

УДК 621.311.2: 621.355

Т.П. НЕЧАЄВА, канд. техн. наук, ORCID 0000-0001-9154-4545

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

ОЦІНКА СУКУПНОЇ РОБОТИ БАТАРЕЙНИХ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ З ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ НА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛАХ ЕНЕРГІЇ

Стрімкий розвиток відновлюваної енергетики у світі, обумовлений як вдосконаленням технологій, зростанням їх конкурентоспроможності, так і активною державною політикою підтримки, націленою на боротьбу із глобальними змінами клімату, привів до глобальних трансформаційних зрушень структури електроенергетичних систем. Зростання частки вітрових та сонячних електростанцій з мінливим та переривчастим режимом генерації обумовлює збільшення вимог до гнучкості енергосистеми. Акумуляційні системи накопичення енергії можуть забезпечити інтеграцію збільшеної частки відновлюваної генерації в енергосистему, оскільки вони підтримують локальне виробництво електроенергії від ВДЕ в розподільних мережах та мережеву інфраструктуру для балансування виробництва від цих джерел. Батарейні системи зберігання, які мають надзвичайно швидку реакцію, короткий час розгортання та значне масштабування, мають великі перспективи для таких мережних послуг. У статті наведено модель для оцінки економічної ефективності спільної роботи електростанції на ВДЕ, батарейної системи накопичення енергії і традиційної резервної електростанції в умовах забезпечення постійного рівня потужності такої системи. Результати модельних розрахунків середньозваженої собівартості електроенергії від системи, що складається з вітрової електростанції, літій-іонного накопичувача та резервної теплової електростанції, показали економічні та екологічні переваги використання резервної парогазової установки порівняно з вугільною ТЕС.

К л ю ч о в і с л о в а: система накопичення енергії, відновлювані джерела енергії, енергосистема, середньозважена собівартість.

Сучасні світові тенденції розвитку енергетики свідчать про глобальний енергетичний перехід до відновлюваної енергетики, що наразі повністю реалізується для електроенергетичного сектора [1]. Зростання попиту на електроенергію у світі, в основному, задовольняється за рахунок нових генеруючих потужностей на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та атомної енергії. Починаючи з 2012 р., ВДЕ становили більше половини новозбудованих електрогенеруючих потужностей в світі. Генерація електроенергії з ВДЕ склала четверту частину від загального обсягу виробництва електроенергії, встановивши тим самим новий рекорд. Зростанню ВДЕ сприяє активна державна політика підтримки, націлена на боротьбу із глобальними змінами клімату, а також стрімкі технологічні покращення разом із підвищенням ефективності використання ресурсів та енергії. Стабільне зниження вартості сонячної та вітрової енерге-

тики протягом останнього десятиріччя обумовлюють збільшення конкурентоспроможності цих технологій для задоволення потреб у новій генерації [2]. Ключовими факторами цього є конкурентні закупівлі, велика та зростаюча база досвідчених міжнародних розробників проєктів, а також удосконалення самих технологій, що збільшують ефективність виробництва, знижують капітальні витрати та покращують продуктивність енергетичного обладнання. Завдяки багаторічній політиці підтримки розвитку технологій, швидкому зростанню і різкому скороченню витрат на сонячні фотоелектричні та вітроенергетичні потужності, в даний час електроенергія від відновлюваних джерел у багатьох частинах світу дешевше, ніж вуглеводнева і атомна генерація.

При цьому відновлювана генерація зі змінним виробництвом електроенергії в залежності від місцевих погодних умов, які не є повністю передбачуваними (насамперед вітрові та сонячні фотоелектричні станції), на відміну від

© Т.П. НЕЧАЄВА, 2019

традиційних електростанцій, практично не піддається диспетчерському керуванню (крім обмеження постачання в мережу). Мінливість та переривчастість сонячної фотоелектричної (СЕС) та вітроенергетичної (ВЕС) генерації є викликом для їх безпечної та надійної інтеграції в мережу.

