

ОЦІНКА ДОЦІЛЬНОСТІ ТА МОЖЛИВИХ НАСЛІДКІВ ЗАПРОВАДЖЕННЯ НА ЗАКОНОДАВЧОМУ РІВНІ СПЕЦІАЛЬНОГО "ЗЕЛЕНОГО" ТАРИФУ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ В УКРАЇНІ

Обґрунтовано недоцільність стимулювання прискореного розвитку відновлюваних джерел виробництва електроенергії в умовах України на основі аналізу можливих наслідків такого рішення та порівняння з альтернативною концепцією розвитку енергетики країни, що наведена у Енергетичній стратегії України на період до 2030 року.

Ключові слова: електроенергія, тариф, відновлювальні джерела виробництва електроенергії, електроенергетика

Прийняття поправок до Закону України про електроенергетику (далі Закон) [1] стосовно запровадження спеціального „зеленого” тарифу для стимулювання розвитку відновлюваних джерел виробництва електроенергії (ВДВЕ) зумовлює необхідність визначення доцільності та можливих наслідків прискореного широкомасштабного розвитку з урахуванням специфічних особливостей економіки країни та наявності альтернативних концепцій розвитку її енергетичного комплексу, зокрема визначеній в Енергетичній стратегії України на період до 2030 року (далі Енергетична стратегія) [2].

Завдяки дослідженням, виконаним в Інституті загальної енергетики НАН України, [3] визначено проблеми, що можуть виникнути в економіці та енергетиці країни за прискореного широкомасштабного впровадження ВДВЕ до Об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) країни, та сформовано відповідні пропозиції щодо стимулювання розвитку ВДВЕ. Їхні основні результати наведено нижче.

Згідно діючої редакції Закону, „зелений” тариф визначається як добуток індивідуального базового коефіцієнта для окремих видів відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) з урахуванням особливостей технологій їхнього використання та тарифу, що діяв на 1 січня 2009 року для споживачів, підключених за другим класом напруги.

Базові коефіцієнти „зеленого” тарифу для об'єктів електроенергетики, які будуть введені в експлуатацію або значно модернізовані після 2014, 2019 та 2024 років, буде зменшено відповідно на десять, двадцять та тридцять відсотків. Значення цих коефіцієнтів та рівні „зелених” тарифів для електростанцій, працюючих на ВДЕ, наведено в табл. 1.

Законом передбачено впровадження фіксованого мінімального розміру „зеленого” тарифу, менше якого він не може бути. „Зелений” тариф визначають шляхом перерахування у євро станом на 1 січня 2009 року за офіційним валютним курсом Національного банку України на дату встановлення роздрібних тарифів для споживачів. „Зелений” тариф, згідно Закону, діє до 1 січня 2030 року.

Законом також передбачено, що енергопостачальні компанії, які здійснюють діяльність з передачі електричної енергії з використанням власних мереж, не мають права відмовити у доступі до цих мереж суб'єктам господарювання, які виробляють енергію з використанням ВДЕ, і у своїх інвестиційних програмах мають передбачати витрати на підключення таких енергетичних об'єктів.

За „зеленим” тарифом оптовий ринок електроенергії (ОРЕ) України зобов'язаний купувати електроенергію, вироблену з використанням ВДЕ, при чому жодних винятків стосовно умов, коли потужність електростанцій, працюючих з використанням ВДЕ, можна було обмежити, наприклад, за тяжких режимів роботи енергосистеми, у Законі немає.

З урахуванням можливості використання для підвищення бізнес-ефективності проектів впровадження ВДВЕ гнучких механізмів, передбачених Кіотським протоколом до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату, рівень преференцій, які отримують інвестори у такі джерела електроенергії в Україні, мабуть, не мають прецедентів у всьому світі.

