

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2020, 2(61): 17–22
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2020.02.017>

УДК 621.311.25

І.М. БУРАТИНСЬКИЙ, ORCID 0000-0003-2928-9621

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

С.В. ШУЛЬЖЕНКО, канд. техн. наук., ст. наук. співр., ORCID 0000-0002-7720-0110

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

ОПТИМІЗАЦІЯ СТРУКТУРИ ОБЛАДНАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Проаналізовано особливості роботи відновлюваних джерел в енергосистемі України. Описано проблемні питання, які виникають через специфіку роботи сонячних електростанцій. Розглянуто особливості роботи сонячної електростанції при різних співвідношеннях сумарної фотоелектричної потужності постійного струму та заявленої потужності змінного струму. Проаналізовано графіки виробництва електроенергії та характеристики часу роботи фотоелектричної сонячної електростанції при різних показниках коефіцієнта перевантаження. Досліджено продуктивність роботи сонячної електростанції при різному співвідношенні потужності фотоелектричних модулів та інверторів. Описано методику визначення середньозваженої собівартості виробництва електроенергії протягом життєвого циклу для сонячної електростанції. Досліджено вплив деградації фотоелектричних модулів на роботу фотоелектричної сонячної електростанції. Знайдено оптимальне відношення потужності постійного та змінного струму на сонячній фотоелектричній електростанції.

Ключові слова: енергосистема, відновлювані джерела енергії, сонячна фотоелектрична станція, коефіцієнт перевантаження, середньозважена собівартість виробництва електроенергії.

Стимулювання впровадження електростанцій на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ) за допомогою «зеленого тарифу» [1] сприяли зростанню частки ВДЕ у структурі електроенергетики України протягом останніх років. Так, сукупний обсяг виробленої електроенергії з сонячних електростанцій (СЕС), вітрових електростанцій (ВЕС) та біомаси у загальній структурі виробництва електроенергії зріс з 1,7% у 2018 р. до 3,6% у 2019 р. [2]. При цьому встановлена потужність ВДЕ зросла на 3 ГВт: з 1,7 ГВт у 2018 р. до 4,7 ГВт у 2019 р., і на кінець 2019 р. частка потужностей ВДЕ становила 8,9% у загальній структурі ОЕС України. Найбільшу частку серед потужностей ВДЕ займають СЕС, потужність яких зросла майже на 2,8 ГВт протягом року, з 0,76 ГВт у 2018 р. до

3,55 ГВт у 2019 р. На 2019 р. СЕС займали майже 75% за обсягами встановлених потужностей серед усіх ВДЕ, однак обсяги виробленої електроенергії на них склали лише 56% [3].

Функціонування значних обсягів СЕС в енергосистемі зазвичай супроводжується технічними труднощами з балансування, що виникають через специфіку їх роботи. Параметри роботи СЕС мають високу залежність від погодних умов, у яких вони знаходяться. Основні показники генерації, обсяги виробленої електроенергії на СЕС залежать від інтенсивності сонячного випромінювання, що змінюється впродовж дня, місяця, року та хмарності. Хоча для СЕС, що працюють в одній енергосистемі, але в різних географічних координатах, коливання потужності, які виникають через хмарність, частково компенсують один одного [4]. Кількість сонячної радіації, що падає

© І.М. БУРАТИНСЬКИЙ, Т.П. НЕЧАЄВА, С.В. ШУЛЬЖЕНКО, 2020

на поверхню фотоелектричних модулів (ФЕМ) і, відповідно, параметри та обсяги виробленої електроенергії залежать від географічного розташування електростанції, кута нахилу конструкцій тощо. Енергосистема, у свою чергу, повинна забезпечити умови для прийняття нестабільної «зеленої» генерації навіть тоді, коли потреби в цій електроенергії відсутні та обсяги споживання електричної енергії є малими.

На відміну від ВДЕ, традиційні генеруючі потужності на викопному паливі мають можливість включення своєї роботи в запланований час, без прив'язки до погоди, що забезпечує значно кращі показники якості електричної енергії порівняно з СЕС та ВЕС. При невеликій частці СЕС, що працюють в енергосистемі, потреба в додатковому балансуванні може і не виникати. Балансування може здійснюватися за допомогою існуючих швидкодіючих резервних потужностей. Однак збільшення частки СЕС потребує обов'язкового введення високманеврових потужностей та прискореного впровадження систем акумуляування електроенергії [3]. В якості накопичувачів електроенергії можуть підійти літій-іонні та сірчано-натрієві системи акумуляування [5].

