

УДК 621.548

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

Коливання індивідуальної та сумарної потужності групи ВЕС

Робота вітрових електростанцій супроводжується коливаннями потужності, які можуть мати негативний вплив на функціонування об'єднаної енергосистеми. Практичні дослідження вказують на певні рамки, в яких відбуваються перепади потужності ВЕС. Розмах коливань потужності та екстремальність режимів їх роботи залежать від складу та кількості ВЕС, їх географічного розташування.

Ключові слова: об'єднана енергосистема, вітрова електростанція, математична модель, логнормальний розподіл.

Работа ветровых электростанций сопровождается колебаниями мощности, которые могут оказать негативное влияние на функционирование объединенной энергосистемы. Практические исследования указывают на определенные рамки, в которых происходят перепады мощности ВЭС. Размах колебаний мощности и экстремальность режимов их работы зависят от состава и количества ВЭС, их географического расположения.

Ключевые слова: объединенная энергосистема, ветровая электростанция, математическая модель, логнормальное распределение.

Зростання частки вітрових електростанцій (ВЕС) у складі об'єднаної енергосистеми ускладнює можливості регулювання енергобалансу в силу випадкового характеру вітрової енергії. Одним із проблемних питань є зростання потреби у регулюючих потужностях, здатних компенсувати неочікувану зміну виробітку електроенергії на ВЕС. Важливими факторами при цьому є швидкість та амплітуда змін, їх узгодженість з добовими графіками споживання електроенергії та її виробництва іншими електростанціями. Очевидно, у випадку вітрових станцій можна говорити лише про оцінку імовірності таких факторів [1].

В наукових дослідженнях вплив вітрових електростанцій на роботу енергосистеми аналізується переважно шляхом математичного моделювання. Разом з тим існує значний досвід практичного використання ВЕС, зокрема щодо зміни потужності ВЕС при різких перепадах швидкості вітру. Так, за даними ІЕА для ВЕС в екстремальних погодних умовах зафіксовано стрибки потужності зі швидкістю 10-35% номінальної потужності за годину (окремі значення – майже до 40%) [2]. Проте середній темп змін – 5% на годину. Щодо змін за одну хвилину – зафіксовано максимальні значення 0,5-0,8% номінальної потужності. Розмах коливань потужності для одиничних

агрегатів у цілому більший, ніж для ВЕС, що займають значну територію. Так, для 1-годинного осереднення стандартне відхилення зростає десь на третину при переході від великої кількості ВЕУ (понад 250) до малої (до 14 одиниць). На більш тривалих інтервалах часу можливі суттєвіші коливання потужності; в екстремальних ситуаціях вітротурбіни зупиняють повністю. Грозивий фронт звичайно потребує 4-6 годин, щоб перетнути територію в сотні кілометрів. Для такого часового масштабу актуальним є застосування різних методів прогнозування роботи ВЕС.

Екстремальні перепади потужності, зафіксовані під час шторму [2]:

- у Данії: 2000 МВт (83% загальної потужності) зниження за 6 годин, та 12 МВт (0,5%) за хвилину;
- в Німеччині: понад 4000 МВт (58%) зниження протягом 10 годин, та 16 МВт (0,2%) за хвилину;
- в Ірландії: 63 МВт за 15 хвилин (приблизно 12% потужності), 144 МВт за годину (29%) і 338 МВт за 12 годин (близько 68%);
- у Португалії: 700 МВт (60% потужності) зниження за 8 годин;
- в Іспанії: 800 МВт (7%) зростання за 45 хвилин, а також 1000 МВт (9%) зниження за 1 годину 45 хвилин.

У Китаї технічні правила приєднання ВЕС до енергосистеми передбачають, що для потужностей до 30 МВт допустимі коливання не перевищують 6 МВт за годину (тобто в межах 20% номінальної потужності). Очікувані потужності прогноуються в диспетчерському плані ВЕС, і відхилення від плану мають бути в означених межах [3].

Для забезпечення надійності енергопостачання повинен постійно підтримуватися резерв потужності електростанцій, необхідний для заповнення втрати робочої потужності чи зростання споживання електроенергії. Зокрема вирізняють: первинний аварійний резерв, який може бути задіяний за час до 30 секунд і необхідний для сприйняття аварійного зниження частоти; вторинний резерв, який може бути задіяний за час до 15 хвилин і необхідний для покриття нормальних і аварійних небалансів потужності енергосистеми; навантажувальний резерв, необхідний для сприйняття випадкових коливань навантаження енергосистеми, який визначається перевищенням нерегулярного максимуму навантаження над прогнозом.

