

УДК 621.311

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

Особливості моделювання потужності вітрових електростанцій, розташованих на обмеженій території

Робота вітрових електростанцій внаслідок природної нестабільності може мати негативний вплив на забезпечення енергетичного балансу. Реальна оцінка такого впливу важлива для правильної організації роботи енергосистеми. Коректне моделювання сумісної роботи енергосистеми та групи ВЕС вимагає врахування особливостей поведінки вітру в місцях розташування ВЕС. Порівняння з фактичними даними для обраних регіонів дозволяє обрати найбільш адекватну математичну модель.

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

Работа ветровых электростанций вследствие естественной нестабильности может иметь негативное влияние на обеспечение энергетического баланса. Реальная оценка такого влияния важна для правильной организации работы энергосистемы. Корректное моделирование совместной работы энергосистемы и группы ВЭС требует учета особенностей поведения ветра в местах расположения ВЭС. Сравнение с фактическими данными для выбранных регионов позволяет выбрать наиболее адекватную математическую модель.

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

Важливою особливістю роботи вітрових електростанцій (ВЕС) є неконтрольований характер енергоносія, тобто вітру, що призводить до випадкових змін поточної потужності і може сприяти негативний вплив на загальну стабільність енергосистеми. Для коректної оцінки впливу ВЕС на роботу об'єднаної енергосистеми (ОЕС) необхідно описати їх роботу в параметрах, що відображають поточну потужність з відповідним темпом змін, а також гарантовані з різним ступенем імовірності максимальні та мінімальні значення потужності. Зокрема, це необхідно для визначення потреб у додаткових резервних потужностях. Вирішення цих питань в узагальненому вигляді, що дозволило б варіювати можливими обсягами та місцем розташування ВЕС при прийнятті рішення про їх будівництво, можливе побудовою адекватної математичної моделі.

Моделювання роботи енергосистеми можливе на різних часових масштабах – помісячно, щодобово, погодинно. Термін помітних змін у поточній потужності ВЕС – декілька хвилин, а часовий проміжок, на якому суттєво помітний вплив непостійності ВЕС – декілька годин [1]. Оскільки можуть виникнути аварійні ситуації, коли прийняття рішень на погодинній основі недостатньо,

важливо прогнозувати роботу енергосистеми в режимі неперервного часу. Для цього використовуються, зокрема, моделювання на основі стохастичних диференціальних рівнянь. Відповідні приклади такого моделювання наведено в роботах [2, 3].

Якщо проаналізувати фактичні дані про потужність енергосистеми, то послідовний ряд значень виглядає як періодичний випадковий процес, в якому явно простежуються добовий, тижневий та річний періоди (рис. 1). Можливі також інші періодичності, що може бути встановлено дослідженням автокореляцій часового ряду, створеного з регулярних записів поточної потужності ОЕС.

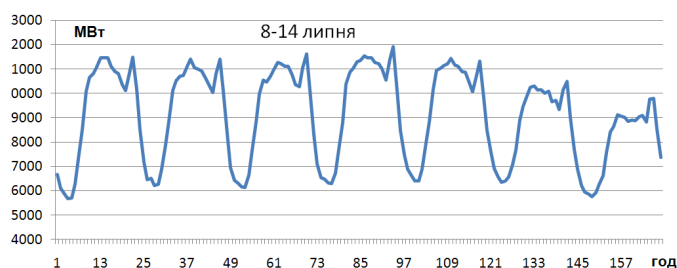


Рис. 1. Приклад добової циклічності роботи ОЕС протягом тижня.

При математичному моделюванні поточну потужність ОЕС звичайно представляють виразом $L(t)=\mu(t)+X(t)$ [2] з осередненою (трендовою)