Обмеженість дії „зеленого” тарифу та його зниження з плином часу, неясність ситуації з економічними механізмами стимулювання обмеження викидів парникових газів (ПГ) у посткіотській період зумовлюють доцільність

Таблиця 1

Базовий коефіцієнт	Характеристика джерела генерації	"Зелений" тариф для електростанцій, побудованих або реконструйованих, \$/МВт год., за роки			
		до 2014	2015–2018	2019–2023	після 2023
1,2	Для електроенергії, виробленої з енергії вітру об'єктами електроенергетики, встановлена потужність яких не перевищує 600 КВт	90	81	72	63
1,4	Для електроенергії, виробленої з енергії вітру об'єктами електроенергетики, встановлена потужність яких більша за 600 КВт, але не перевищує 2000 КВт	105	94,5	84	73,5
2,1	Для електроенергії, виробленої з енергії вітру об'єктами електроенергетики, встановлена потужність яких перевищує 2000 КВт	157,5	141,75	126	110,25
2,3	Для електроенергії, виробленої з біомаси	172,5	155,25	138	120,75
4,8	Для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання наземними об'єктами електроенергетики	360	324	288	252
4,6	Для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання об'єктами електроенергетики, що вмонтовані (встановлені) на дахах будинків, будівель та споруд, встановлена потужність яких перевищує 100 КВт	345	310,5	276	241,5
4,4	Для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання об'єктами електроенергетики, що вмонтовані (встановлені) на дахах будинків, будівель та споруд, встановлена потужність яких не перевищує 100 КВт, а також для об'єктів, вмонтованих (встановлених) на фасадах будинків, будівель та споруд, незалежно від їхньої граничної потужності.	330	297	264	231
0,8	Для електроенергії, виробленої малими гідроелектростанціями	60	54	48	42

мінімізації часу на реалізацію проектів впровадження ВДВЕ для потенційних інвесторів.

Таким чином, в Україні створено дуже привабливі умови для широкомасштабного прискореного розвитку ВДВЕ у складі генеруючих потужностей ОЕС України вже у короткостроковій перспективі. Доцільність створення таких умов для виробництва електроенергії з використанням ВДЕ обґрунтовувалось досвідом розвинених країн, у першу чергу, Європейського Союзу, можливістю підвищення енергетичної безпеки та зниження негативного впливу на довкілля через зменшення викидів забруднювачів та ПГ в повітря, стимулювання розвитку економіки України за рахунок впровадження новітніх технологій та створення нових робочих місць тощо.

Але при цьому обґрунтуванні, як засвідчили результати виконаних досліджень, не враховувалась ціла низка чинників, зокрема:

1. Необхідність забезпечення вимог стосовно надійності енергозабезпечення споживачів не тільки з точки зору балансів виробництва електроенергії, а й балансів електричної потужності.

2. Вплив специфічних особливостей ВДВЕ та норм Закону на формування перспективної структури генеруючих потужностей ОЕС України.

3. Необхідність значних капіталовкладень в традиційні генеруючі потужності та електричні мережі з огляду на значний фізичний знос та моральну застарілість основних фондів електроенергетичного комплексу країни.

4. Значне зростання безпеки атомної енергетики, яка стає реальною альтернативою розвитку ВДВЕ з точки зору негативного впливу на повітряний басейн, при цьому її розвиток дозволяє дуже ефективно використовувати ВДЕ, а саме, теплоту довкілля для цілей теплопостачання. При цьому необхідно відзначити, що розвинені країни після аварії на Чорнобильській АЕС практично відмовились від розвитку атомної енергетики, і саме це стало одним з головних чинників підтримки розвитку ВДВЕ, враховуючи їхню економічну неефективність.

5. Високу енергоємність, зокрема електро- та теплоємність ВВП країни і як наслідок значно

вищу залежність конкурентоспроможності економіки України від цін на електроенергію та тепло, ніж у розвинених країнах.

6. Низький платоспроможний попит основної частки споживачів електроенергії та тепла в країні.