Наявний парк маневрених потужностей ОЕС України через їх стан та існуючі обмеження не здатний забезпечити надійне балансування енергосистеми за умов обов'язкової роботи електростанцій на ВДЕ. Розпочалась практика диспетчерського обмеження відпуску електроенергії в енергосистему. Так, 7 січня 2020 р. вперше було обмежено майже на дві години генерацію електроенергії від СЕС сумарною потужністю 545 МВт [6]. Загалом в цей день було обмежено 2,3 ГВт потужностей (включаючи ТЕС потужністю 1,35 ГВт та ВЕС – 384 МВт). Необхідність обмеження виникла через нехарактерну для такого періоду року високу температуру навколишнього середовища, що обумовило зниження споживання електроенергії. Передумовою обмеження стало також заповнення водосховищ, що використовуються для зберігання води на ГАЕС, це унеможливило подальшу роботу ГАЕС у насосному режимі. Прогнозується, що таке подальше зростання частки ВДЕ у структурі виробництва електроенергії може призвести до ще більших обмежень «зеленої» генерації [7].

Для енергосистеми важливим є стабільність роботи всіх електростанцій, що працюють у її складі. Стабільність роботи СЕС залежить від її обладнання. Змінюючи окремі складові у структурі СЕС, змінюються показники якості та кількості електричної енергії. Загалом структура обладнання фотоелектрич-

ної станції визначається встановленою потужністю змінного струму (АС, англ. Alternating Current) та встановленою потужністю постійного струму (DC, англ. Direct Current). Встановлена потужність постійного струму на СЕС визначається сумарною потужністю всіх ФЕМ. Заявлена потужність, або потужність змінного струму визначається сумарною потужністю генеруючого (інверторного) обладнання. Потужність змінного струму обмежується технічними умовами (ТУ) на приєднання до електричних мереж, які видаються операторами системи передачі та розподілу чи іншою електропередавальною організацією. На відміну від змінного струму, встановлена потужність постійного струму в ТУ не обмежується.

Особливістю роботи СЕС є те, що обсяг згенерованої електроенергії залежить від сумарної потужності встановлених ФЕМ. Тому збільшити обсяг виробництва електроенергії на них можна, збільшивши кількість або потужність окремих ФЕМ. Тому, маючи можливість збільшити обсяги виробництва електроенергії при одних і тих же потужностях по приєднанню, багато підприємств, що займаються впровадженням СЕС, збільшують потужність постійного струму.

Метою даної статті є визначення оптимальної структури обладнання фотоелектричної станції в частині співвідношення сумарної фотоелектричної потужності постійного струму та потужності приєднання змінного струму за критерієм мінімальної середньозваженої собівартості виробництва електроенергії впродовж усього життєвого циклу.

Співвідношення потужності постійного струму та змінного струму носить назву коефіцієнт перевантаження (англ. DC/AC overloading, або DC/AC ratio). Для оцінювання обсягів відпущеної електроенергії при збільшенні коефіцієнта перевантаження було використано дані по роботі сонячної електростанції в Одеській області. Для побудови графіка з середнім значенням потужності протягом року використовувались дані з 5 хвилинними показниками. До фактичних показників АС у моделі додавалось значення 20, 60 та 100% потужності постійного струму DC. На рис. 1 показано добові значення роботи СЕС потужністю 10 МВт (АС) з різними показниками коефіцієнта перевантаження.

З рис. 1 видно, що при збільшенні коефіцієнта перевантаження електростанція за менший час виходить на повну заявлену потужність по приєднанню. Обсяги виробленої електроенергії визначатимуться площею графіку під

