

УДК 621.311

М.П.Кузнецов, канд.фіз.-мат.наук (Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ)

Гарантовані рівні участі ВЕС у покритті потужності енергосистеми

Робота вітрових електростанцій має природну нестабільність через залежність від швидкості вітру. Однак для організації роботи енергосистеми необхідно знати можливі рівні участі ВЕС у покритті навантажень, гарантовані з певною імовірністю. Визначення таких рівнів можливе як аналітично, так і методами математичного моделювання. Результати підтверджують достатню прогнозованість результуючої потужності при інтегруванні ВЕС до енергосистеми, особливо при розосередженості групи ВЕС по значній території.

Ключові слова: енергосистема, вітрова електростанція, гарантована потужність, математична модель.

Работа ветровых электростанций имеет естественную нестабильность из-за зависимости от скорости ветра. Однако для организации работы энергосистемы необходимо знать возможные уровни участия ВЭС в покрытии нагрузок, гарантированные с определенной вероятностью. Определение таких уровней возможно как аналитически, так и методами математического моделирования. Результаты подтверждают достаточную прогнозируемость результирующей мощности при интегрировании ВЭС к энергосистеме, особенно при рассредоточении группы ВЭС по значительной территории.

Ключевые слова: энергосистема, ветровая электростанция, гарантированная мощность, математическая модель.

Питання щодо гарантованої участі вітроелектричних станцій (ВЕС) у роботі енергосистеми є важливим з огляду на економічну ефективність вітрової енергетики порівняно з традиційною. Питання диспетчеризації об'єднаної енергосистеми (ОЕС), планування її роботи, розрахунок потреб у резервних потужностях також потребують знання деяких гарантованих (з певною імовірністю) показників, незважаючи на випадковий характер швидкості вітру і відповідної потужності ВЕС. Окремий інтерес становлять моменти найменшого споживання енергії в енергосистемі, коли наявність певної потужності ВЕС обмежує можливості маневрування традиційних станцій, а також максимального споживання, коли ВЕС допомагають задовольнити пікові потреби в електроенергії.

Визначення гарантованих рівнів. Рівень гарантованої участі потужностей ВЕС у роботі енергосистеми має різні дефініції; зокрема, зустрічається термін "кредитна спроможність" (capacity credit) вітрової енергетики [1, 2]. Найбільш уживане його означення – еквівалентна потужність традиційних електростанцій, яку заміщує ВЕС без втрати надійності енергозабезпечення. Тобто ймовірність того, що потреби в електроенергії перевищать її поточну генерацію ("імовірність втрати навантаження"), залишається

незмінною. Інше тлумачення – можливе додаткове споживання електроенергії при тому ж рівні надійності. Слід мати на увазі, що при визначенні надійності енергозабезпечення у загальному випадку враховується, яка частина генеруючих потужностей знаходиться поза експлуатацією, яка імовірність аварійного виходу з ладу тощо. В даному випадку нас цікавить вплив випадкової природи вітру, отже технічну надійність обладнання ВЕС та традиційних електростанцій вважаємо однаковою.

Для числового визначення гарантованої потужності ВЕС зазвичай застосовують три підходи: статистичний, коли набирається значний обсяг фактичних даних про роботу ВЕС та ОЕС і відповідний рівень енергоспоживання у вигляді часових рядів (як правило, потрібно не менше декількох років поспіль); аналітичний, коли на підставі знов-таки фактичних даних будуються функції розподілу випадкових величин і розраховуються відповідні імовірності; імітаційного моделювання, коли будується адекватна математична модель, а далі застосовуються методи типу Монте-Карло з подальшою статистичною обробкою [3]. Перший підхід вимагає значного обсягу початкових даних, не завжди доступного, а другий не завжди допускає точні аналітичні розв'язки. Таким чином, моделювання є найбільш уживаним підходом.