7. Відсутність в Україні виробництва сучасних технологій для вітроелектростанцій (ВЕС) та теплових електростанцій (ТЕС), що використовують продукти переробки біомаси, зокрема відходи сільського і лісного господарства, а також спеціально вирощувані культури, так звані „енергетичні” врожаї.

Саме враховуючи означені чинники, при розробці Енергетичної стратегії розвиток ВДВЕ не розглядався як пріоритетний напрям розвитку електроенергетики країни, а як пріоритетні напрями були визначені наступні:

1. Підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), зокрема електричної та теплової енергії.

2. Розвиток атомної та вугільної енергетик на базі вітчизняної паливної бази з максимальним використанням власного потенціалу енергомашинобудування та суміжних галузей економіки країни.

3. Впровадження споживачів-регуляторів у системах теплопостачання з акумулюванням тепла, які використовують електроенергію як первинний енергоносіє для його виробництва.

Але широкомасштабний та прискорений розвиток ВДВЕ у складі генеруючих потужностей ОЕС України унеможливує розвиток атомної енергетики в країні та значно знижує можливості з використання електроенергії в системах теплопостачання, що зумовлено наступним.

Виконані дослідження з оцінки потенціалу впровадження ВДВЕ та ефективності інвестування у різні їхні види показують, що в умовах України найбільше може, а за збереження існуючої законодавчої бази і буде зростати потужність ВЕС, для яких на сьогодні вже готуються проекти на сумарну потужність 6–8 ГВт, та ТЕС на базі продуктів переробки біомаси.

Але особливістю ВЕС є погана прогнозованість можливої їхньої потужності навіть у короткостроковій перспективі, що зумовлює необхідність або примусово обмежувати їхню потужність, коли вона для енергосистеми є надлишковою з точки зору забезпечення надійності електропостачання, або мати можливість

компенсувати такі коливання завантаженням-розвантаженням традиційних генеруючих потужностей. Такими потужностями реально можуть виступати лише ТЕС на традиційних видах органічного палива, а режими їхньої роботи є специфічним видом резервування. Саме таке резервування необхідно забезпечити в Україні для компенсації коливань потужності ВЕС, згідно норм Закону.

Поряд з цим, максимізація прибутковості зумовлює доцільність роботи ТЕС на біомасі у базовому режимі, що, звісно, і буде робитися на практиці їхніми власниками.

Тому за впровадження цих технологій до структури генеруючих потужностей стає недоцільним розвиток атомної енергетики і більш того, за швидких темпів нарощування потужності цих ВДВЕ стає недоцільним і подовження терміну роботи існуючих АЕС.

Це впливає з балансу потужності базової зони графіка електричних навантажень (ГЕН), бо саме його виконання є фактором, що лімітує можливу потужність працюючих АЕС.

За відсутності ВДВЕ у структурі генеруючих потужностей ОЕС можлива потужність АЕС визначається з балансу потужності базової зони ГЕН, який формалізується як:

$$P_A = P_B - P_T + P_{SR} - P_{GES}, \quad (1)$$

де P_A — потужність АЕС; P_B — потужність споживачів базової зони ГЕН; P_T — потужність ТЕС на традиційних видах органічного палива; P_{SR} — потужність споживачів-регуляторів — гідравлічних акумулюючих електростанцій (ГАЕС), технологій виробництва теплової енергії з акумулюванням тепла тощо; P_{GES} — мінімальна потужність ГЕС.

За наявності означених ВДВЕ у структурі генеруючих потужностей потужність АЕС визначається з наступного виразу:

$$P_A = P_B - P_T - P_{TV} - P_{VES} + P_{SR} - P_{GES}, \quad (2)$$

де P_{TV} — потужність ТЕС на біопаливі; P_{VES} — максимально можлива потужність ВЕС, резервування якої необхідно забезпечити. Фактично це той регульований діапазон, який додатково необхідно розмістити на ТЕС. При цьому його наявність зумовить погіршення техніко-економічних показників роботи ТЕС — зростання питомих витрат палива, вірогідності аварій, витрат на ремонтні

роботи тощо, і, як наслідок, зростання ціни на електроенергію, що вони виробляють.