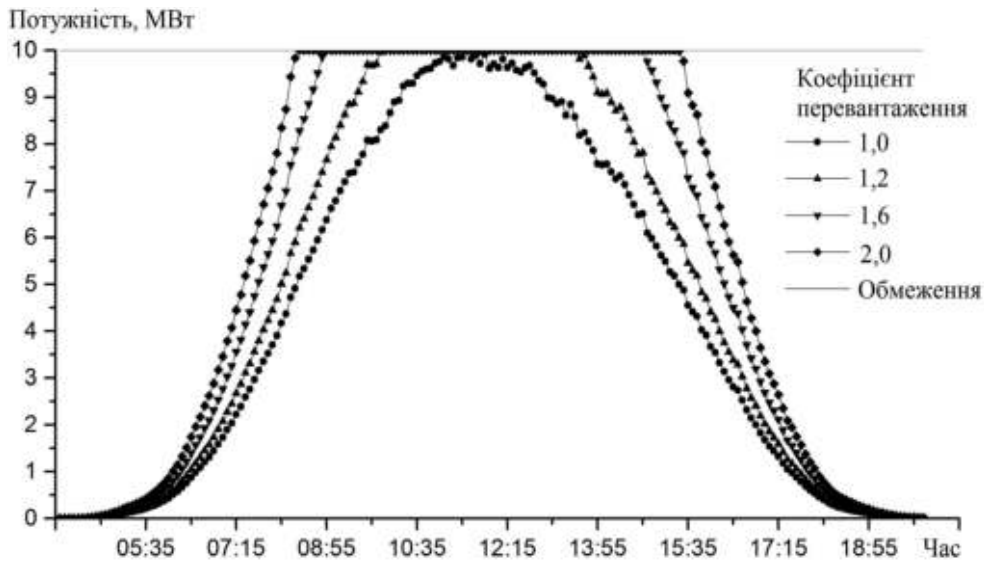


Рис. 1. Добовий графік роботи СЕС потужністю 10 МВт з різними показниками коефіцієнта перевантаження

кривими генерації. Як видно з площ графіку, при збільшенні коефіцієнта перевантаження зростають обсяги виробленої електроенергії. Збільшення встановленої потужності DC при однаковій потужності AC збільшує період видачі максимальної потужності в мережу, зменшує час запуску сонячної електростанції та покращує стабільність роботи електростанції. Як видно з рис. 1, чим вище знаходиться крива потужності, тим на ній спостерігається менше коливань потужності від хмарності, тобто із збільшенням потужності DC СЕС стає стабільнішою.

Однак для точного визначення оптимальної структури фотоелектричної станції потрібно враховувати не лише характер роботи ФЕМ у розрізі можливості збільшення обсягів вироблення електричної енергії, а й особливості роботи основного електрообладнання, зокрема інверторів. Виробники сучасних інверторів не мають єдиної думки на рахунок того, який має бути оптимальний коефіцієнт перевантаження. З точки зору обладнання, даний показник залежить від конкретного типу інвертора та його призначення. Важливе значення також має проект, в якому планується використання даного обладнання, місце розташування інвертора, географічні координати, температура навколишнього середовища, від якої залежить ефективність його роботи, тощо. Ввідні параметри по струму та напрузі на інверторах не повинні перевищувати дозволених рівнів, що вказуються у технічних паспортах на обладнання та рекомендаціях від виробників.

Погодні умови мають також значний вплив на параметри роботи ФЕМ. Зменшення температури навколишнього середовища при однаковій інтенсивності сонячного випромінювання збільшує напругу на ФЕМ. Робоча напруга ФЕМ обмежується максимальною можливою напругою системи та мінімальною стартовою напругою. Подібна ситуація відбувається і з величиною робочого струму. Тому, враховуючи обмеження по струму та напрузі, до інверторів можна підключити певну обмежену потужність ФЕМ. Щоб досягнути більшого показника коефіцієнта перевантаження та одночасно забезпечити норму параметрів на ввіді в інвертори по струму та напрузі, виникає необхідність встановлювати додаткову кількість інверторів на СЕС з подальшим обмеженням видачі потужності в енергосистему. Сучасні інвертори за принципом роботи дозволяють здійснювати обмеження потужності за допомогою ручних налаштувань або автоматично в онлайн режимі за допомогою існуючих систем управління та моніторингу.

Проведені розрахунки для вищезгаданої СЕС показали необхідність встановлення додаткових інверторів з подальшим обмеженням їх потужності видачі в енергосистему, починаючи зі значення коефіцієнта перевантаження 1,5 (табл. 1).

