Поряд із цим накопичені на ОРЕ борги зумовлюють низку проблем щодо можливості та термінів впровадження нової моделі регулювання через необхідність розробки механізму їхнього погашення. Крім цього, якщо не вирішити проблему боргових зобов'язань, буде неможливо забезпечити прозору та ефективну приватизацію теплової енергетики.

Наступна задача – залучення інвестицій у традиційну енергетику – є однією з ключових з точки зору можливості забезпечення надійної та ефективної роботи електроенергетичного

комплексу країни у перспективі, оскільки відновлювані джерела виробництва електроенергії (ВДВЕ), для розвитку яких в Україні створюються великі преференції, можуть лише доповнювати традиційну енергетику, але не в змозі її замінити.

В умовах монопольних моделей регулювання в електроенергетиці енергетичні компанії мали можливість планувати свою діяльність на довгострокову перспективу за практичної відсутності інвестиційних ризиків для реалізації проектів з розвитку генеруючих потужностей та мереж, оскільки у будь-якому випадку за все заплатить споживач. Тому після обґрунтування доцільності реалізації інвестиційних проектів перед відповідними регулюючими органами проблем з їхнього фінансування не виникало.

Впровадження ринкових механізмів регулювання діяльності в електроенергетиці принципово змінило ситуацію через наступні чинники.

1. За умови відсутності гарантій збуту основної продукції фінансування капіталомістких проектів з великими термінами окупності, притаманними традиційній енергетиці, виникають значні інвестиційні ризики, що зростають при більш лібералізованих моделях ринку електроенергії.

2. Генеруючі компанії, які працюють на ринку електроенергії, об'єктивно зацікавлені у створенні дефіциту електроенергії, що призведе до росту цін і надасть їм можливість отримати додаткові прибутки без додаткових інвестицій.

3. Якщо при моделі ОРЕ ринкова ціна може слугувати певним орієнтиром для потенційних інвесторів, то при переході до моделі вільного доступу до мереж ця інформація стає конфіденційною щодо електроенергії, яка реалізується за двосторонніми договорами. Відсутність інформації про поточні ціни на ринку двосторонніх договорів, на якому у країнах з такою моделлю регулювання реалізується до 90 % усієї електроенергії, різко ускладнює оцінку ефективності інвестиційних проектів і призводить до зростання ризиків їхньої реалізації.

Отже, в умовах лібералізації ринку електроенергії практично припиняється інвестиції в традиційну енергетику, про що свідчить розвиток генерації у розвинених країнах, на досвід яких у нас постійно посилаються.

Практично єдиним шляхом вирішення проблеми розвитку традиційної енергетики є створення механізмів гарантій для інвесторів, і цей

процес уже розпочинається в країнах, для яких проблема залучення інвестицій у традиційну енергетику є найбільш актуальною. Так, у Російській Федерації передбачається додаткове впровадження моделі гарантування інвестицій у потужність, яка забезпечує мінімізацію ризиків для інвесторів у традиційну генерацію.

Впровадження таких механізмів, за яких регулятор визначає доцільність інвестицій і гарантує певну прибутковість, по суті, повертає монопольну модель регулювання діяльності в електроенергетиці. Це відбувається на новому рівні, тому що, на відміну від класичної моделі, вона є значно більш складною як з точки зору управління енергосистемою, так і з точки зору системи розрахунків за електроенергію, що лише підтверджує тезу "Нове – це добре забуте старе".

Можливість реалізації проектів з розвитку традиційної енергетики з використанням механізмів гарантування інвестицій значною мірою буде визначатися рівнем їхньої прибутковості. І тут виникає ще одна проблема щодо залучення інвестицій у традиційну електроенергетику, зумовлена тим, що подібні механізми вже реалізовані у багатьох країнах світу, зокрема в Україні, для стимулювання пріоритетного розвитку відновлюваних джерел виробництва електроенергії. Тому залучення інвестицій саме у традиційну електроенергетику буде можливим, лише якщо проекти з її розвитку будуть не менш прибутковими, ніж проекти з розвитку ВДВЕ.