Наявність ВЕС із їх перепадами потужності створює додаткові вимоги до вторинного та навантажувального резервів. Обсяги резервування в імітаційних моделях оцінюються на основі статистичного підходу. При цьому часто використовується метод "три сигми" – це означає, що рівень трикратного стандартного відхилення потужності можна розглядати як довірчий діапазон для розміру резервного покриття.

Як сказано вище, рівень коливань поточної потужності ВЕС залежить від кількості вітроустановок (ВЕУ) та розміру регіону, на якому вони розосереджені. В роботі [4] показано, як змінюється стандартне відхилення потужності при переході від одиничної станції до групи ВЕС. У якості математичної моделі для опису сукупної роботи декількох випадкових частково залежних процесів використано диференційне векторне рівняння:

$$d\bar{X}(t) = -\beta \cdot \bar{X}(t)dt + \sigma \cdot d\bar{B}(t), \quad t \geq 0, \quad (1)$$

де $\bar{B}(t)$ є векторним випадковим вінерівським процесом; β та σ – матриці коефіцієнтів, що визначають швидкість зміни (зсув) та стандартне відхилення (волатильність) шуканого багатомі-

рного випадкового процесу $\bar{X}(t)$ типу Орнштейна-Уленбека [5]. Тут матриця β діагональна. Для кількох ВЕС, які частково корелюють між собою, модель зміни їх потужності може бути описана розв'язком (1) у вигляді [4]:

$$X^{(i)}(t_k) = X^{(i)}(t_{k-1}) \cdot e^{-\beta_i \Delta t} + \sqrt{\frac{1 - e^{-2\beta_i \Delta t}}{2\beta_i}} \cdot \sum_{j=1}^n \sigma_{ij} \varepsilon_j, \quad (2)$$

де i – номер ВЕС; n – їх кількість; ε_j – стандартизовані нормально розподілені випадкові величини. Тут $X^{(i)}(t_k)$ – випадковий процес, що описує потужність i -ї ВЕС у момент часу t_k ; $\Delta t = t_k - t_{k-1}$. Тоді сукупна дія групи ВЕС розглядається як синхронна сума кількох випадкових процесів. Стандартне відхилення суми визначається як сума коваріацій окремих процесів. Однак точність такої моделі залежить, зокрема, від того, наскільки близьким до нормального є реальний розподіл величин, що розглядаються як випадкові.

Для отримання випадкового процесу Орнштейна-Уленбека в роботі [5] пропонується застосувати логарифмічно нормальний розподіл. Використаємо для опису потужності ВЕС вираз:

$$P(t) = P_0 \cdot e^{\omega(t) + X(t)} - \delta, \quad (3)$$

де $\omega(t)$ – алгебраїчна функція, що представляє змінне в часі середнє значення логарифму від приведеної величини поточної потужності ВЕС (осереднений добовий хід), а $X(t)$ є стохастичним процесом і описується рівнянням типу (2). Тут P_0 – масштабний множник; δ – мала адитивна складова для уникнення сингулярності при $P(t)=0$. Апроксимація осереднених за певну годину доби місячних значень логарифму потужності (добового ходу) $\omega(t)$ за допомогою ряду Фур'є виглядає наступним чином (рис. 1):

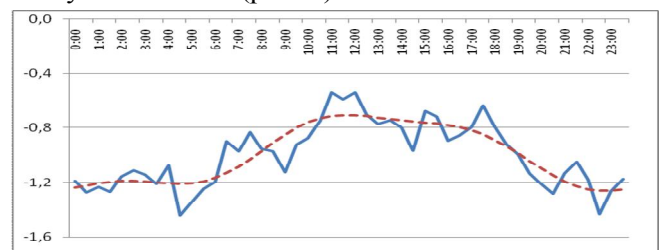


Рис. 1. Осереднення добового ходу логарифма потужності ВЕУ.