При тривалому терміні життєвого циклу СЕС потрібно враховувати зменшення її ефективності через лінійну деградацію (старіння) ФЕМ, що виникає з роками. Деградація в життєвому циклі СЕС відіграє важливу роль. Більшість з виробни-

Таблиця 1. Інверторне обладнання на СЕС при різних показниках коефіцієнта перевантаження

Коефіцієнт перевантаження	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
Кількість інверторів, шт	166	166	166	166	166	178	189	201	213	225	237
Обмеження на видачу потужності, МВт	–	–	–	–	–	0,72	1,38	2,1	2,82	3,54	4,26

ків ФЕМ дають гарантію, що через 25 років експлуатації потужність ФЕМ не буде нижчою, ніж 80% від початкової потужності. Деградація ФЕМ пов'язана з особливостями роботи напівпровідників, вона залежить від типу ФЕМ та умов навколишнього середовища, в яких він установлений. При стандартних умовах для монокристалічних ФЕМ деградація становить у середньому 0,7% на рік [8]. Однак, крім прогнозованої лінійної деградації ФЕМ, можливі і інші фактори, що зменшують потужність та терміни служби ФЕМ. Ситуація з забезпеченням необхідної заявленої потужності ускладнюється через контакт конструкції ФЕМ з докільями.

Оскільки СЕС складається з великої кількості ФЕМ, то існує досить велика імовірність виходу їх з ладу. Можливе часткове або повне зниження потужності ФЕМ через пошкодження їх окремих елементів. Не сильно критичними з точки зору економіки для електростанції є гарантійні випадки, при яких ФЕМ підлягають обов'язковій заміні. При умові, що запасні ФЕМ знаходяться на складі електростанції. Гіршими є негарантійні випадки з недотриманням експлуатаційних вимог або порушення технологічних вказівок при монтажі, з пошкодженням ФЕМ. Детальні механізми деградації ФЕМ та причини виходу з ладу окремих елементів ФЕМ на сонячних фотоелектричних електростанціях досліджуються багатьма авторами [9].

Для визначення оптимальної рентабельної структури обладнання фотоелектричної електростанції потрібно враховувати всі інвестиційні витрати на впровадження СЕС (девелопмент, проектування, витрати на закупівлю обладнання, будівництво, логістику), витрати на подальшу експлуатацію та технічне обслуговування, капітальні та поточні ремонти протягом усього життєвого циклу, з одного боку, а з іншого, отримання прибутку від продажу виробленої електроенергії за проектний період її функціонування [10]. Потрібен точний прогноз собівартості виробництва електроенергії з урахуванням усіх можливих економічних явищ протягом всього життєвого циклу проекту. Для економічної оцінки впровадження електростанцій використовується загальноприйнята методика визначення середньозваженої собівартості виробництва електроенергії [11, 12].

Середньозважена собівартість виробництва електроенергії протягом життєвого циклу (LCOE, англ. *Levelized Cost of Electricity*) для будь-якого виду електростанції визначається відношенням усіх витрат протягом життєвого циклу до обсягу виробленої електроенергії за весь період експлуатації з урахуванням дисконтування [12]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \quad (1)$$

де I_t – інвестиційні витрати на впровадження об'єкту у t -році будівництва, \$; M_t – витрати на експлуатацію та технічне обслуговування у t -році функціонування електростанції, \$; F_t – витрати на паливну складову, \$; E_t – обсяги виробленої електроенергії у t -році, МВт·год; r – ставка дисконтування (частка); n – термін життєвого циклу проекту, років.

Для СЕС LCOE визначається відношенням усіх витрат протягом життєвого циклу C_{solar} до загального обсягу виробленої електроенергії за весь період експлуатації E_{solar} :

$$LCOE_{solar} = \frac{C_{solar}}{E_{solar}}. \quad (2)$$

Для СЕС потрібно враховувати деякі особливості. Сонячні електростанції характеризуються відсутністю паливної складової, тому дані витрати виключаємо з визначення.

Витрати, пов'язані зі споживання електричної енергії на власні потреби, враховуються у загальних обсягах виробленої електроенергії.

При впровадженні інвестиційних проектів часто використовуються запозичені (кредитні) кошти, тому при розрахунках доцільно врахувати виплату відсотків при залученні кредитних коштів [13]:

$$C_{solar} = \sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + B_t}{(1+r)^t}, \quad (3)$$

де B_t – сплата відсотків (повернення кредиту) за запозичені кошти в t -році, \$.

Річний обсяг виробленої СЕС електроенергії у t -році з урахуванням деградації ФЕМ визначається відносно обсягу відпущеної електроенергії попереднього року:

$$E_t = E_{t-1} (1 - \Delta w), \quad (4)$$

де Δw – коефіцієнт річної деградації фотоелектричних модулів.