Як видно з виразів (1), (2) за зростання потужності ВДВЕ вони „витісняють” зі структури генеруючих потужностей АЕС. Це призведе до того, що дорогою базовою електроенергією від ТЕС, працюючих на біомасі, та ТЕС на традиційному органічному паливі, які забезпечують резервування ВЕС, буде замінюватися відносно дешева атомна енергія. Зростання вартості електроенергії у базовій зоні ГЕН звісно знижує ефективність впровадження споживачів-регуляторів і їхня потужність за впровадження ВДВЕ буде скорочуватись, що додатково буде обмежувати потужність АЕС.

Таким чином, є дві принципово різні групи сценаріїв розвитку паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) України у перспективі, зумовлені шляхами розвитку електроенергетики та системи її теплопостачання — група, яка відповідає концепції розвитку ПЕК, закладеній в Енергетичній стратегії, і група, яка відповідає прискореному розвитку ВДВЕ.

Для порівняння можливих наслідків прискореного розвитку ВДВЕ було виконано багатоваріантні оптимізаційні розрахунки з формування варіантів розвитку структури генеруючих потужностей ОЕС України для обох груп сценаріїв та комплексне порівняння показників варіантів, сформованих за рівних умов — однакові прогнози рівнів та режимів споживання електричної та теплової енергій, техніко-економічних показників технологій виробництва та транспортування електроенергії та тепла, цін на паливо, екологічних платежів тощо. При цьому, за відсутності можливості використання якихось економічних критеріїв стосовно доцільності розвитку ВДВЕ (при „зеленому” тарифі їхнє впровадження однозначно ефективно для інвесторів і однозначно неефективно для споживачів), оцінку обсягів їхнього можливого впровадження здійснювали на основі спеціально розробленої оптимізаційної моделі, при якій їхню потужність визначали як максимально можливу з точки зору надійності роботи ОЕС при мінімальних рівнях базових навантажень. При цьому варіювання здійснювали за рахунок задавання різних потужностей АЕС та ТЕС на біопаливі.

Узагальнені показники потреби в ПЕР та викиди ПГ за сценарієм розвитку електроенергетики та системи теплопостачання за

прискореним розвитком ВДВЕ та виводу з роботи енергоблоків АЕС з закінченням нормативних термінів їхньої експлуатації наведені в табл.2.

Аналогічні показники для сценарію розвитку енергетики за прискореним розвитком АЕС наведені в табл. 3.

Як видно з даних табл. 2, 3, не тільки економічні, що цілком природно, а й екологічні показники сценаріїв розвитку енергетики за прискореного розвитку ВДВЕ є значно гіршими у перспективі, ніж показники сценаріїв з прискореним розвитком АЕС. Така ситуація зумовлена такими чинниками:

1. Заміщення електроенергією, виробленою ВДВЕ, електроенергії, яка виробляється на АЕС.

2. Зростанням питомих витрат палива на ТЕС за сценарієм прискореного розвитку ВДВЕ відносно сценаріїв прискореного розвитку АЕС, зумовлених необхідністю резервувати ВЕС.

3. Меншим виробництвом тепла з використання електроенергії і, як наслідок, зростанням витрат органічного палива в системах теплопостачання.

З урахуванням додаткових витрат на забезпечення електропостачання споживачів — послуги з диспетчеризації, яка ускладнюється за впровадження ВДВЕ, розвиток та експлуатація мереж, а також втрати електроенергії при її транспортуванні та розподілі, ціна електроенергії для споживачів буде значно вищою. Причому в сценаріях прискореного розвитку ВДВЕ зростання цін для споживачів буде вищим. Аналогічні тенденції будуть і для цін на теплову енергію для споживачів.