Відповідно до розрахунків відпускних тарифів на електроенергію (див. табл. 1) ціна електроенергії, необхідної для забезпечення однакового рівня прибутковості інвестиційних проектів будівництва ВЕС та вугільної ТЕС, що працює в базовому режимі, повинна бути практично однаковою, і буде суттєво більшою для проекту будівництва АЕС, що також працює у базовому режимі. При цьому такі ціни є мінімальними для традиційної енергетики і навряд чи будуть доступними для споживачів.

Отже, проблема інвестування розвитку традиційної енергетики залишається відкритою, що зумовлює необхідність подальших наукових досліджень, спрямованих на визначення таких механізмів функціонування, регулювання та організації ринку електроенергії, які забезпечать її вирішення.

Значні проблеми можуть виникнути також у зв'язку з прийняттям поправок до Закону про

Таблиця 1

Показник	ВЕС	ТЕС вугільна	АЕС
Питомі капіталовкладення у встановлену потужність (\$/кВт)	1500	1750	2500
Вартість палива (\$/т у. п. – для ТЕС, млн \$/т ядерного палива у формі ТВЗ* – для АЕС)	–	100	1,7
Собівартість електроенергії (\$/МВт-год)	61,1	60,7	47,2
Внутрішня норма прибутковості інвестицій (%)	14,8	14,8	14,8
Відпускний тариф з шин електростанції (\$/МВт-год)	157*	149	188,8

*ТВЗ – тепловиділяючі збірки.

**Відповідно до Закону про електроенергетику [1].

електроенергетику стосовно впровадження спеціального (“зеленого”) тарифу [1] (далі – Закон) для стимулювання розвитку відновлюваних джерел виробництва електроенергії в електроенергетичному комплексі країни, особливо при впровадженні нової моделі регулювання ринку електроенергії.

Цей Закон гарантує високий рівень “зеленого” тарифу, мінімізує валютні (курсіві) ризики для інвесторів, не вимагає реалізації спеціальних заходів з резервування при впровадженні ВДВЕ, зобов’язує приєднувати такі джерела до мереж за рахунок компаній з транспортування та розподілу електроенергії, не накладає жодних обмежень на постачання електроенергії на ОРЕ (ОРЕ повинен закуповувати всю вироблену ВДВЕ електроенергію в період до 2030 року).

Враховуючи можливості використання гнучких механізмів (з метою підвищення бізнес-ефективності проектів впровадження ВДВЕ), що передбачаються Кіотським протоколом до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату, рівень преференцій для інвесторів у такі джерела електроенергії в Україні не має, мабуть, прецедентів у всьому світі. Це зумовлює виникнення значної зацікавленості приватних інвесторів у реалізації проектів впровадження ВДВЕ в Україні, і вже в короткостроковій перспективі їхня потужність, насамперед ВЕС та ТЕС на біомасі, може різко зрости.

Але особливістю ВЕС є погана прогнозованість можливої потужності навіть у короткостроковій перспективі, що зумовлює необхідність або примусового обмеження їхньої потужності, – якщо вона є надлишковою для енергосистеми з точки зору забезпечення надійності електропостачання, – або компенсування таких коливань завантажень – розвантажень традиційними генеруючими потужностями-