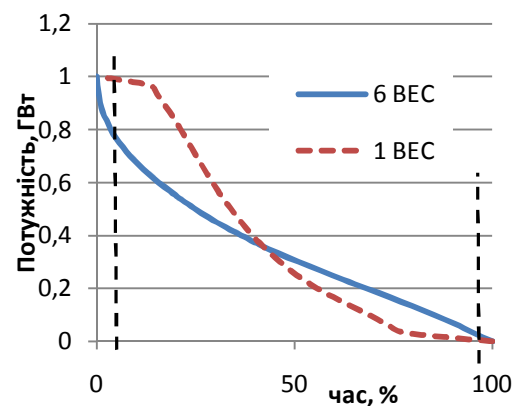
Методи математичного моделювання потужності вітростанцій достатньою мірою висвітлено в ряді публікацій [4–6]. Поточна потужність представлена у вигляді осередненого за певний період значення (трендової кривої), середньодобового значення як випадкової величини та поточних короткотермінових змін до зазначених складових як випадкового процесу типу Орнштейна-Уленбека. Застосуємо аналогічний підхід до розрахунку гарантованих рівнів потужності ВЕС (окремо та у складі енергосистеми).

Практичні дані. Визначення довірчого рівня гарантованих мінімальної та максимальної потужностей запропоновано в розробках В.В. Павловського та інших [7]. Вважається, що гарантоване значення – це 95% ймовірності, оскільки такий же рівень має технічна надійність обладнання, а їх добуток (90%) відповідає фактичній надійності постачання енергії традиційними електростанціями. Рівень ймовірності 99,9% вживається для повнішого представлення щодо можливої частки екстремальних значень.

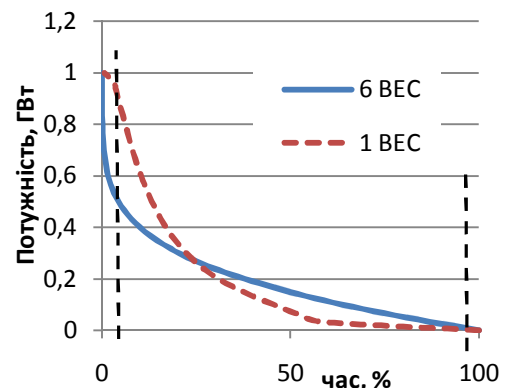
Якщо проаналізувати фактичні вітрові дані конкретних площадок, де зміни швидкості вітру сягають від повного штилю до історичного максимуму, та порівняти їх з технічними характеристиками типових ВЕС, то виявиться, що одинична ВЕС не має гарантованих мінімальної та максимальної потужностей – можливі зміни від нуля до номінального значення включно. Нульові значення (коли швидкість вітру нижча стартової) та номінальні (максимально можливі, коли швидкість вітру вища розрахункової) займають 10-20 відсотків загального часу, залежно від сезону та регіону. Натомість для сумарної потужності декількох ВЕС з'являється ненульова ймовірність деяких граничних досяжних значень. При синхронному складанні потужностей окремих ВЕС, розрахованих за фактичними даними щодо швидкості вітру в регіонах їх розташування, ймовірність екстремальних (нульових чи максимальних) значень різко знижується, основна маса випадків концентрується в області середньої потужності. Якщо при цьому розглядати роботу групи ВЕС у складі енергосистеми, то вітростанції з ймовірністю 99,9% збільшують максимум сумарної потужності на величину до 50% своєї номінальної

потужності (з ймовірністю 95% – на 40%); гарантований мінімум при цьому зростає на 15-20% номінальної потужності ВЕС. Зазначимо, що середня розрахункова потужність ВЕС становила близько третини їх номінальної потужності. Дані результати стосуються зимового місяця. Показники літа приблизно удвічі менші.

Результати моделювання. За результатами моделювання швидкості вітру маємо, що влітку потужність групи ВЕС з ймовірністю 95% знаходиться в межах від 1% до 60% номінальної потужності, взимку – від 2% до 80% (рис. 1).