Щодо представлення $\omega(t)$ у виразі (3), логарифм середнього значення потужності не співпадає з середнім значенням логарифмів потужності (нерівність Йенсена для випуклої вгору функції). Однак при квазістаціонарному режимі навантажень (відсутності випадкової складової) граничний перехід до осередненого добового ходу потужності забезпечується властивістю моментів логнормального процесу:

$$M[P] = e^{\omega + \frac{1}{2}\sigma^2}, D[P] = (e^{\sigma^2} - 1) \cdot e^{2\omega + \sigma^2}, \quad (4)$$

де M позначає математичне сподівання; D – дисперсію; σ – стандартне відхилення випадкової складової – процесу $X(t)$. Отже, при наближенні процесу до стаціонарного його дисперсія прямуватиме до нуля, а логарифм середнього – до середнього значення логарифмів.

Розподіл логарифма потужності виглядає значно ближчим до нормального, ніж власне потужності [6]. Порівняння функцій розподілу для логарифмів потужності – фактичної та логнормальної (для ВЕУ номінальною потужністю 3000 кВт):

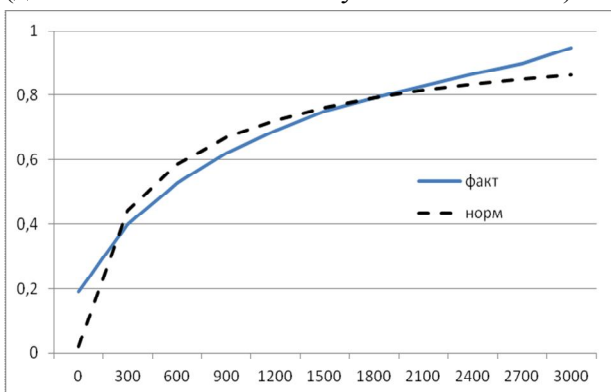


Рис. 2. Приклад інтегральної функції фактичного та нормального розподілу.

Як бачимо на рис. 2, кількість малих значень потужності (менше 0,1 від номінальної) досить добре моделюється логнормальним розподілом; разом з тим модель передбачає помітну кількість випадків потужності вище номінальної, що потребує введення спеціальної поправки (6).

Механізм математичного моделювання (1), (2) застосуємо до логарифмів потужностей (попередньо нормованих), які виступатимуть у якості випадкових процесів. Аналітичний розрахунок дисперсії сумарної потужності ВЕС при цьому ускладнено; простіше для вже змодельованих процесів, які враховують взаємну кореляцію, зро-

бити зворотній перерахунок в одиниці потужності шляхом експоненціювання і визначати дисперсію потужності при різних комбінаціях ВЕС безпосередньо перевіркою, з використанням методів Монте-Карло.

Сумарна потужність кількох ВЕС як сума експонент від модельованих випадкових процесів може бути представлена через суму частково залежних процесів:

$$U(t) = \sum_{i=1}^n P_i e^{\omega_i(t) + X^{(i)}(t)} - \sum_{i=1}^n \delta_i. \quad (5)$$

Оптимально для кожного окремого процесу обирати свої значення δ_i , які б забезпечували симетричність розподілу $X^{(i)}$. Тут неможливо представити результуючий процес як суму незалежних процесів, натомість кожен окремий процес $X^{(i)}$ є лінійною комбінацією n незалежних стандартизованих нормальних випадкових величин ε_i . Середнє значення суми процесів на певному часовому інтервалі прямуватиме до суми їх середніх значень відповідно до теореми Хінчина.

Для прикладу розглянемо фактичні дані про швидкість вітру з роботи [4], що відповідають записам кількох метеопостів на території України протягом місяця з інтервалом 30 хвилин. Дані щодо розглянутих площадок ВЕС наведено в таблицях 1, 2. Відстані між точками виміру – від 100 до 700 км. Відповідна потужність ВЕС розрахована як для ВЕУ мегаватного класу з типовою енергетичною характеристикою. Параметри диференційного рівняння (1) для логарифмів від потужності визначаються за тими ж формулами, як і для власне потужності [4]. Для групи ВЕС відповідно до (5) підсумовуються не логарифми, а потужності ВЕС, тобто експоненти модельованих значень. Надалі можна визначити характеристики розподілу отриманих реалізацій сумарної потужності.

