

УДК 621.311.24:51-73

## ІМОВІРНІСНІ МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ ПОТОЧНОЇ ПОТУЖНОСТІ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

**С.О.Ужейко**, аспірант

Інститут відновлюваної енергетики НАН України,

02094, м. Київ, вул. Гната Хоткевича, 20А, тел./факс +38-044-206-28-09, e-mail: renewable@ukr.net

*Протягом останніх років у світі збільшується сумарна потужність вітрових електричних станцій, підключених до розподільчих мереж в якості розподілених генераторів енергії. При зростанні частки вітрової енергетики все більш значимим стає їх вплив на роботу енергосистеми через мінливий характер енергії вітру. Короткотермінове прогнозування графіків роботи ВЕС має враховувати випадкову природу вітру як енергоносія та забезпечувати надійність прогнозу. Тому все більш актуальності набувають імовірнісні методи прогнозування вихідної потужності вітрових станцій, які було розглянуто в даній статті. Бібл. 10, рис. 1.*

**Ключові слова:** енергосистема, вітроелектричні станції, методи прогнозування, швидкість вітру.

## PROBABILISTIC FORECASTING METHODS FOR WIND PLANTS CURRENT POWER

**S. Uzheyko**, Postgraduate Student

Institute of Renewable Energy, NAS of Ukraine,

HnataKhotkevycha, 20A, 02094, Kyiv-94, Ukraine, Phone/fax: +38-044-206-28-09, e-mail: renewable@ukr.net.

*Recent years the world total power of wind plants connected to distribution networks has increased. With the increasing of wind energy share their influence on the power grid operation increases significantly due to the changing nature of wind energy. Short-term forecasting of WP work schedules should take into account the random nature of the wind as an energy source and ensure the reliability of the forecast. Therefore, probabilistic methods of wind power forecasting considered in this article are becoming increasingly relevant. References 10, fig. 1.*

**Keywords:** power grid, wind plants, forecasting methods, wind speed.



Ужейко С.О.

Uzheyko S.O.

**Відомості про автора:** аспірант Інституту відновлюваної енергетики НАН України.

**Освіта:** Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського", факультет електроенерготехніки та автоматики.

**Область наукових інтересів:** програмування, відновлювана енергетика.

**Публікації:** 8 публікацій.

ORCID: 0000-0002-2789-8055

**Author information:** Postgraduate Student of the Institute of Renewable Energy of the NAS of Ukraine.

**Education:** National Technical University of Ukraine KPI on Electric Power Engineering and Automatics Faculty,

**Main research interests:** programming, renewable energy.

**Publications:** 8 publications.

ORCID: 0000-0002-2789-8055

### Перелік використаних позначень

ANN – штучна нейронна мережа;

ARIMA – авторегресія з рухомих середнім;

MAE – середня абсолютна похибка;

NWP – фізичні методи прогнозування погоди;

RMSE – середньоквадратична похибка;

Prob – імовірність;

PDF – функція щільності розподілу імовірності;

ВЕС – вітроелектрична станція;

ВМО – Всесвітня метеорологічна організація;

СКВ (STD) – середньоквадратичне відхилення.

**Вступ.** Щорічно у світі збільшується загальна встановлена потужність вітрових електричних станцій (ВЕС), зокрема у 2017 році було додано близько 60 ГВт потужності. Якщо збережеться така ж тенденція, то за прогнозами у 2021 році загальна потужність ВЕС перевищить 800 ГВт [1].

Вироблення електроенергії ВЕС залежить від швидкості вітру, яка в свою чергу залежить від погодних умов, природних перешкод та рельєфу місцевості. Вона також змінюється з висотою, тому носить випадковий характер і не може забезпечити стійку генерацію електроенергії для енергосистеми. Таким чином, коли частка енергії вітру в загальній розподільчій мережі зростає, то виникає значний неконтрольований вплив на енергетичну систему. Серед проблем, до яких це призводить, можна виділити ускладнення планування роботи традиційних електростанцій, задачі оцінки вартості виробленої електроенергії в залежності від типу кінцевого споживача, планування технічного обслуговування компонентів великих енергетичних установок, вітрових турбін або ліній електропередачі. Як наслідок, регулятори енергосистеми повинні скласти детальні плани розрахункового виробітку електроенергії та визначити резервну потужність. Для зменшення резервної потужності та збільшення частки вітрової енергії потрібне точне прогнозування вітрового потенціалу в кожному конкретному випадку та результуючої роботи ВЕС.