а) зима



б) літо

Рис. 1. Розподіл ймовірності потужності одиничної та групової ВЕС.

Розподіл сумісної потужності ОЕС та ВЕС має більш згладжений характер, в силу несинхронної зміни їх потужностей. Результати імітаційного моделювання швидкості вітру на базі розподілу Вейбула (не менше тисячі реалізацій) зображено на рис. 2, а розраховані відповідно до математичної моделі значення гарантованих рівнів наведено в табл. 1, 2. Розглянуто варіанти "чистої" енергосистеми, а також випадків додатково інтегрованих ВЕС: одиничної (потужністю 1 ГВт) і групової з розосередженням по регіонах (сумарною потужністю 1 та 2 ГВт).

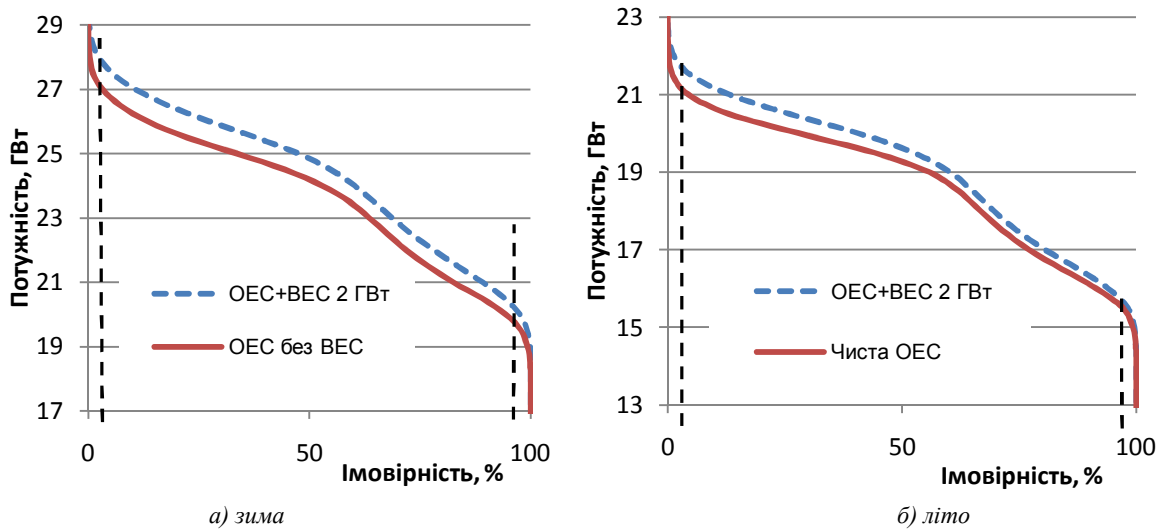


Рис. 2. Розподіл імовірної потужності ОЕС при наявності ВЕС.

Таблиця 1. Гарантовані потужності ВЕС, зима (ГВт)

Склад ОЕС	Середня потужність	Максимум 99,9%	Мінімум 99,9%	Максимум 95%	Мінімум 95%
Чиста ОЕС	23,64	28,45	18,15	27,26	19,55
+ 1 ВЕС 1 ГВт	+0,36	+0,50	+0,30	+0,34	+0,20
+ 6 ВЕС 1 ГВт	+0,34	+0,44	+0,41	+0,26	+0,24
+ 6 ВЕС 2 ГВт	+0,70	+1,0	+0,60	+0,74	+0,50

Таблиця 2. Гарантовані потужності ВЕС, літо (ГВт)

Склад ОЕС	Середня потужність	Максимум 99,9%	Мінімум 99,9%	Максимум 95%	Мінімум 95%
Чиста ОЕС	18,72	22,30	14,20	21,20	15,40
+ 1 ВЕС 1 ГВт	+0,18	+0,24	+0,17	+0,30	+0,05
+ 6 ВЕС 1 ГВт	+0,23	+0,15	+0,22	+0,26	+0,13
+ 6 ВЕС 2 ГВт	+0,35	+0,65	+0,30	+0,55	+0,18

Якщо виходити з аналітичного виразу для розподілу Вейбула та кривих потужності для одиначної ВЕС, то загальна тенденція результатів відповідає імітаційному моделюванню.