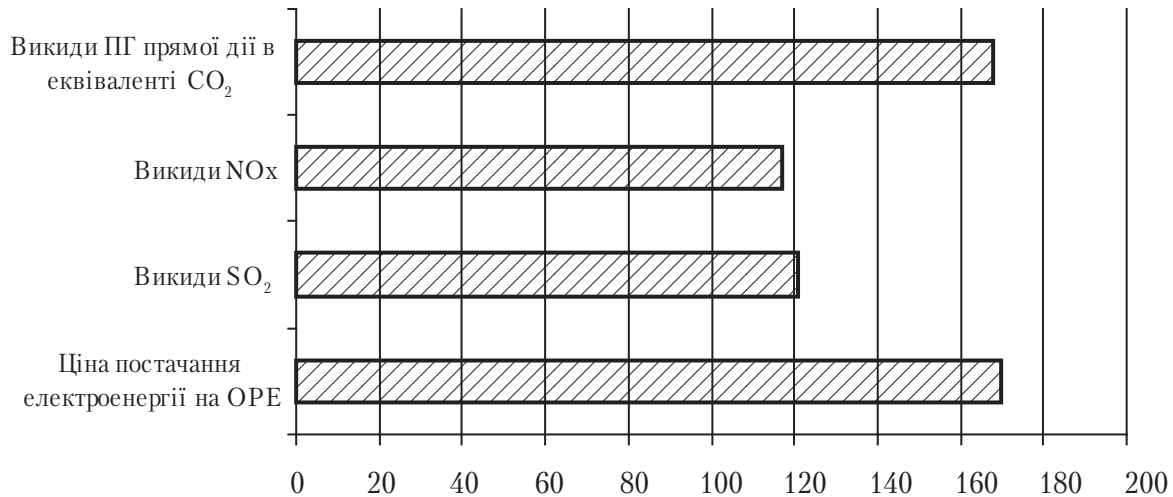
ми. В якості таких потужностей можуть виступати лише ТЕС на традиційних видах органічного палива, а подібні режими їхньої роботи є специфічним видом резервування. Саме таке резервування, відповідно до норм Закону, необхідно забезпечити в Україні для компенсації коливань потужності ВЕС.

Поряд із цим максимізація прибутковості зумовлює доцільність роботи ТЕС на біомасі у базовому режимі, до чого і будуть прагнути їхні власники. Усе це різко підвищує вимоги до маневрових можливостей традиційної генерації, а забезпечення одночасної роботи ВДВЕ з ОЕС України без порушень норми Закону стає складною проблемою.

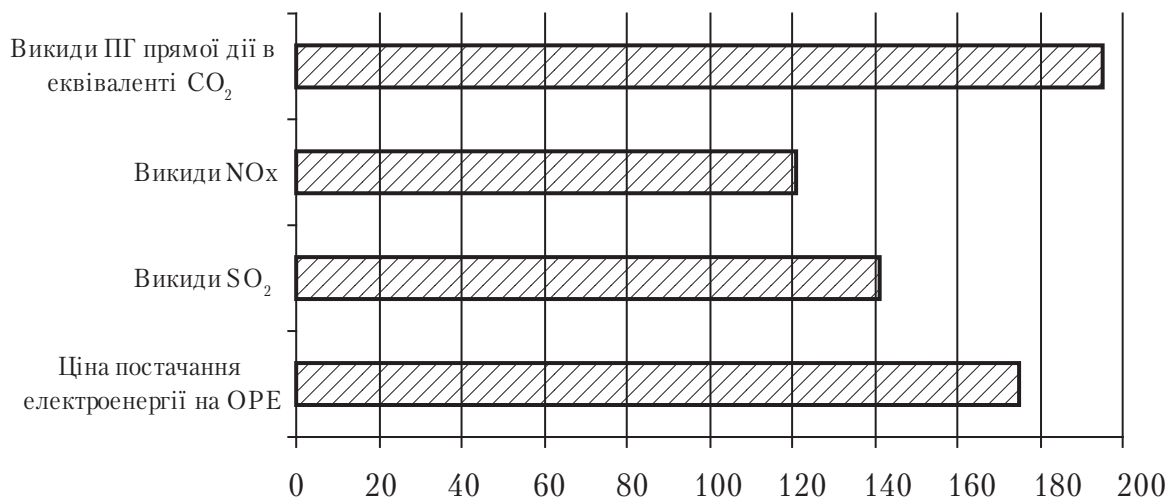
При масовому впровадженні ВДВЕ у структуру генеруючих потужностей, як показали виконані дослідження [2], стає недоцільним розвиток атомної енергетики через необхідність забезпечення резервування ВЕС та роботи ТЕС на біомасі у базових режимах. Більше того, при швидких темпах нарощування потужності цих ВДВЕ стає недоцільним подовження терміну роботи існуючих АЕС, а також різко знижується ефективність впровадження споживачів-регуляторів на базі використання електроенергії в системах теплопостачання з акумулюванням теплоти.