Суттєве зростання встановленої потужності та конкурентоспроможності сонячних і вітрових електростанцій стало рушійною силою трансформації електроенергетичних систем, тому що мінливість та слабка прогнозованість їх роботи вимагає збільшення гнучкості всієї системи. Недостатність гнучкості системи може призвести до обмеження роботи електростанцій на ВДЕ та підвищення загальносистемних витрат, перешкоджати інтеграції відновлюваних джерел енергії в енергосистему. При цьому основними технологічними рішеннями підвищення гнучкості системи є використання традиційних високоманеврених електростанцій, засобів акумулювання енергії та управління енергоспоживанням. Вартість систем накопичення на основі акумуляторних батарей швидко знижується, і вони все частіше конкурують з піковими газовими станціями для покриття короткочасних коливань попиту і пропозиції. Інтеграції технологій накопичення і зберігання електроенергії в енергомережі сприяє зниження їх вартості, створення сприятливих умов нормативного регулювання, збільшення ролі цих технологій в системі в умовах підвищення вимог до її гнучкості.

Оператори електроенергетичних систем при зростанні частки слабопрогнозованих відновлюваних джерел виробництва електроенергії стикаються з необхідністю вирішення проблеми їх стабільності, і змушені утримувати більшу кількість обертового резерву для компенсації великих помилок прогнозу. Посилене розгортання в розподільчій мережі систем накопичення енергії може зробити цей процес більш ефективним і поліпшити роботу енергосистеми. В основному, така система є посередником між змінними джерелами і навантаженнями і працює шляхом переміщення енергії в часі. Оскільки можливості систем зберігання енергії стають все більш доступними, а впровадження відновлюваних джерел енергії у світі збільшується, відповідно зростає використання систем акумулювання енергії, зокрема систем накопичення енергії на основі акумуляторних батарей. Акумуляційна система зберігання енергії може підвищити інтеграцію вищої частки генерації з ВДЕ в енергосистему, оскільки вони підтримують локальне виробництво електроенергії від ВДЕ

в розподільних мережах та мережеву інфраструктуру для балансування виробництва від цих джерел. Батарейні акумуляційні системи зберігання, які мають надзвичайно швидку реакцію, короткий час розгортання та значне масштабування, мають великі перспективи для таких мережних послуг. Електрохімічне зберігання є одним з найбільш швидкозростаючих ринкових сегментів, при цьому літій-іонні батареї в середині 2017 р. становили найбільшу частку (59%) експлуатаційної встановленої потужності [3].

Метою статті є оцінка економічної ефективності спільної роботи електростанції на ВДЕ, батарейної системи накопичення енергії та традиційної резервної електростанції в умовах забезпечення постійного рівня потужності такої системи.

Загальноприйнятого підходу до визначення і порівняння витрат на зберігання електроенергії, аналогічного широко поширеному використанню показника середньозважених витрат на виробництво електроенергії (Levelised cost of energy – LCOE), поки що не існує. Оцінки для систем накопичення енергії вимагають врахування компонентів, пов'язаних зі зберіганням, заряду та розряду електроенергії, що обумовлює те, що система характеризується як її енергетичною ємністю ($\text{kWh} \cdot \text{год}$), так і її енергетичною потужністю (kWh). Таким чином, вартість системи визначається її застосуванням і цільовим призначенням.

Загалом, для оцінки витрат систем зберігання енергії застосовується показник середньозваженої вартості зберігання (Levelised cost of storage – LCOS) аналогічно до визначення середньозваженої вартості виробництва електроенергії LCOE, тобто є результатом ділення всіх приведених витрат накопичувача протягом життєвого циклу на загальний обсяг використаної, або відпущеної електроенергії, що раніше накопичена в системі акумулювання, з урахуванням дисконтування [3–8].