складовою $\mu(t)$, відповідною до даного сезону, та стохастичною складовою $X(t)$, що описує нерегулярні зміни потужності впродовж доби. Ці зміни характеризуються випадковими стрибками за фіксований інтервал часу $\Delta(t_k)=X(t_k)-X(t_{k-1})$. Проте фактичні дані свідчать, що середні добові значення навіть у межах одного сезону також мають відмінності, залежні, зокрема, від температури повітря. Для адекватного математичного моделювання потужності ОЕС пропонується осереднену функцію $\mu(t)$ приймати відповідною до конкретного сезону (середньомісячна складова), а стохастичну складову розглядати як таку, що містить випадкову величину φ з характерною для сезону дисперсією σ^2 (середньодобова складова) та власне випадковий процес $X(t)$, що відповідає вимогам Орнштейна-Уленбека [3] і описує коливання потужності впродовж доби:

$$L(t) = \mu(t) + \sigma \cdot \varphi + X(t). \quad (1)$$

Розмах коливань випадкового процесу має бути в межах, допустимих для сумарної потужності енергоблоків ОЕС, а характер розподілу випадкової величини φ наближається до нормального при розширенні діапазону осереднення: $\varphi \sim \varepsilon = N(0,1)$. Тут символом σ позначено середньоквадратичне відхилення (СКВ). Таким чином, дисперсія усіх значень (1) буде визначена сумою міждобової (сезонної) дисперсії та середнього значення добових дисперсій.

Характерні дані про споживання електроенергії в Україні наведено в табл. 1 (дані ОІК "Укренерго"); тоді розрахункові значення складових у формулі (1) при моделюванні визначаються таким чином, щоб забезпечувалися як загальний рівень варіативності, так і співвід-

ношення між окремими випадковими складовими.

Наведені дані стосуються традиційної енергетики, оскільки відновлювані джерела (вітер, сонце) становили менше одного відсотка загальної потужності в означений період. При математичному моделюванні ВЕС, на відміну від формули (1) для традиційної ОЕС, слід врахувати наступні фактори: по-перше, до складу енергосистеми можуть входити декілька вітростанцій різної потужності, і кількість їх зростає; по-друге, між роботою окремих ВЕС у різних регіонах існує певна кореляція поточних потужностей. При цьому помічено, що короткотермінові перепади потужності практично незалежні, тоді як середньодобові значення мають досить високу кореляцію [4, 5]. Важливу роль при цьому відіграє розмір регіону, на якому розташовано ВЕС, та однорідність погодних умов. Так, для групи ВЕС, розташованих настільки близько одна до одної, що вітрові умови практично ідентичні, можна при моделюванні дану групу ВЕС вважати однією станцією. Для розосередженої групи, вітрові умови для якої суттєво різні (кореляція поточної потужності статистично незначима), можна обрати модель суми незалежних випадкових величин. Найчастіше ж територія розташування обмежена, наприклад, адміністративними кордонами чи географічною зоною, а кореляція вітрових умов простежується лише на певних часових діапазонах (рис. 2). Очевидно, у 5-хвилинному масштабі кореляція потужності різних ВЕС значно менша, ніж при 12-годинному осередненні; кореляція також падає зі збільшенням відстані між ВЕС.

Таблиця 1. Середньомісячні потужності ОЕС та їх стандартні відхилення (ГВт)

Місяць	2012 р.				2013 р.			
	Середня потужність	СКВ			Середня потужність	СКВ		
		добове	міждобове	місячне		добове	міждобове	місячне
лютий	26,58	2,07	1,69	2,68	23,07	2,09	0,69	2,20
липень	19,68	1,71	0,72	1,86	18,83	1,74	0,54	1,82
середнє за рік	21,26	1,84	1,13	2,18	20,73	1,94	0,87	2,14