З урахуванням вищенаведеного, визначення LCOE для СЕС проводилося за формулою:

$$LCOE_{solar} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_1 (1 - \Delta w)^{t-1}}{(1+r)^t}}, \quad (5)$$

де E_1 – обсяг виробництва електроенергії СЕС на першому році періоду експлуатації T , МВт·год.

Вхідні параметри для розрахунку собівартості виробництва електроенергії СЕС в Одеській області із заявленою потужністю приєднання 10 МВт (АС) при різних показниках коефіцієнта перевантаження показано в табл. 2.

Інвестиції у виробниче обладнання приймалися згідно НКРЕ КП [14] та переводились у \$ США через курс обміну до Євро 1,1. При визначенні середньозваженої собівартості виробництва електроенергії СЕС також враховувались додаткові витрати на розширення земельних ділянок, що

виникають при збільшенні потужності DC, закупівлю та монтаж додаткових інверторів.

Отримані результати розрахунку собівартості виробництва електроенергії протягом життєвого циклу (табл. 3) показали, що найбільш рентабельну структуру обладнання має СЕС з коефіцієнтом перевантаження, який характеризує збільшення потужності постійного струму на 40%.

Технічна сторона отриманих результатів пояснюється: необхідністю компенсації технологічних втрат, що виникають при виробництві електроенергії на СЕС та необхідністю компенсації лінійних втрат потужності ФЕМ, що виникає через деградацію ФЕМ з роками. Технологічні втрати є обов'язковими при виробництві електроенергії на СЕС. До технологічних втрат при виробництві електроенергії на СЕС належать: розсіювання, відбивання та перетворення сонячного випромінювання на фотоелектричних модулях, втрати в кабельних лініях постійного струму та змінного струму, втрати при перетворенні в інверторах, втрати в силових трансформаторах тощо.

Технологічні втрати визначаються коефіцієнтом продуктивності (PR, англ. Performance Ratio), який показує відношення потужності сонячного випро-

Таблиця 2. Вхідні параметри для розрахунків середньозваженої собівартості

Показник	Одиниця виміру	Значення
Потужність ФЕМ	Вт	375
Потужність інверторів	кВт	60
Кут нахилу конструкцій	градусів	25
Термін експлуатації	років	25
Відношення потужності DC до площі ділянки	га/МВт	2/1
Чисельність персоналу	чоловік	6
Частка запозичених коштів	%	70
Кредитна ставка	%	8
Час повернення кредиту	років	6
Ставка дисконтування	%	11
Інфляція	%	7
Амортизаційні відрахування	%	7
Інвестиції у виробниче обладнання	тис. € / МВт	7088

Таблиця 3. Результати розрахунків середньозваженої собівартості

Коефіцієнт перевантаження	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
Обсяги виробництва е/е, МВт·год/рік	12571	13838	15087	16342	17337	18285	19096	19927	20640	21300	21909
Інвестиції, тис. \$ США	7797	8288	8779	9270	9762	10337	10905	11480	12055	12631	13206
Сумарні витрати, тис. \$ США	14702	15577	16452	17326	18201	19222	20231	21253	22274	23295	24317
LCOE, \$ / МВт·год	85,7	82,6	80,1	77,9	77,1	77,4	78,1	78,7	79,7	80,8	82,0

мінювання, що падає на поверхню ФЕМ, та потужності на лічильниках електроенергії, яка фіксується при видачі в енергосистему. Значення технологічних втрат залежить від структури електростанції, в середньому по Україні коливається в межах від 10 до 20%. Станції з показником $PR \leq 80$ вважаються малоефективними та нерентабельними.

Деградація ФЕМ для стандартних модулів за 25 років експлуатації зменшує їх потужність в середньому на 20%. Таким чином, економічні розрахунки дозволили врахувати всі технічні особливості роботи СЕС протягом всього життєвого циклу. Дані дослідження дозволяють оптимально вибрати обладнання на фотоелектричній станції.

ВИСНОВКИ

1. Для збільшення обсягів виробництва електроенергії на СЕС застосовують коефіцієнт перевантаження (DC/AC overloading) шляхом збільшення встановленої потужності постійного струму при збереженні потужності змінного струму. Застосування коефіцієнта перевантаження, окрім збільшення обсягів виробництва електроенергії, має ряд інших технічних переваг, а саме: збільшує час роботи електростанції на максимальній потужності, зменшує час запуску сонячної електростанції та підвищує стабільність показників її генерації.