**Постановка задач прогнозування.** Прогноз – це обґрунтована ймовірнісна оцінка стану об'єкту або значення величини, що характеризує об'єкт або процес, через певний проміжок часу [2]. Процес прогнозування потребує побудови математичної моделі для залежності прогнозної величини від певних факторів, та власне отримання прогнозів на основі розробленої моделі.

Під короткостроковим прогнозуванням звичайно розуміють погодинні (іноді півгодинні) значення електричної потужності певної енергосистеми з горизонтом упередження 24-48 год. Під погодинними значеннями, як це прийнято в НЕК "Укренерго", вважають середню потужність за годину, яка за абсолютним значенням дорівнює спожитій за годину електричній енергії, але вимірюється в одиницях потужності. Особливи-

ми випадками є прогнозування потужності в певний час доби, оцінка добового максимуму та години максимуму генерації і навантаження. Більшість з вказаних прогнозів можна отримати з базового прогнозу погодинних значень, але інколи врахування особливостей прогнозованої величини може підвищити якість прогнозів.

Якість короткострокових прогнозів оцінюється за параметрами точності, стабільності та обґрунтованості отриманих результатів. Під точністю розуміють середнє відхилення розрахованих значень від фактичних і на практиці оцінюють за кінцевим остаточним показником за допомогою обраної метрики помилок, наприклад середньої абсолютної похибки MAE (*Mean absolute error*), або середньоквадратичної помилки (RMSE). Стабільність результатів може бути охарактеризована декількома способами. Найбільш загальним є побудова емпіричної функції розподілу похибки та її визначення. На практиці ж частіше використовують наступні показники: максимальна похибка, математичне очікування похибки, середньоквадратичне відхилення похибки, або стандартна девіація (STD), як у іменованих одиницях, так і у відсотках. Обґрунтованість прогнозу оцінюється відношенням кількості екстремальних похибок до їх загальної кількості. Під екстремальними мають на увазі похибки, які виходять за довірчий інтервал або не відповідають регламентованій точності прогнозу.

Постановка задачі прогнозування залежить від того, моделюється швидкість вітру чи енергія ВЕС. Порівняння безпосереднього прогнозування енергії і швидкості вітру з наступним перерахунком у енергію виявило, що використання прогнозів швидкості вітру дає перевагу для часових горизонтів в кількості до 8-12 годин, але для довших горизонтів помітних переваг у точності немає.

**Методи прогнозування.** Прогнозування у відновлюваній енергетиці набуло розвитку за останні 20 років. В основу прогнозування було покладено детермінований підхід (*deterministic forecasting*), що практикується на всіх енергетичних ринках із значним – до кількох відсотків загального споживання – рівнем проникнення вітрової електроенергії [3]. Проте в майбутньому очікується зміна парадигми на користь імовірніс-

них прогнозів в наступному поколінні енергосистем зі значною (понад чверть) часткою відновлюваних джерел енергії. Детерміновані підходи в таких системах вже не є достатніми. Ключовою головною вимогою для інструментів прогнозування стає використання невизначеностей (*uncertainties*), що походять із імовірнісних методів прогнозування і пропонують нові способи обробки інформації.

Для вирішення проблеми прогнозування розроблено багато методів, які можна розділити на дві категорії. Перша – фізичні методи, які використовують багато фізичних понять для досягнення найкращої точності прогнозування. Друга – це статистичні методи, такі як моделі авторегресії інтегровані з рухомим середнім ARIMA (*Autoregressive integrated moving average*), які спрямовані на пошук взаємозв'язку даних вимірюваної і прогнозованої потужності, зокрема в режимі онлайн.