При складанні потужностей традиційної ОЕС та ВЕС їх екстремуми можуть співпасти тільки випадковим чином, як для незалежних випадкових величин. Кореляція між відхиленнями (стрибками) цих потужностей відсутня (за аналізом фактичних даних). Для власне потужностей ВЕС та ОЕС помітна певна кореляція (на рівні 0,2-0,3), обумовлена частковим суміщенням добового ходу швидкості вітру та споживання електроенергії, як видно на рис. 3. Такий рівень кореляції можна

вважати статистично малозначимим, а випадкові величини практично незалежними.

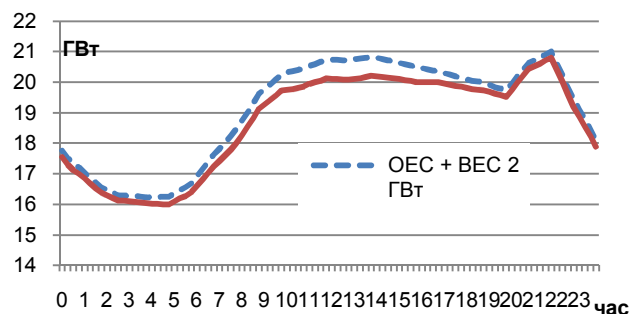


Рис. 3. Сумісна робота традиційної ОЕС та групи ВЕС (осереднений добовий хід).

Аналітичний підхід. В контексті "кредитної спроможності" звичайно ставиться задача щодо визначення еквівалентної за гарантованим постачанням електроенергії детермінованої потужності (традиційної електростанції) [1]. Імовірність втрати потужності для об'єднаної енергосистеми (ОЕС) при цьому має бути однаковою як з інтегрованими ВЕС, так і з еквівалентною їм детермінованою потужністю. Якщо вважати відомим закон розподілу імовірності для споживання електроенергії та потужності ВЕС і вважати відсутньою кореляцію між ними, то еквівалентну додаткову гарантовану потужність можна шукати з рівності інтегральних функцій розподілу при різних варіантах інтегрування ВЕС [2]. Очевидно, такий підхід забезпечує єдине значення додаткової потужності, тобто ВЕС ніби дає рівномірну по імовірності добавку до кривої тривалості навантаження, хоча на практиці така добавка є несиметричною щодо максимальних та мінімальних гарантованих рівнів (див. рис. 2). Важливою є також пропорція між потужностями ВЕС і традиційних електростанцій, адже функції розподілу імовірності оперують також середніми значеннями їх потужності.

Аналітичний підхід до визначення гарантованих граничних рівнів потужності ВЕС може бути аналогічним до способів визначення кредитної спроможності, тобто шляхом порівняння функцій розподілу. Імовірність досягнення певних значень у загальному випадку описується інтегральною функцією розподілу; для суми випадкових величин X_1 та X_2 справедлива формула:

$$F_{X_1+X_2}(x) = \int_{-\infty}^{\infty} F_1(x - X_2) dF_2(X_2), \quad (1)$$

де F_1, F_2 – функції розподілу відповідних випадкових величин. Вигляд функцій розподілу в (1) заздалегідь не відомий, однак, якщо прийняти розподіл випадкових відхилень сумарної потужності від тренду за нормальний, то імовірність перевищення певного значення a можна визначити з інтеграла ймовірностей:

$$P\{x < a\} = \Phi\left(\frac{a - M_x}{\sigma}\right), \quad (2)$$

де Φ – інтегральна функція розподілу Гауса; M_x – математичне сподівання; σ – СКВ випадкової величини x (символом P позначено імовірність).