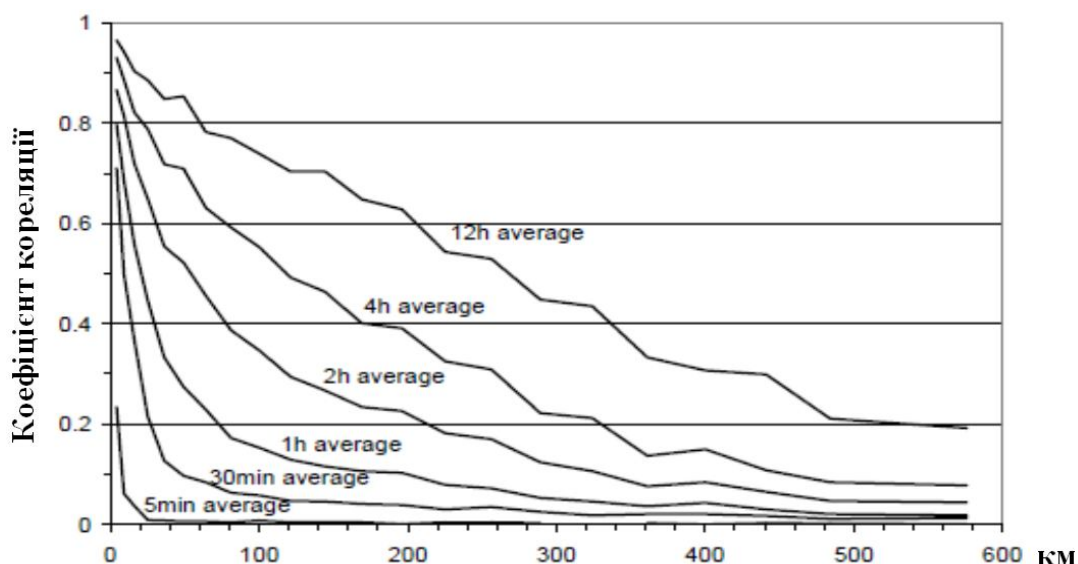


Рис. 2. Кореляція потужності різних ВЕС в залежності від відстані між ними та часового інтервалу осереднення [1].

Групи ВЕС, що територіально близькі і мають сильну кореляцію, можна вважати одним об'єктом, а слабо корельовані – незалежними. Таким чином, систему ВЕС можна розділити на певні групи, або кластери, що дозволяє спростити чисельний аналіз їх впливу на енергосистему. Отже, при розробці математичної моделі для групи ВЕС, розташованих на певній території, важливі як розмір території, так і однорідність погодних умов у часових інтервалах, застосованих у моделі.

Можливі наступні підходи до врахування кореляції потужностей ВЕС та математичної моделі:

- 1) для однієї великої ВЕС у складі ОЕС обирається модель, у якій випадковий процес моделює потужність ВЕС без урахування кореляції [2];
- 2) для кількох ВЕС можна моделювати їх потужності, корелюючи відповідно до значного (до місяця) повного набору фактичних даних [3];
- 3) для значної кількості ВЕС їх добові коливання потужності моделюються індивідуально,

а міждобові складові додаються як нормально розподілені випадкові величини, аналогічно формулі (1), і ці складові корелюють за середньодобовими фактичними даними;

4) якщо кількість ВЕС продовжує зростати, їх сумарну потужність можна представити як нормально розподілену (в силу центральної граничної теореми), кореляція може вважатися оберненою до відстані між окремими ВЕС, відповідно до неї розраховуються результуючі показники стохастичності сумарної потужності як випадкового процесу.

Виходячи з реальних вітчизняних умов (табл. 2), для моделювання роботи ВЕС застосовано той же підхід, що й для ОЕС, а саме – представлення у вигляді осередненого значення (трендової кривої), середньодобового значення як випадкової величини та поточних короткотермінових змін до зазначених складових як випадкового процесу типу Орнштейна-Уленбека.

Таблиця 2. Імовірнісні характеристики швидкості вітру (м/с) по регіонах, лютий 2012 р.

Регіон	Середня швидкість вітру	СКВ добове	СКВ місячне	СКВ міждобове	СКВ стрибків
1. Дніпропетровськ	6,11	1,89	3,41	2,84	1,17
2. Донецьк	6,54	1,91	3,8	3,28	1,24
3. Кривий Ріг	5,9	1,95	3,17	2,50	1,24
4. Луганськ	5,98	2	3,23	2,53	1,32
5. Одеса	6,66	2,15	3,34	2,54	1,21
6. Сімферополь	7,09	2,28	4,99	4,44	1,3
середнє	6,38	2,03	3,66	3,02	1,25

Кореляції середньодобових значень швидкості вітру для даного прикладу наведено в табл. 3; поточні (10-15 хвилин осереднення) значення не мають статистично значимої кореляції.