Фізичні моделі використовують фізичні поняття, такі як місцевість, перешкода, тиск і температура для оцінки майбутньої швидкості вітру. Модель числових методів прогнозування погоди NWP (*Numerical weather prediction*) розроблено метеорологами для прогнозу погоди великомасштабного регіону. Вона не забезпечує точних результатів при короткостроковому прогнозуванні і використовує числові розв'язки рівнянь збереження (щодо маси, імпульсу, енергії) для даної місцевості; для представлення топографії використовуються цифрові тривимірні моделі площадки. Для врахування особливостей конкретної площадки застосовується окрема методика (наприклад, програмний пакет WAsP. Для зменшення остаточної похибки може бути використана модель вихідних статистик MOS (*Model output statistics*), що виконує інтерпретацію числових даних. Результати різних досліджень показують, що середня похибка прогнозу становить 10-20% від встановленої потужності ВЕС [4, 5].

Статистичні моделі в чистому вигляді намагаються знайти зв'язок між великою кількістю змінних, включаючи результати NWP і історичні масиви даних, та даними вимірюваної потужності в мережі, зазвичай використовуючи рекурсивні методи. Часто використовуються моделі так зва-

ної "чорної скриньки" з подальшою обробкою штучними нейронними мережами ANN (*Artificial neural networks*). Більш точні статистичні методи фактично використовують модель "сірої скриньки", де деякі вхідні властивості вітрової енергії використовуються для налагодження моделей до певної точності. Деякі статистичні моделі можуть бути виражені аналітично, інші – ні. Так, авторегресійна модель ARIMA має вигляд:

$$x_t = \sum_{i=1}^n \varphi_i x_{t-i} + \alpha_t - \sum_{j=1}^m \theta_j \alpha_{t-j}, \quad (1)$$

де  $\varphi_i$  – параметри авторегресії,  $\theta_j$  – параметри рухомого середнього,  $\alpha_t$  – нормальний білий шум,  $x_t$  – значення прогнозованої випадкової величини в момент часу  $t$ .

Фізичний метод має переваги при довгостроковому прогнозуванні, тоді як статистичний метод має переваги короткочасних (до кількох годин) часових горизонтів [6].

Популярності набувають різні моделі штучного інтелекту, а саме моделі ANN, нечіткої логіки, направляючих векторів та ін. За останнє десятиліття найбільшого поширення отримали багатосарові моделі ANN, що містять шари вхідних та вихідних даних та один чи більше прихованих прошарків, що містять множину нейронів. Модель нечіткої логіки використовує вагові величини (величину участі) в діапазоні (0...1) та невизначені змінні тобто типу "довгих", "середніх", "коротких". Вони використовуються, коли точні величини визначити складно. Головною перевагою моделей є їх здатність враховувати практичні результати, тобто самонавчатися; до недоліків відносять їх складність. Дослідження показують переваги нейронних моделей порівняно з авторегресійними [7].

Модель просторової кореляції враховує співвідношення швидкості вітру на різних площадках. Цей тип моделей більш трудомісткий, ніж традиційні моделі, оскільки потребує обробки великого обсягу даних. Похибки моделі при дослідженні знаходилися в межах від 14% до 4,5%.

Загалом моделі можуть бути класифіковані як ті, що використовують числову модель прогнозу погоди та ті, що обходяться без неї. Чи доцільне використання моделі NWP – залежить від часо-

го горизонту. Як правило, моделі прогнозування, що використовують прогнози NWP, перевершують інші підходи для горизонтів прогнозу, більших за 3-6 годин. Тому більшість програм, що використовуються на практиці, містять цей крок.

Можна виділити наступні типові ланки загальної моделі прогнозування. Швидкість і напрямок вітру масштабуються до висоти осі ротора вітротурбіни. Це передбачає декілька кроків: спочатку знаходять найефективніший рівень NWP. Результати моделі NWP можуть бути отримані для географічних координат ВЕС або для сітки оточуючих точок. У першому випадку модель можна охарактеризувати як "більш досконалі моделі кривої потужності", у другому – як "статистичне зменшення" моделі. Наступним кроком є так звана процедура зменшення масштабу. Зменшення масштабу дає швидкість і напрямок вітру для висоти осі ротора турбіни. Ці дані потім перетворюються на криву потужності. Деякі статистичні моделі пропускають цей крок і безпосередньо прогнозують виробництво електроенергії, але всі фізичні та деякі статистичні моделі містять цей проміжний крок явно або, принаймні, неявно. Залежно від горизонту прогнозу та наявності даних, вимірювані дані про потужність можуть використовуватися як додаткові. У більшості випадків фактичні дані є корисними для покращення залишкових помилок у підході MOS. Якщо доступні історичні дані, то більш точною є рекурсивна автокалібрувальна модель.