Підтримку стабільного рівня навантаження при сукупній роботі електростанції на ВДЕ та акумуляційної системи накопичення можливо забезпечити з використанням резервної маневреної електростанції. Спільна робота системи, що складається з цих джерел електроенергії, передбачає відпуск електроенергії від ВДЕ, розряд/заряд акумуляційної системи для згладжування швидких коливань потужності ВДЕ та відпуск електроенергії від резервної електростанції в залежності від рівня потужності ВДЕ та накопичувача. Середньозважена собівартість відпущеної від такої системи електроенергії визначається як загальні

дисконтовані витрати системи, поділені на загальний дисконтований обсяг відпущеної електроенергії:

$$LCOE_{system} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{C_{system_t}}{(1+r)^{(t-1)}}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{system_t}}{(1+r)^{(t-1)}}},$$

де $LCOE_{system}$ – середньозважена собівартість відпущеної електроенергії системи, яка складається з електростанції на ВДЕ, акумуляційної системи зберігання електроенергії та резервної маневреної станції, \$/МВт·год; C_{system_t} – загальні витрати системи у році t життєвого циклу системи, $t = 1/N$; \$; E_{system_t} – загальний відпуск електроенергії від системи у році t , МВт·год; r – ставка дисконтування.

Загальні витрати системи є сумою витрат на виробництво електроенергії від ВДЕ та резервної маневреної електростанції, а також витрат системи накопичення енергії.

Загальний обсяг електроенергії, відпущеної в мережу при спільній роботі електростанції на ВДЕ, системи зберігання та резервної станції є сумою виробленої електроенергії від ВДЕ та резервної електростанції, а також електроенергії, що постачається з накопичувача при його розряді.

Отже, формула середньозваженої собівартісті відпущеної від такої системи електроенергії приймає вигляд:

$$LCOE_{system} = \frac{C^{ESS} + C^{RVE} + C^{RES}}{E_d^{ESS} + E^{RVE} + E^{RES}},$$

де C^{ESS} – загальні середньозважені за життєвий цикл витрати системи накопичення, \$; C^{RVE} – загальні середньозважені за життєвий цикл витрати установки на ВДЕ, \$; C^{RES} – загальні середньозважені за життєвий цикл витрати резервної електростанції, \$; E_d^{ESS} – загальний за життєвий цикл обсяг електроенергії, яка була відпущена з системи накопичення, з урахуванням дисконтування, МВт·год; E^{RVE} – загальний за життєвий цикл обсяг електроенергії, вироблена електростанцією ВДЕ, з урахуванням дисконтування, МВт·год, E^{RES} – загальний за життєвий цикл обсяг електроенергії, вироблений резервною маневреною електростанцією, яка забезпечує базовий режим роботи системи, з урахуванням дисконтування, МВт·год.

Середньозважені за життєвий цикл витрати для системи накопичення електроенергії узагальнено складаються з інвестиційних витрат на її впровадження, дисконтованих витрат на експлуатацію та технічне обслуговування, ви-

плату відсотків при кредитному інвестуванні, а також вартості електроенергії на заряд акумуляційної системи:

$$C^{ESS} = C^{I-ESS} + \sum_{t=1}^N \frac{C_t^{O\&M-ESS} + C_t^{F-ESS} + C_t^{Chr-ESS}}{(1+r)^{(t-1)}},$$

де C^{I-ESS} – інвестиції у впровадження системи накопичення; $C_t^{O\&M-ESS}$ – витрати на експлуатацію та технічне обслуговування у році t життєвого циклу; C_t^{F-ESS} – сплата відсотків за запозичені кошти у році t ; C_t^{Chr} – вартість електроенергії на заряд батарейної системи у році t .

Основними складовими капітальних витрат у впровадження системи накопичення енергії є вартість блоку накопичення енергії, яка залежить від енергетичної ємності накопичувача, вартість блоку перетворення енергії в залежності від його потужності та витрати на проектування, постачання та будівництво, що зазвичай задаються у відсотках від вартості основного обладнання.