Таблиця 3. Коефіцієнти міжрегіональної кореляції середньодобової швидкості вітру

Регіон	1	2	3	4	5	6
1 Дніпропетровськ	1					
2 Донецьк	0,87	1				
3 Кривий Ріг	0,79	0,6	1			
4 Луганськ	0,64	0,83	0,47	1		
5 Одеса	0,53	0,26	0,69	0,05	1	
6 Сімферополь	0,67	0,44	0,52	0,18	0,61	1

Отже, модель для вітрових умов окремої ВЕС у загальному випадку матиме вигляд:

$$W(t) = \omega(t) + \sigma_1 \cdot \varepsilon + U(t). \quad (2)$$

Апроксимоване середнє $\omega(t)$ та випадковий процес $U(t)$ визначаються методами, викладеними в роботах [3, 6]. Однак розподіл вітру в загальному випадку не є нормальним, хоча в певному околі (при значних швидкостях вітру) наближається до нього. Загальновживаним є використання розподілу Вейбула, який, зокрема, застосовано в даній роботі.

При моделюванні не вітру, а безпосередньо потужності нормальність розподілу в моделі забезпечується, наприклад, логарифмуванням розрахункової потужності, або розподіл вважається нормальним в силу властивостей суми випадкових величин. Для великої групи з n ВЕС можна описати їх потужність виразом:

$$W_{\Sigma}(t) = \sum_{i=1}^n W^{(i)}(t), \quad (3)$$

де $W^{(i)}(t) = w^{(i)}(t) + U^{(i)}(t) + \sum_{j=1}^n \sigma_{ij} \varepsilon_j, n \gg 1,$

$$\text{або } W^{(i)}(t) = W_0 e^{\omega_i(t) + U_i(t) + \sum_{j=1}^n \sigma_{ij} \varepsilon_j}, \quad (4)$$

де випадкові складові $U(t)$ описуються виразом:

$$U(t_k) = U(t_{k-1}) \cdot e^{-\beta \Delta t} + \frac{\sigma}{\sqrt{2\beta}} \sqrt{1 - e^{-2\beta \Delta t}} \cdot \varepsilon \quad (5)$$

У випадку повної кореляції всіх ВЕС результуюча дисперсія дорівнювала б квадрату суми СКВ окремих ВЕС (властивість залежних випадкових величин). Результатом відсутності кореляцій (незалежності поточних значень потужності)

є зменшення сумарної дисперсії в n разів (для однакових за потужністю ВЕС), отже, результуюча дисперсія прямуватиме до нуля при необмеженому наростанні кількості некорельованих ВЕС. Загалом СКВ сумарної потужності групи ВЕС при зростанні кількості членів групи зменшуватиметься з темпом, пропорційним кореню квадратному з цієї кількості.

Приклад моделювання поточної потужності для групи з 6-ти ВЕС (табл. 2) зображено на рис. 3, візуально помітна однотипність поведінки модельованих величин (темп змін, розмах відхилень).

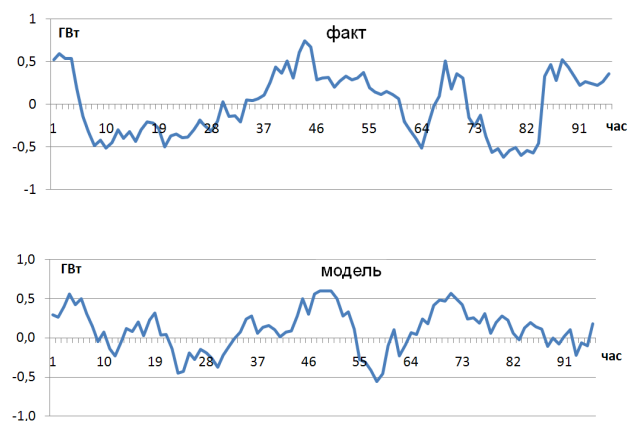


Рис. 3. Приклади фактичної зміни потужності (вгорі) та математичної моделі (внизу) для 15-хвилинних інтервалів.