Якщо прогнозуватиметься лише одна ВЕС, то типові ланки тут закінчуються. Оскільки зазвичай споживачі хочуть отримати прогноз для загальної площі, яку вони обслуговують, то останній крок – це перехід від одиночного результату до загального. Якщо б всі ВЕС в районі мали свій прогноз, це передбачало б просте їх підсумовування. Однак, оскільки на практиці прогнозування для сотень вітрових установок надто трудомістке, деякі станції вибираються як вхідні для алгоритму перетворення. При цьому додатковою перевагою є те, що сумарна похибка розподіленої системи вітрових станцій зменшується.

**Особливості імовірнісного підходу.** Традиційно прогноз формулюється у вигляді певного детермінованого значення, проте сучасні методи

прогнозування можуть забезпечити більше інформації, і часто у вигляді прогнозованої невизначеності (ймовірних варіацій прогнозованого значення). Поки що такі прогнози не отримали широкого застосування, але вони можуть забезпечити значні можливості для покращення економічних результатів та надійності резервування в електроенергетиці, використовуючи додаткове інформаційне наповнення [8].

Найпоширеніше застосування прогнозів вітрової енергії відбувається при оперативному визначенні необхідного резерву енергосистеми. Це стосується процесів планування, коли виробникам електроенергії призначається статус ввімкнення/вимкнення і рівень потужності на певний період часу. Операторами енергосистеми зазвичай використовуються детерміновані прогнози завдяки пошуку єдиного "оптимального" рішення. Перевагою детермінованого прогнозування є менша трудомісткість [9]. Однак зростання частки відновлюваної енергетики збільшує вимоги до якості прогнозування, оскільки єдиних оцінок стає недостатньо.

У методичних документах Всесвітньої метеорологічної організації (ВМО) фактично висловлюється про ігнорування невизначеності в прогнозах [10]. ВМО стверджує, при наданні детермінованого прогнозу базова невизначеність все ще існує, і тому потрібно обрати найкраще припущення щодо ймовірного результату, незалежно від потреб користувача і наслідків від його рішень. Саме цей розрив у базовому розумінні невизначеності притаманний сучасним підходам до прогнозування, що призводить до неправильних рішень серед кінцевих користувачів, які практично не мають досвіду базової метеорології.

Для прогнозування невизначеності кількісна оцінка ускладнюється завдяки більш громіздким структурам параметрів. Статистичні методи при цьому використовуються для визначення таких показників, як "надійність", "чіткість" та "розділова здатність" [9]. Наразі для вирішення проблем невизначеності існує значний брак знань про методи та програмні засоби.

Чому і де слід застосовувати саме прогнози невизначеності? В метеорології це традиційно стосується прийняття рішень, що стосуються

безпеки людського життя (при попередженні наслідків стихійного лиха). В енергетиці це потреба у нових підходах до енергетичної безпеки та економічності прийнятих рішень, нових вимогах до інформаційного наповнення при управлінні мережами, зокрема щодо збалансованості та забезпеченні резервними потужностями. Є також специфічні вимоги ринку електроенергії, потреби в моніторингу поточного стану та експлуатації інфраструктурних об'єктів.

Зміна парадигми з детермінованої до стохастичної в діловій практиці дуже повільна [8]. Важливим є розуміння джерела невизначеності в процесі прогнозування; так, згідно з Всесвітньою метеорологічною організацією (ВМО), основними джерелами невизначеності в прогнозах погоди є: атмосферна непередбачуваність, невизначеність у інтерпретації даних, похибки при складанні прогнозу та інтерпретація результатів прогнозування.