Вартість електроенергії на заряд батареї враховує ціну електроенергії та обсяг накопиченої електроенергії:

$$C_t^{Chr-ESS} = c_t^{el} E^{nom} n_a k_{DoD},$$

де c_t^{el} – ціна електроенергії, що постачається для заряду батарейної системи; E^{nom} – енергетична ємність накопичувача; n_a – кількість циклів заряду-розряду на рік; k_{DoD} – глибина розряду (відсоток ємності батареї, що розряджається).

Середньозважений за життєвий цикл обсяг електроенергії, яка відпущена з системи накопичення, визначається з урахуванням ефективності перетворення накопичувача η_{RT} за формулою:

$$E_d^{ESS} = \sum_{t=1}^N \frac{E^{nom} n_a k_{DoD} \eta_{RT}}{(1+r)^{(t-1)}}.$$

Середньозважені за життєвий цикл витрати для електростанцій на ВДЕ складаються з інвестиційних витрат на впровадження установки, дисконтованих витрат на експлуатацію і технічне обслуговування та виплату відсотків при залученні кредитних коштів:

$$C^{RVE} = C^{I-RVE} + \sum_{t=1}^N \frac{C_t^{O\&M-RVE} + C_t^{F-RVE}}{(1+r)^{(t-1)}},$$

де C^{I-RVE} – початкові інвестиції у впровадження установки; $C_t^{O\&M-RVE}$ – витрати на експлуатацію та технічне обслуговування у році t життєвого циклу електростанції на ВДЕ; C_t^{F-RVE} – сплата відсотків за запозичені кошти у році t .

Середньозважений за життєвий цикл обсяг електроенергії, яка відпущена електростанцією на ВДЕ, визначається з урахуванням коефіціє-

енту використання встановленої потужності за формулою:

$$E^{RVE} = \sum_{t=1}^N \frac{P^{RVE} k_{cf} 8760}{(1+r)^{(t-1)}}$$

де P^{RVE} – встановлена потужність електростанції на ВДЕ, k_{cf} – коефіцієнт використання встановленої потужності.

Середньозважені за життєвий цикл витрати резервної електростанції складаються з інвестиційних витрат на її впровадження, дисконтованих умовно-постійних витрат для підтримки потужності, виплату відсотків за залученні кредитні кошти та умовно-змінних витрат на виробництво електроенергії (витрати на паливо, плата за викиди забруднювачів та парникових газів тощо), які залежать від режиму використання потужності f :

$$C^{RES} = C^{I-RES} + \sum_{t=1}^N \frac{C_t^{UP-RES} + C_t^{F-RES} + C_t^{V-RES}(f)}{(1+r)^{(t-1)}}$$

де C^{I-RES} – початкові інвестиції у впровадження електростанції; C_t^{UP-RES} – умовно-постійні витрати для підтримки потужності у році t життєвого циклу резервної електростанції; C_t^{F-RES} – сплата відсотків за запозичені кошти у році t ; $C_t^{V-RES}(f)$ – умовно-змінні витрати на виробництво електроенергії.

Середньозважений за життєвий цикл обсяг електроенергії, яка відпущена резервною електростанцією, визначається з урахуванням коефіцієнту використання встановленої потужності електростанції на ВДЕ за формулою:

$$E^{RES} = \sum_{t=1}^N \frac{P^{RES} k_d (1-k_{cf}) 8760}{(1+r)^{(t-1)}}$$

де P^{RES} – встановлена потужність резервної електростанції, k_d – коефіцієнт доступності потужності.

Для проведення оцінок було розглянуто систему, що складається з 300 МВт вітрової електростанції (ВЕС), 300 МВт/1200 МВт год літій-іонної акумуляційної системи та 300 МВт резервної електростанції – парогазової установки на природному газі (ПГУ) або вугільної ТЕС. При цьому було прийнято, що частка запозичених коштів у впровадження цих технологій становить 20% під 8% річних. Відповідно ставка дисконтування, розрахована як середньозважена вартість капіталу, становить 10,9%.