Враховуючи те, що сценарії розвитку генеруючих потужностей на основі прискореного розвитку ВДВЕ і пріоритетного розвитку атомної енергетики з впровадженням споживачів-регуляторів, які передбачені Енергетичною стратегією України на період до 2030 року [3], є альтернативними, для них були розроблені прогнози розвитку електроенергетики.

Порівняння показників цих сценаріїв (рис. 2) свідчить про те, що середня вартість електроенергії на ринку для споживачів відповідно до сценарію прискореного розвитку ВДВЕ на



а)



б)

Рис. 2. Порівняння показників розвитку структури генеруючих потужностей та системи тепlopостачання з прискореним розвитком відновлюваних джерел енергії відносно сценаріїв: а) з прискореним розвитком атомної енергетики для 2030 року (%); б) з прискореним розвитком атомної енергетики для 2040 року (%)

рівні 2030 року буде у півтора-два рази більшою, ніж за сценарієм розвитку атомної енергетики в країні.

При впровадженні нової моделі регулювання, враховуючи, що ВДВЕ самостійно не можуть працювати за довгостроковими двосторонніми договорами, у міру скорочення кількості споживачів та виробників з ОРЕ вплив високих цін на електроенергію ВДВЕ на ціну ОРЕ буде зростати. При цьому різниця цін ОРЕ і цін за двосторонніми договорами буде значно більшою, ніж та сама різниця між сцена-

ріями прискореного розвитку ВДВЕ та розвитку атомної енергетики.

Також виникає питання, куди будуть продавати електроенергію ВДВЕ при ліквідації ОРЕ у перспективі, що передбачається новою моделлю ринку електроенергії України. Звісно, є певні механізми вирішення проблеми роботи ВДВЕ за цієї моделі, але перехід до них потребує розв'язання низки проблем.

Екологічні показники за сценарієм прискореного розвитку ВДВЕ є гіршими, ніж за сценарієм розвитку атомної енергетики (див. рис. 2).

Наявність проблем резервування ВДВЕ, протиріччя Закону та нової моделі регулювання ринку електроенергії, суттєво гірші економічні та екологічні показники сценаріїв прискореного розвитку ВДВЕ відносно атомних сценаріїв зумовлюють необхідність внесення певних коректив у механізми підтримки розвитку ВДВЕ в Україні.

ВИСНОВКИ

Реформуванню ринку електроенергії мають передувати ґрунтовні наукові дослідження очікуваних переваг та недоліків функціонування різноманітних моделей регулювання, перспектив розвитку електроенергетики та наслідків для окремих груп споживачів, причому напрями та темпи реформування повинні максимально забезпечувати консенсус з боку основних суб'єктів ринку електроенергії.

Впровадження нової моделі ринку електроенергії в Україні, скоріш за все, не вирішить комплексних проблем функціонування електроенергетики, а створить лише додаткові. Тому необхідно якнайшвидше провести системні до-

слідження щодо обґрунтування та визначення доцільних напрямів розвитку та темпів реформування ОРЕ України, які у першу чергу повинні забезпечити надійне покриття потреб країни в електроенергії за цінами, прийнятними як для споживачів, так і для енергетичних компаній.

1. Закон України від 16 жовтня 1997 року № 575/97-ВР "Про електроенергетику" в редакції від 1 квітня 2009 року (Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2009, № 32–33, ст. 496).
2. 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.
3. *Енергетична* стратегія України на період до 2030 року. – Київ, 2006. – 129 с. (Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 року № 145-р).

Надійшла до редколегії: 01.09.2010