Помилка прогнозу – це фактичне відхилення прогнозованого значення від виміряного значення в той же момент часу (в минулому чи теперішньому), тоді як прогнозована невизначеність відноситься до можливого діапазону помилок прогнозування у майбутньому. Для конкретного часу очікування  $t+k$  з прогнозним часовим горизонтом  $k$  інтервал прогнозу на момент часу  $t$  містить лише інформацію щодо границь розподілу з певною ймовірністю:

$$\text{Prob}\{P_{t+k}^L \leq P_{t+k} \leq P_{t+k}^H\} = \tau^H - \tau^L = \alpha \quad (2)$$

де  $\tau^H$  та  $\tau^L$  – квантілі номінальних інтервальних обмежень;  $\alpha$  – ймовірність знаходження шуканого значення потужності  $P_{t+k}$  всередині визначеного інтервалу в момент часу  $t+k$ .

При формуванні програми ІЕА "Прогнозування енергії вітру" (Wind Task 36) запропонова-

но такі визначення, як розсіювання похибки прогнозу (*forecast error spread*), довірчий інтервал (*confidence interval*), невизначеність прогнозу (*forecast uncertainty*), інтервал прогнозу (*forecast interval*).

Розсіювання похибки прогнозу визначається як фактично отримані відхилення прогнозу від відповідного спостереження в певний час. Це також може означати середнє значення помилки, розраховане за допомогою метрики помилок, наприклад СКВ – середньоквадратичне відхилення.

Можливий діапазон прогнозних значень в метеорології відображає невизначеність розвитку атмосферних процесів у майбутньому, та його звичайно представляють як множину (ансамбль) прогнозів, застосовуючи збурення до початкових і граничних умов фізичної моделі. Інтервали прогнозу визначаються як діапазон невизначеності, що відповідає вірогідності знаходження фактичних результатів в діапазоні прогнозованих значень. Інтервали прогнозу можна отримати параметричними методами (наприклад, Гаусів розподіл), непараметричними (наприклад, емпіричні функції розподілу, оцінка щільності ймовірності), або з ансамблю прогнозів щодо цільової змінної. Так, в моделі ARIMA (1) розкид значень прогнозу визначається амплітудою випадкової складової (білого шуму). З функцій щільності розподілу ймовірностей PDF (*Probability density function*) можна отримати квантілі, як у формулі (2), та моменти вищого порядку.

Потужність вітрової електроустановки можна вважати стохастичною змінною, та представляти її як ймовірнісну функцію. Її властивості можуть бути представлені квантилями, моментами розподілу (наприклад, середнє значення та дисперсія) або повною PDF, з якої можуть бути отримані потрібні параметри. Досить поширеним способом візуалізації є сукупність сценаріїв процесу (рис.1).

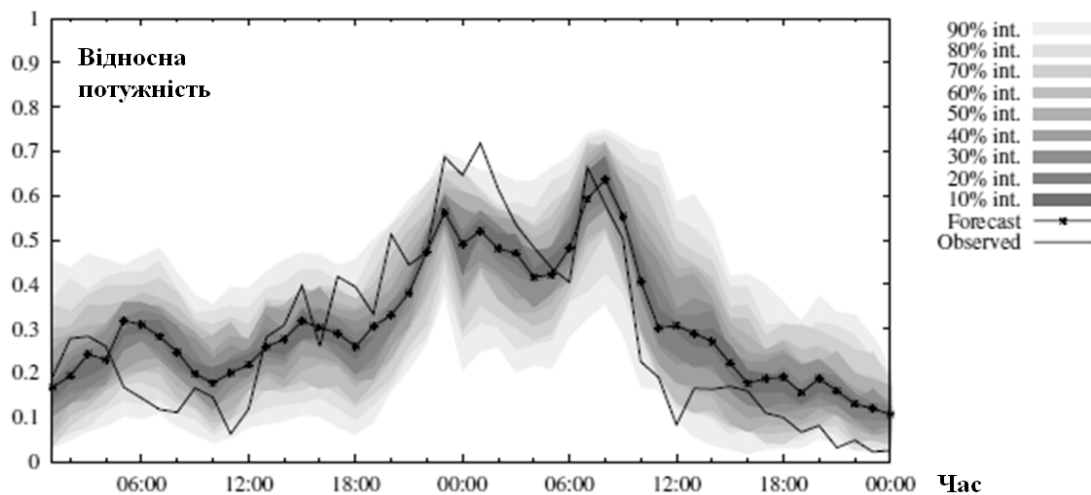


Рис. 1. Візуалізація прикладу представлення інтервалів прогнозу ВЕС [3].