2. Визначено, що найоптимальніша за техніко-економічними критеріями структура обладнання досліджуваної фотоелектричної станції в частині співвідношення сумарної фотоелектричної потужності постійного струму та потужності приєднання змінного струму буде при значенні DC/AC overloading, близьким до 1,4. Збільшення встановленої потужності постійного струму на 40% у порівнянні з встановленою потужністю змінного струму пояснюється необхідністю компенсації технологічних втрат, що виникають при виробництві електроенергії та лінійних втрат, які пов'язані з деградацією ФЕМ з роками.

3. Будівництво СЕС з початковим некоректно вибраним співвідношенням сумарної фотоелектричної потужності постійного струму DC до заявленої потужності приєднання змінного струму AC може призвести значного небалансу роботи СЕС. Зменшення коефіцієнта перевантаження з роками зумовить в подальшому зниження техніко-економічної ефективності роботи СЕС та призведе до погіршення ключових показників її роботи. Збільшення коефіцієнта перевантаження крім економічної доцільності створює ряд технічних переваг, покращує прогнозованість та підвищує стабільність роботи СЕС.

Роботу виконано за напрямом «Підтримка пріоритетних для держави наукових досліджень і науково-технічних (експериментальних) розробок» бюджетної програми КПКВ 6541230.

1. Про альтернативні джерела енергії: Закон України від 20.02.2003. URL: (дата звернення: 13.03.2020).

2. Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за грудень та 2019 рік, 3 с. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=2_45436840&cat_id=35081 (дата звернення: 04.04.2020).

3. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. НЕК Укренерго – 2019. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?news=10017> (дата звернення: 18.04.2020).

4. Shivashankar S., Mekhilef Saad, Mokhlis Hazlie, Karimi M., Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources – A review. Elsevier. June 2016. Vol. 59. P. 1170—1184. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.059>.

5. Буратинський І.М. Аналіз застосування систем акумулювання електроенергії в енергосистемах з великим обсягом відновлюваних джерел енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2019, Вип. 4(59). С. 63—67. <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.063>

6. Роз'яснення щодо обмеження генерації ВЕС та СЕС 7 січня 2020 року. НЕК Укренерго – 2018. URL: <https://ua.energy/media/pres-tsentr/pres-relizy/roz-yasnennya-shhodo-obmezheniya-generatsiyi-ves-ta-ses-7-sichnya-2020-roku/> (дата звернення: 04.04.2020).

7. Розвиток ВДЕ: інтеграція в енергосистему та фінансування. НЕК Укренерго – 2018. URL: http://saec.gov.ua/sites/default/files/01_Kovalchuk_28_11_2019.pdf (дата звернення: 04.04.2020).

8. Limited warranty certificate for risen energy crystalline pv modules. Risen Energy – 2018. <https://www.risenenergy.com/uploadfile/201809/bfa4f1806b.pdf> (дата звернення: 07.11.2019).

9. Report IEA-PVPS T13-01:2014, Review of Failures of Photovoltaic Modules, EIA Photovoltaic power system programme PVPS. ISBN 978-3-906042-16-9. URL: <https://iea-pvps.org/key-topics/review-of-failures-of-photovoltaic-modules-final/> (дата звернення: 25.04.2020).

10. Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies. *U.S. Energy Information Administration*. February 2020, EIA – 2020. Case 24. Solar photovoltaic, 150 MVac. P. 24-1—24.6.

11. Шульженко С.В. Особливості розрахунку вартісних показників в задачах прогнозування розвитку електроенергетичних систем за ринкових умов їх функціонування. *Проблеми загальної енергетики*. 2008. Вип. 2(18). С. 16—20.

12. Renewable Power Generation Costs in 2018. Cost metric methodology International Renewable Energy Agency. *IRENA*, 2019.

13. Нечаєва Т.П. Оцінка сукупної роботи батарейних систем накопичення енергії з електростанціями на відновлюваних джерелах енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 3(58). С. 11—16. <https://doi.org/10.15407/pge2019.03.011>

14. Презентація щодо обговорення ключових положень нової системи підтримки відновлюваної енергетики. НКРЕКП. Підтримка відновлюваної енергетики. 21.08.2018, 5 с.

Надійшла до редколегії: 05.05.2020