Заниження середніх даних, яке спостерігається при моделюванні, спричинене штучним обрізанням верхніх значень модельованої потужності на рівні максимально допустимого значення (номінальної потужності ВЕС). Обмежень знизу нема, оскільки при експонуванні модельованої величини завжди будемо отримувати позитивне значення. При моделюванні нормально розподі-

леною випадковою величиною значення, вищі номінального, досить часті, особливо коли ВЕС працює з великим коефіцієнтом використання номінальної потужності. В цьому випадку для забезпечення рівності модельованої та фактичної середньої потужності ВЕС можна до апроксимованого значення $\omega(t)$ ввести поправку, що залежить від частки обмежених значень. Позначимо максимальне значення: $Y_m = \ln(P_{max}/P_0)$. Якщо представлення $Y = \omega + X$ має нормальний розподіл із середнім ω , то обмеженню зверху підлягають $[1 - \Phi(Y_m)]$ значень, де Φ – інтеграл імовірностей для Y , і математичне сподівання відкинutoї частини:

$$\Delta = \int_{Y_m}^{\infty} (y - Y_m) d\Phi(y). \quad (6)$$

Отже, модельований масив значень $P = e^{(\omega + \Delta + X)}$ матиме те ж середнє, що і фактичні (початкові) дані.

Для розрахунку параметрів випадкового процесу (1) було використано систему рівнянь для коваріацій потужності, які розраховано безпосередньо для фактичних даних, відображених у таблицях 1, 2. Враховано, що коваріаційна матриця симетрична і є добутком матриці волатильностей на

себе транспоновану: $[C_{ij}] = [\sigma_{ij}] \cdot [\sigma_{ji}]$. Для пошуку матриці $\sigma = [\sigma_{ij}]$ можна використати розклад Холецкого, який є однозначним для даної симетричної матриці і часто використовується в методах Монте-Карло для генерування корельованих випадкових величин – вектор $\bar{X} = \sigma \cdot \bar{\varepsilon}$ матиме багатовимірний нормальний розподіл з нульовим середнім та коваріаційною матрицею $[C_{ij}]$. Факторизація Холецкого – це варіант розв’язку з трикутною матрицею волатильностей: частина значень матриці є нульовою, і для групи ВЕС кожна наступна станція залежить від більшої на одну кількості випадкових величин ε_i (лінійна комбінація нормально розподілених випадкових величин є також нормальною випадковою величиною).

Таблиця 1. Логарифмовані дані щодо площадок ВЕС ($P_0=1000$)

| Регіон | D | β | δ | Δ |
|--------------------|------|---------|----------|----------|
| 1. Дніпропетровськ | 1,23 | 0,08 | 130 | 0,22 |
| 2. Донецьк | 1,04 | 0,08 | 185 | 0,34 |
| 3. Кривий Ріг | 1,02 | 0,09 | 180 | 0,14 |
| 4. Луганськ | 0,92 | 0,11 | 190 | 0,10 |
| 5. Одеса | 0,53 | 0,10 | 380 | 0,10 |
| 6. Сімферополь | 0,77 | 0,09 | 330 | 0,26 |

Таблиця 2. Коефіцієнти кореляції для логарифмів потужності ВЕС

| Регіон | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|
| 1. Дніпропетровськ | 1 | 0,78 | 0,67 | 0,53 | 0,45 | 0,40 |
| 2. Донецьк | 0,78 | 1 | 0,51 | 0,68 | 0,28 | 0,33 |
| 3. Кривий Ріг | 0,67 | 0,51 | 1 | 0,37 | 0,53 | 0,27 |
| 4. Луганськ | 0,53 | 0,68 | 0,37 | 1 | 0,07 | 0,19 |
| 5. Одеса | 0,45 | 0,28 | 0,53 | 0,07 | 1 | 0,32 |
| 6. Сімферополь | 0,40 | 0,33 | 0,27 | 0,19 | 0,32 | 1 |

Зазначимо, що кореляції потужностей і кореляції їх логарифмів близькі. Для якісної оцінки тісноти кореляції можна використати наступну класифікацію: 0,1-0,3 – слабкий зв’язок; 0,3-0,5 – помірний зв’язок; 0,5-0,7 – помітний зв’язок; 0,7-0,9 – тісний зв’язок; понад 0,9 – дуже тісний зв’язок.