Якщо гарантована імовірність (довірчий рівень) незмінні, наприклад, 99,9% чи 95%, то незмінним залишиться і аргумент функції розподілу.

Нехай "чиста" ОЕС має середню потужність P_O та середньоквадратичне відхилення (СКВ) σ_O , ВЕС має відповідно P_B та σ_B , а порогові значення – a_O та a_{O+B} , тоді справедлива рівність:

$$a_{O+B} = a_O \sqrt{1 + \frac{\sigma_B^2}{\sigma_{O+B}^2}} - P_O \left(\sqrt{1 + \frac{\sigma_B^2}{\sigma_{O+B}^2}} - 1 \right) + P_B, \quad (3)$$

де $\sigma_{O+B} = \sqrt{\sigma_O^2 + \sigma_B^2 + 2\sigma_O\sigma_B r_{kor}}$; r_{kor} – коефіцієнт кореляції потужностей ОЕС та ВЕС (r_{kor} дорівнює нулю при відсутності кореляції). Як бачимо з виразу (3), гарантоване значення для сукупної потужності дійсно збільшується на величину середньої потужності ВЕС; крім того, важливу роль грає відношення дисперсій потужності ОЕС та ВЕС: при $\sigma_B \ll \sigma_O$ маємо:

$$a_{O+B} \approx a_O + P_B + (a_O - P_{OES}) \frac{\sigma_B^2}{2\sigma_{O+B}^2}. \quad (4)$$

Отже, для гарантованого мінімуму (коли $a_O < P_O$) добавка до попереднього значення в (4) матиме від'ємну складову, а для максимуму (де $a_O > P_O$) – додатну, тобто максимальні значення зростатимуть швидше від мінімальних. Як показують розрахунки за фактичними показниками роботи вітчизняної енергосистеми, при знаходженні гарантованих значень слід орієнтуватися на імовірнісні показники поведінки ВЕС та ОЕС у добовому, а не місячному вимірі.

Застосовуючи аналогічний підхід до формул (1), (2), визначимо власне гарантовану потужність як кредитну спроможність ВЕС. Нехай L – поточна потужність споживання, тоді умова кредитної спроможності:

$$P\{L < P_O + P_B\} = P\{L < P_O + w\}, \quad (5)$$

де w – гарантована використовувана потужність ВЕС як детермінована величина, що має бути визначена. Тут P_B – ефективна потужність, тобто математичне сподівання. Вважаючи розподіл випадкових величин нормальним і враховуючи (5), отримаємо умову рівності ймовірностей:

$$\Phi\left(\frac{P_O + P_B - L}{\sigma_{O+B}}\right) = \Phi\left(\frac{P_O + w - L}{\sigma_O}\right), \quad (6)$$

де $P_O=L+u\cdot\sigma_o$; u – квантиль нормального розподілу, наприклад, при забезпеченні ймовірності втрати навантаження 0,05 матимемо $u=1,65$.

Прирівнюючи аргументи інтегралу ймовірностей (6), отримаємо:

$$w = P_B \frac{\sigma_o}{\sigma_{O+B}} - u \cdot \sigma_o \left(1 - \frac{\sigma_o}{\sigma_{O+B}} \right), \quad (7)$$

де перша складова в правій частині визначається потужністю ВЕС та співвідношенням дисперсій ВЕС і чистої ОЕС, а друга складова залежить від точності забезпечення балансу – чим суворіші вимоги, тим менша частка ВЕС реально використовується. З формули (7) видно, що повне використання ВЕС на рівні їх аеродинамічної ефективності (або математичного сподівання) можливе, тільки якщо їх дисперсія значно менша від дисперсії ОЕС, тобто $\sigma_{O+B} \approx \sigma_o$. Зі зростанням частки ВЕС у загальному енергобалансі рівень використання їх потужності знижується; цей ефект стає значимим при вагомих рівнях впровадження ВЕС (5% і більше). При незначних розмірах ВЕС її віддача практично відповідає аеродинамічному коефіцієнту, надалі рівень використання падає, знецінюючи таким чином збільшення номінальної потужності. Особливо це помітно для випадку ВЕС, сконцентрованих на обмеженій території, які можна вважати одиночною станцією (рис. 4).