У табл. 1 наведено розрахунок середньозваженої собівартості відпущеної електроенергії від літій-іонного накопичувача з використанням даних, наведених у [8]. При цьому прийнято, що накопичувач проходить повний цикл заряду/розряду протягом доби.

Вхідні дані для ВЕС, сформовані відповідно до [9], та розраховані середньозважені собівартості виробництва електроенергії цієї технології при КВВП 30 і 40% наведено у табл. 2.

Середньозважену собівартість виробництва електроенергії для резервної електростанції (ПГУ, вугільна ТЕС) було визначено з використанням вхідних даних, наведених у табл. 3. При цьому розглядалися варіанти КВВП ТЕС 70% і

Таблиця 1. Вхідні показники та результати розрахунку середньозваженої собівартості відпущеної електроенергії від літій-іонного накопичувача

Показник	Одиниця виміру	Значення
Ефективність перетворення	%	87,4
Питомі витрати модульного блоку	\$/кВт год	232
Питомі витрати системи перетворення енергії	\$/кВт	49
Загальні питомі капітальні витрати	\$/кВт	1132
Витрати на проектування, постачання та будівництво	у % від вартості батарейної системи	16,7
Щорічні витрати на експлуатацію та технічне обслуговування накопичувача	%	1,3
Щорічні витрати на оновлення накопичувача	у % від вартості батарейної системи	4,17
Ціна електроенергії для заряду батареї	\$/МВт. год	60
Термін експлуатації	років	20
Середньозважена собівартість відпущеної електроенергії	\$/МВт. год	225,5

Таблиця 2. Вхідні показники та результати розрахунку середньозваженої собівартості виробництва електроенергії ВЕС

Показник		Одиниця виміру	Значення
Питомі капіталовкладення у встановлену потужність		\$/кВт	1400
Термін будівництва		років	1
Термін експлуатації		років	20
Питомі витрати на експлуатацію та технічне обслуговування		\$/кВт рік	55,0
Середньозважена собівартість виробництва електроенергії	КВВП 30%	\$/МВт год	85,1
	КВВП 40%		63,8

Таблиця 3. Вхідні показники для розрахунку середньозваженої собівартості виробництва електроенергії резервної станції

Показник	Одиниця виміру	Значення	
		ПГУ	Вугільна ТЕС
Питомі капіталовкладення у встановлену потужність	\$/кВт	1100	2200
Термін будівництва	років	4	5
Термін експлуатації	років	35	40
Коефіцієнт доступності потужності	%	85,0	85,0
Питомі витрати палива	кг у.п./МВт год	246,0	315,4
Вартість природного газу	\$/т у.п.	250	–
Вартість вугілля	\$/т у.п.	–	100

60% та плати за викиди CO₂ 30 і 100 \$/т. Плату за викиди забруднюючих речовин (тверді частинки, окисли сірки та азоту) встановлено відповідно діючим ставкам екологічного податку. Результати розрахунку наведено у табл. 4.

Таблиця 4. Середньозважена собівартість виробництва електроенергії резервної станції, \$/МВт год

КВВП	Плата за викиди CO ₂ , \$/т	Значення	
		ПГУ	Вугільна ТЕС
70%	30	103,4	117,0
	100	131,3	178,3
60%	30	108,4	126,8
	100	136,3	188,2

Розраховані середньозважені собівартості електроенергії, відпущеної від системи, яка

складається з ВЕС, літій-іонного накопичувача та резервної установки, в умовах забезпечення базового рівня навантаження, а також обсяги викидів CO₂ від резервної електростанції за весь час її спільної роботи в системі протягом терміну експлуатації ВЕС, наведено у табл. 5.