При використанні моделі потужності ВЕС без урахування міждобової складової поточні стрибки видаються більшими (для забезпечення загального СКВ), і вплив кореляції буде вагомим. Якщо на підставі такої моделі розраховувати потребу в додаткових резервних потужностях за якимось із критеріїв, описаних в [7], то результати розрахунків виявляться дещо завищеними. В якості критеріїв розглядається імовірність зростання розмаху коливань потужності ОЕС з інтегрованими ВЕС порівняно з лише традиційними електростанціями. Результати порівняння потреб у резервуванні за різними моделями ВЕС наведено в табл. 4, фактичні дані в таблиці відповідають безпосередньому підрахунку для обраних місяців. Розраховано варіанти приєднання до ОЕС однієї ВЕС потужністю 1 ГВт або групи ВЕС сумарною потужністю 2 ГВт; розрахункові моделі потужності враховують міждобову складову або не враховують її (модель швидкості вітру враховує).

Таблиця 4. Порівняння потреб у додаткових резервах за різними моделями (ГВт)

Склад ОЕС	модель	метод 3,3 σ		імовірність 99,9%		імовірність 95 %	
		літо	зима	літо	зима	літо	зима
+ 1 ВЕС 1 ГВт	з міждобою	0,118	0,066	0,07	0,08	0,08	0,04
	без міждобою	0,126	0,106	0,13	0,25	0,11	0,10
	модель вітру	0,142	0,102	0,14	0,21	0,09	0,09
	факт	0,102	0,030	0,09	0,06	0,05	0,03
+ 6 ВЕС 2 ГВт	з міждобою	0,105	0,072	0,10	0,06	0,07	0,03
	без міждобою	0,208	0,215	0,18	0,20	0,10	0,07
	модель вітру	0,112	0,099	0,12	0,12	0,08	0,04
	факт	0,095	0,066	0,11	0,10	0,04	0,03

Для варіанту одиначної ВЕС взято середнє значення з результатів для кількох площадок, для розосередженої на 6-ти площадках групи ВЕС сумарна потужність передбачає рівномірний розподіл між площадками.

Якщо вважати фактичні дані за зразок, то модель потужності ВЕС з урахуванням міждобою складової (4) найкраще моделює фактичні дані для обраних місяців. Модель без урахування міждобою складової значно завищує розрахункову потребу в додаткових резервах. Модель вітру також дає завищені потреби в резервах для одиначної площадки, проте для сумарної ВЕС, розосередженої по значній території, результати вже ближчі до фактичних.

Висновки. Математична модель рівня споживання електроенергії розглядається як сума деякої функції від часу, що характеризує осереднене навантаження на енергосистему, та певного випадкового процесу. Представлення потужності ВЕС також використовує осереднену та випадкову складові, проте в цьому випадку моделювання потребує врахування вітрового потенціалу в межах території розташування, кореляції вітрових потоків на різних площадках. Точність представлення фізичних процесів математичною моделлю суттєво залежить від способу опису випадкової складової. Значно покращується результат порівняння модельованих та фактичних даних, якщо при розробці математичної моделі враховуються

випадкові параметри, притаманні різним часовим діапазнам. Зокрема середньодобові значення потужності вітрового потоку є добре корельованими на значній території, тоді як короткочасні зміни практично несинхронні. При цьому можна моделювати швидкість вітру, перераховуючи її потім у потужність, або безпосередньо потужність ВЕС. Порівняння результатів моделювання з фактичними даними дозволяє обрати методи, що забезпечують найкращу збіжність із практикою.

1. *Design and operation of power systems with large amounts of wind power.* IEA WIND Task 25, Final report. Helsinki, 2009. – 232 p.

2. *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.

3. *Кузнєцов М.П.* Моделювання параметрів роботи енергосистеми, які носять випадковий характер // *Відновлювана енергетика.* – 2012. – №3. – С. 5–9.

4. *Кузнєцов М.П., Кармазін О.О.* Вплив просторової дисперсії на сумарну потужність групи ВЕС // *Відновлювана енергетика.* – 2013. – №3. – С. 62–67.

5. *Кузнєцов М.П.* Забезпечення електроенергетичного балансу при наявності вітрових електростанцій // *Відновлювана енергетика.* – 2014. – № 2. – С. 60–64.

6. *Кузнєцов М.П.* Методи оцінки випадкових параметрів роботи енергосистем з інтегрованими вітровими електростанціями // *Відновлювана енергетика.* – 2014. – №1. – С. 59–64.

7. *Оценка энергосистемы для целей развития ветроэнергетики в Казахстане.* Проект ПРООН/ГЭФ. Финальный отчет. – Астана, 2011. – 65 с.