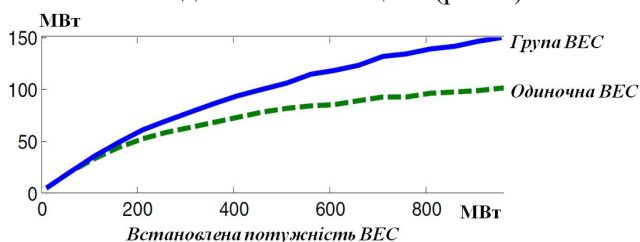


Рис. 4. Гарантована споживана потужність ВЕС (Норвегія) [1].

При розосередженості на декілька площадок рівень використання встановленої потужності ВЕС зростає як наслідок більш рівномірної поточної сумарної потужності, проте загальна тенденція до зниження залишається.

Якщо звернутися до фактичних даних вітчизняної енергосистеми, то за прийнятих вище вихідних даних для ВЕС зниження гарантованого їх використання (при збереженні надійності ОЕС), за рахунок зростання сукупної дисперсії, складе близько 10% порівняно з теоретичним рівнем. Подальше зростання інтегрованої потужності ВЕС потребує одночасного врахування змін у

структурі традиційного енергопостачання та споживання, географії розташування та правил роботи ВЕС, наявної енергетичної інфраструктури та інших факторів.

Висновки. Для одиничних ВЕС або сконцентрованих на невеликій території поняття гарантованих рівнів поточної потужності відсутні – їх поточна потужність може варіювати від нуля до максимуму, причому ймовірність екстремальних значень досить помітна. Натомість при розосередженому розташуванні ВЕС на територіях з достатнім вітровим потенціалом їх вклад у загальну потужність енергосистеми можна гарантувати в досить вузьких межах протягом 95% робочого часу.

Для групи ВЕС існують незначні гарантовані мінімальні значення – від 1% номінальної потужності влітку до 2% взимку, та відповідно максимальні значення від 60% до 80%. Однак у складі енергосистеми розподіл їх сумісної потужності має більш згладжений характер в силу несинхронності змін швидкості вітру та рівня споживання електроенергії. Так, для розосередженої по кількох регіонах групи ВЕС гарантована (тобто мінімальна) добавка потужності взимку становитиме близько 30% номінальної, а максимальна не перевищить 50%; влітку відповідно 15% та 30%. Отже, гарантована участь ВЕС у забезпеченні потужності ОЕС виглядає досить прогнозованою.

1. *Design and operation of power systems with large amounts of wind power.* IEA WIND Task 25. – Helsinki, 2012. – 100 p.
2. *Martin B., Diesendorf M.* Calculating the capacity credit of wind power / Simulation Society of Australia 4-th conference, 1980. – P. 36–42.
3. *Design and operation of power systems with large amounts of wind power.* IEA WIND Task 25, Phase one 2006-2008, – Helsinki, 2009. – 232 p.
4. *Olsson M., Perninge M., Soder L.* Modeling real-time balancing power demands in wind power systems using stochastic differential equations. *Electric Power Systems Research* – 2010. – № 80. – P. 966–974.
5. *Кузнецов М.П.* Моделирование параметров работы энергосистеми, які носять випадковий характер // Відновлювана енергетика. – 2012. – №3. – С. 5–9.
6. *Кузнецов Н.П.* Особенности моделирования мощности ветроэлектрических станций / Н.П.Кузнецов // Альтернативная энергетика и экология. – 2014. – №23. – С.44–48.
7. *Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Стелюк А.О.* та ін. Стохастичне моделювання режимів вітрових електростанцій // Відновлювана енергетика. – 2013. – №1. – С. 58–68.