Ці чинники зумовлюють значне зростання обсягів коштів, що споживачі будуть змушені додатково сплачувати за спожиту електричну та теплову енергію. За сценаріями прискореного розвитку ВДВЕ відносно прискореного розвитку АЕС на рівні 2020 року зростання платежів за тепло та електроенергію може скласти до \$17–20 млрд на рік, на рівні 2030 року — \$60–65 млрд і на рівні 2040 року досягти \$75–80 млрд. З урахуванням мультиплікаційного ефекту, це призведе до відповідного зростання цін на товари і послуги всієї економіки, і звісно стане важким тягарем для вітчизняної економіки при реалізації сценаріїв прискореного розвитку ВДВЕ.

Таблиця 2

Основний показник	За роки		
	2020	2030	2040
Генеруючі потужності всього, ГВт, зокрема:	65,94	92,44	104,74
атомні електростанції	9,00	3,00	3,00
відновлювані джерела енергії	19,50	31,55	37,30
Виробництво електроенергії всього, млрд кВт · год/рік, зокрема:	256,53	354,76	433,88
атомні електростанції	63,00	22,34	22,34
відновлювані джерела енергії	67,38	119,98	160,40
Виробництво теплової енергії всього, млрд кВт · год/рік, зокрема:	371,84	447,37	499,66
відновлювані джерела енергії	54,59	104,43	151,06
Споживання вугілля, млн т у. п.*	32,57	55,37	70,78
Споживання мазуту, млн т у. п.*	1,50	1,32	1,28
Споживання газоподібного палива, млн т у. п.*	63,06	80,35	90,64
Викиди SO ₂ , млн т *	0,35	0,40	0,45
Викиди NO _x , млн т *	0,33	0,35	0,34
Викиди золи в атмосферу, млн т *	0,06	0,05	0,04
Викиди ПГ прямої дії в еквіваленті CO ₂ , млн т *	217,66	317,06	381,83
Ціна електроенергії на ОРЕ, \$/МВт · год	109,5	138,7	131,9
Ціна виробництва теплової енергії, \$/МВт · год	56,15	62,69	73,66

* за виробництва електричної та теплової енергії.

Таблиця 3

Основний показник	За роки		
	2020	2030	2040
Генеруючі потужності всього, ГВт, зокрема:	54,59	76,31	89,35
атомні електростанції	15,84	29,50	39,50
відновлювані джерела енергії	2,55	6,35	11,55
Виробництво електроенергії всього, млрд. кВт · год/рік, зокрема:	272,10	419,59	514,09
атомні електростанції	110,88	219,66	294,12
відновлювані джерела енергії	13,13	32,59	58,89
Виробництво теплової енергії всього, млрд кВт · год/рік, зокрема:	371,84	447,37	499,66
відновлювані джерела енергії	75,63	265,77	348,53
Споживання вугілля, млн т у. п.*	37,01	40,20	42,95
Споживання мазуту, млн т у. п.*	1,38	0,71	0,53
Споживання газоподібного палива, млн т у. п.*	47,89	36,33	36,27
Викиди SO ₂ , млн т *	0,38	0,33	0,32
Викиди NO _x , млн т *	0,33	0,30	0,28
Викиди золи в атмосферу, млн т *	0,05	0,03	0,02
Викиди ПГ прямої дії в еквіваленті CO ₂ , млн т *	202,26	188,58	196,19
Ціна електроенергії на ОРЕ, \$/МВт · год	84,3	81,8	75,3
Ціна виробництва теплової енергії, \$/МВт · год	55,07	50,45	52,36

* за виробництва електричної та теплової енергії.