Таблиця 3. Значення матриці волатильностей σ

| Регіон | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|--------------------|------|-------|-------|-------|------|------|
| 1. Дніпропетровськ | 0,45 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2. Донецьк | 0,31 | 0,30 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3. Кривий Ріг | 0,29 | 0,00 | 0,31 | 0 | 0 | 0 |
| 4. Луганськ | 0,25 | 0,17 | 0,00 | 0,33 | 0 | 0 |
| 5. Одеса | 0,16 | -0,04 | 0,08 | -0,07 | 0,27 | 0 |
| 6. Сімферополь | 0,16 | 0,00 | -0,02 | -0,03 | 0,06 | 0,34 |

Найбільш суттєвими в матриці $[\sigma_{ij}]$ є перший стовпчик (таблиця 3), що відображає взаємну кореляцію, та діагональні члени – визначаються дисперсією.

Моделювання роботи ВЕС із такими параметрами (для кожного варіанту розрахунку використано до 1000 реалізацій) дозволяє наступним чином оцінити змінний характер їх потужності.

При відсутності всяких обмежень на коливання потужності окремих ВЕС час їх простоїв становить 13-16% часу; робота з великою потужністю (понад 0,9 від номінальної) – 11-16% (середня потужність 0,30-0,37 від номінальної, таблиця 4). Для суми трьох ВЕС (Сімферополь, Одеса, Донецьк) час простоїв – 1,4%, велика потужність – 2,3%. Для сумарної ВЕС із усіх 6-ти регіонів простої становлять 0,4%, велика потужність 1,3% часу. Гістограми розподілу потужностей одиночної та групової ВЕС зображено на рис. 3.

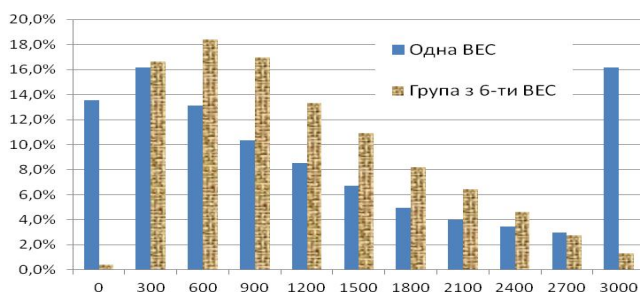


Рис. 3. Розподіл потужності одиночної та еквівалентної сумарної ВЕС.

Як бачимо, при синхронному складанні потужностей імовірність граничних (нульових чи максимальних) значень різко знижується, основна маса випадків концентрується в області середньої потужності.

Зміна потужності ВЕС за певний інтервал часу обмежена відповідними рамками, в силу особливостей вітрових потоків та технології роботи ВЕУ. Введення обмежень до математичної моделі веде до зменшення розрахункової дисперсії та деякого зменшення середньої потужності. Значення середньої потужності та стандартного відхилення при обмеженнях стрибків потужності рівнями 40% за годину (екстремальні значення для одиночної ВЕУ) та 10% (для ВЕС зі значним розосередженням ВЕУ по площадці) наведені в таблиці 4.

Як бачимо, обмеження в 40% практично не впливає на характер виробництва енергії, тобто є природним для характеру вітрового потоку. Натомість більші обмеження помітно впливають на мінливість процесу.

Імовірність значних перепадів потужності також зменшується при об'єднанні декількох ВЕС у єдиній енергосистемі. Гістограма стрибків потужності за годину (в частках номінальної потужності) для випадків обмеження до 40% та 10% зображена на рис. 4.

Таблиця 4. Імовірнісні показники потужності ВЕС при наявності обмежень (в одиницях номінальної потужності)

| Регіон | Без обмежень | | 40%/год | | 10%/год | |
|--------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|
| | Середня потужність | Стандартне відхилення | Середня потужність | Стандартне відхилення | Середня потужність | Стандартне відхилення |
| 1. Дніпропетровськ | 0,308 | 0,332 | 0,308 | 0,319 | 0,285 | 0,248 |
| 2. Донецьк | 0,334 | 0,345 | 0,323 | 0,318 | 0,306 | 0,259 |
| 3. Кривий Ріг | 0,304 | 0,329 | 0,306 | 0,317 | 0,269 | 0,236 |
| 4. Луганськ | 0,296 | 0,328 | 0,295 | 0,310 | 0,271 | 0,234 |
| 5. Одеса | 0,351 | 0,339 | 0,362 | 0,326 | 0,336 | 0,259 |
| 6. Сімферополь | 0,377 | 0,352 | 0,375 | 0,333 | 0,350 | 0,268 |
| Сума 3-х (2, 5, 6) | 0,352 | 0,243 | 0,358 | 0,230 | 0,335 | 0,188 |
| Сума 6-ти | 0,331 | 0,231 | 0,331 | 0,217 | 0,302 | 0,171 |