ВИСНОВКИ

1. Спільна робота електростанції на ВДЕ, батарейного накопичувача енергії та резервної маневреної електростанції забезпечує стабільний рівень функціонування такої системи, що є важливим для підтримки частоти та потужності в енергосистемі.

2. Оцінки, проведені з використанням розробленої моделі визначення середньозваженої собівартості електроенергії, відпущеної при спільній роботі електростанції на ВДЕ, батарейної системи зберігання енергії, показали, що на економічну доцільність їх спільного функціонування значний вплив має КВВП від-

Таблиця 5. Середньозважена собівартість електроенергії при спільній роботі ВЕС, літій-іонного накопичувача АБ та резервної станції

КВВП ВЕС	Плата за викиди CO ₂ , \$/т	Середньозважена собівартість виробництва електроенергії, \$/МВт год		Обсяги викидів CO ₂ , млн т	
		ПГУ + АБ + ВЕС	Вугільна ТЕС + АБ + ВЕС	ПГУ	Вугільна ТЕС
30%	30	116,0	125,4	12,5	27,4
	100	132,0	160,5		
40%	30	108,5	119,0	10,7	23,5
	100	122,0	148,6		

новлюваної генерації. Так, збільшення КВВП ВЕС з 30 до 40% зменшує собівартість електроенергії ВЕС на 25%. При цьому собівартість відпуску електроенергії системи з резервною парогазовою установкою при збільшенні КВВП ВЕС з 30 до 40% зменшується на 11–12% в залежності від плати за викиди CO₂, тоді як при використанні вугільної ТЕС – на 20–22%.

3. В умовах зростання екологічних вимог, зокрема плати за вуглецеві викиди, спільна робота вітрової електростанції, батарейної акумуляційної системи та парогазової установки як резервної має значні переваги порівняно з використанням вугільної ТЕС. Так, при платі за викиди CO₂ 30 \$/т середньозважена собівартість електроенергії системи з ПГУ порівняно з її собівартістю з резервною вугільною ТЕС менша на 7–9%, а при платі за викиди CO₂ 100 \$/т ця відмінність становить 18%. При цьому викиди CO₂ за весь час спільної роботи вітрової електростанції, батарейної акумуляційної системи та резервної вугільної ТЕС становить 27,4 млн т CO₂ при КВВП ВЕС 30% і 23,5 млн т CO₂ при КВВП ВЕС 40%, що більш, ніж удвічі перевищує відповідні викиди при використанні в якості резервної парогазової установки.

1. REN21. 2018. Renewables 2018 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-9818911-3-3.
2. IRENA (2019), Renewable Power Generation Costs in 2018, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-126-3

3. IRENA (2017), Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-038-9 (PDF).
4. E-storage: shifting from cost to value. Wind and solar applications/ 2016 World Energy Council. URL: <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/03/Resources-E-storage-report-2016.02.04.pdf> (дата звернення: 02.08.2019).
5. Шульженко С.В., Радченко О.Л. Розвиток відновлюваної енергетики з використанням акумуляційних технологій. *Проблеми загальної енергетики*. 2015. Вип. 4(43). С. 31–43. <https://doi.org/10.15407/pge2015.04.031>.
6. Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., Staffell, I. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*. 2019. 3. P. 1–20. URL: <https://doi.org/10.1016/J.JOULE.2018.12.008>
7. Larsson P., Börjesson Ph. Cost models for battery energy storage systems. Bachelor of Science Thesis EGI-2018 TRITA-ITM-EX 2018:428. URL: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1254196/FULLTEXT01.pdf> (дата звернення: 09.08.2019).
8. Lazard's levelized cost of storage analysis – Version 4.0. November 2018. URL: <https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf> (дата звернення: 12.08.2019).
9. Підтримка відновлюваної енергетики. Презентація щодо обговорення ключових положень нової системи підтримки відновлюваної енергетики. НКРЕКП. Серпень 2018. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?news=7847> (дата звернення: 12.08.2019).

Надійшла до редколегії: 16.08.2019