Необхідно додатково відзначити, що за трансформації ОРЕ в модель, яка передбачає впровадження на першому етапі поряд з ОРЕ ринку двосторонніх договорів (РДД), на РДД у першу чергу підуть найплатоспроможніші споживачі і найдешевша електроенергія, що цілком

зрозуміло. Тому цей „надлишок” вартості електроенергії повинна буде компенсувати найменш платоспроможна частина споживачів, зокрема населення та бюджетна сфера, тобто ціна на ОРЕ буде непропорційно вищою, ніж середня по ОЕС, а різниця між ними буде зростати в

міру розширення учасників РДД. Це, звісно, додатково загострює проблему споживчого попиту та обмежує можливості державної фінансової підтримки пріоритетних напрямів соціально-економічного розвитку країни.

Означене свідчить про недоцільність реалізації сценаріїв прискореного розвитку ВДВЕ в умовах України, причому необхідно відзначити:

1. Наявність значних потужностей з виробництва вітроенергетичних установок у розвинених країнах та скорочення в них ринку їхнього збуту, а також технологічної та промислової готовності компаній цих країн для широкомасштабного впровадження технологій на основі газифікації біомаси з подальшим використанням отриманого газу в двигунах та турбінах для виробництва електроенергії та тепла зумовлює те, що найбільшу зацікавленість у інвестуванні таких проектів розвитку ВДВЕ мають його іноземні виробники. Враховуючи відсутність в Україні виробництва таких технологій, країна фактично за власний кошт буде сприяти економічному розвитку інших держав, знижуючи свою конкурентоспроможність за рахунок зростання цін на електроенергію.

2. В умовах, коли значні преференції надані проектам впровадження ВДВЕ, розраховувати на приватні інвестиції в традиційну енергетику є малореальним, бо значно вигідніше і значно менш ризиковано вкладати кошти саме в такі проекти. Тому розв'язання проблем розвитку традиційної енергетики, що потребує величезних інвестицій, скоріш за все стане проблемою відповідних державних компаній, а єдиним джерелом їхнього можливого надходження — інвестиційні надбавки до тарифів на їхню електроенергію.

ВИСНОВКИ

1. Прийняття поправок до Закону про електроенергетику надають високі преференції проектам впровадження ВДВЕ, що може значно

збільшити частку їхньої потужності в ОЕС України навіть у короткостроковій перспективі.

2. Відносно сценаріїв розвитку енергетики, які концептуально відповідають положенням енергетичної стратегії, сценарії її розвитку за прискореного розвитку ВДВЕ мають значно гірші не тільки економічні, а екологічні показники.

3. Зростання вартості електроенергії для споживачів за сценаріями прискореного розвитку ВДВЕ на рівні 2030 року будуть в 1,5–2 рази більшими, ніж за сценаріями розвитку атомної енергетики в країні, а загальні викиди парникових газів зростають близько 40%.

4. Прийняття поправок до Закону про електроенергетику стосовно стимулювання розвитку ВДВЕ є необґрунтованим, а реалізація положень цього закону може призвести до вкрай негативних наслідків для економіки та енергетики країни, погіршити екологічну ситуацію в ній.

5. Необхідно змінити впроваджені механізми стимулювання розвитку ВДВЕ на інші, які не ведуть до руйнівних наслідків для економіки та енергетики країни. Таким механізмом доцільно розглянути державні інвестиційні субсидії, які дозволять вибирати найкращі проекти розвитку ВДВЕ та обмежити їхню потужність прийнятними для економіки та енергетики країни рівнями.

1. Закон України „Про електроенергетику” від 1 квітня 2009 року №1220—VI про внесення змін щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії (відомості Верховної Ради України (ВВР), 2009. — № 32—33. — С. 496).
2. *Енергетична стратегія України на період до 2030 року.* — К., 2006. — 129 с. (Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. № 145—р.).
3. *Звіт про НДР „Дослідження методів та засобів прогнозування перспективного розвитку енергетики за умов лібералізації енергетичних ринків”, держреєстраційний № 0107U000246.* — К.: Ін-т загальної енергетики НАН України. — 2009. — 250 с.