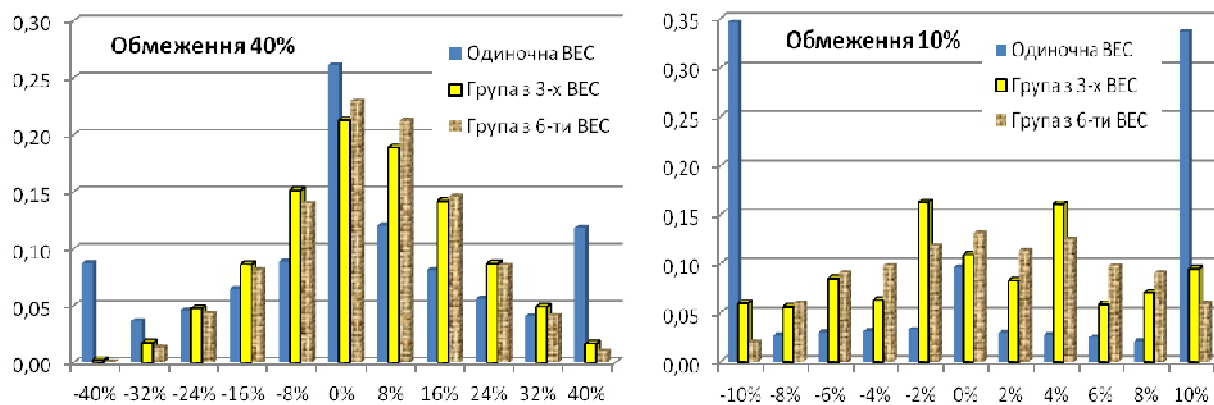


Рис. 4. Гістограма стрибків потужності одиночної та групової ВЕС.

За результатами розглянутих прикладів можна зробити наступні **висновки**.

Сумісна робота групи ВЕС, розташованих у різних регіонах, за впливом на об'єднану енергосистему суттєво відрізняється від локалізованої ВЕС. Одночасні граничні значення потужності (нульові чи максимальні) мають практично нульову імовірність при значному розосередженні ВЕС по території України, навіть у межах лише південних регіонів. Натомість поточні значення сумарної потужності знаходяться найчастіше поблизу середньої потужності, тобто зменшується дисперсія значень. Так само зменшується кількість значних перепадів потужності, робота ВЕС стає більш плавною. Ці відомі висновки завдяки запропонованій математичній моделі отримують числове вираження, яке загалом добре співпадає з безпосереднім підрахунком для окремих прикладів синхронних даних з метеопостів, проте має більш узагальнений характер.

Дослідження режимів роботи мережі вітрових станцій при різному поєднанні їх потужностей та географічного розташування дозволяє більш

коректно оцінити безпечні рівні впровадження вітрової енергетики, потреби у її забезпеченні резервними потужностями та акумулюванні надлишкової енергії, що необхідно для інтегрування значних потужностей ВЕС до об'єднаної енергосистеми.

1. Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Стелюк А.О., Гончаренко І.С., Ленга О.В. Стохастичне моделювання режимів вітрових електростанцій // Відновлювана енергетика. – 2013. – №1. – С. 58–68.
2. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. IEA WIND Task 25 final report, Helsinki, 2009. – 232 p.
3. Peng Yu, Wei Zhou, Yu Zhao, Hui Sun, Jian Liu, Yan Liu. A new method for balancing the fluctuation of wind power by a hybrid energy storage system // Information Technology Journal. 2012, v.11(1) – P. 58–66.
4. Кузнєцов М.П., Кармазін О.О. Вплив просторової дисперсії на сумарну потужність групи ВЕС // Відновлювана енергетика. – 2013. – №3. – С. 62–67.
5. Perninge M. Evaluating the uncertainties involved in net transmission capacity calculation. School of Electrical Engineering, KTH, Stockholm, Sweden, 2009. – 115 p.
6. Кузнєцов М.П. Застосування нормального розподілу до опису швидкості вітру // Відновлювана енергетика. – 2013. – №2. – С. 53–58.