Fig. 1. Visualization of an example of representing forecast intervals.

Застосування невизначеності прогнозу в енергетиці базується на трьох основних процедурах: статистичні методи імовірнісних прогнозів; ансамблі сценаріїв на основі статистичних даних; ансамблі прогнозу на основі фізичних принципів.

Перший тип "Статистичних методів імовірнісних прогнозів" (*Statistical methods of probabilistic forecasts*) засновано на статистичній обробці минулих (історичних) даних для отримання функції щільності розподілу імовірності (PDF) щодо можливого розсіювання прогнозів. Перевага таких методів – вони дешеві і прості у застосуванні. Недолік неможливо отримати реалістичне представлення невизначеності у просторовому та часовому вимірі. Також нема фізичної залежності для наступних результатів, оскільки оцінки базуються на минулій кліматології. Як правило, використовуються статистичні алгоритми навчання (наприклад, нейронні мережі) для врахування історії погодних параметрів у формі часових рядів, отриманих з моделей фізичних моделей прогнозу погоди NWP, що застосовуються у метеорології, та відповідних даних про генерацію електроенергії. Новий, більш досконалий метод аналогового ансамблю, який виконує пошук історичних аналогій для минулих подій, подібних до поточного прогнозу. Поки що метод є одномірним, а значить не враховує географічних або часових аспектів невизначеності.

Другий тип методів "Ансамблів статистичних сценаріїв" (*Statistically-based ensemble*

*scenarios*) продукує статистичні сценарії, які є результатом генерації сценаріїв з ймовірністю розподілу, отриманою із статистичних моделей. Це незалежні сценарії, на відміну від статистичного методу, базованого на функції PDF. Такі сценарії подібні до третього типу методів – фізичних ансамблів. Однак представлення невизначеності з статистичних сценаріїв враховують лише просторову мінливість прогнозу, оскільки вважаються сценаріями, а не ансамблями. Відхилення, що вказують на екстремальні події, наприклад, перевищення допустимої для вітрових турбін швидкості вітру, можуть бути виявлені лише з певною ймовірністю.

Третій тип методології, "Фізично обґрунтовані ансамблі" (*Physically based ensemble forecasts*) можна вважати пост-обробкою множини прогнозів NWP, які отримані шляхом збурення початкових або граничних умов і моделей фізичних збурень, як результат різних схем параметризації однієї моделі NWP ("мульти-схема") або різних моделей NWP ("мульти-модель"), з перерахунком в синхронні значення потужності ВЕС. Метод орієнтується на оцінку фізичної невизначеності погоди в майбутньому, крім того не лише минулого досвіду. На практиці це означає, що NWP ансамблі, особливо багатосхемний та багатосистемний підхід, враховують випадкові викиди, а також можуть моделювати події, що трапляються хоч за 50 років. Це чітка відмінність від статистичних методів, тому що навіть довгі часо-

ві ряди історичних даних містять занадто мало екстремальних подій, які матимуть вплив в алгоритмах навчання.

Деякі з найпоширеніших сьогодні застосовують прогнозу невизначеності в енергетиці: 1) балансування потужності або торгівля вітровою/сонячною енергією; 2) встановлення ймовірнісних вимог до резерву потужності; 3) інформаційне забезпечення для розуміння ситуації; 4) гнучке управління в інтелектуальних мережах; 5) швидкісна система оповіщення про вимкнення.

Для того, щоб забезпечити імовірнісні прогнози потужності ВЕС, потрібно врахувати ряд аспектів, особливо вирішальне значення має правильна математична вибірка з похибок прогнозів для репрезентативності результуючої невизначеності. У будь-якому випадку для кінцевих користувачів важливо зрозуміти, які методи можуть бути використані або можуть містити обмеження, не придатні за визначенням, і детально описати вимоги до їх застосування.

**Висновки.** На даний момент вже існує досить багато методів прогнозування швидкості вітру та вихідної потужності ВЕС, які застосовуються на практиці. Зазвичай це гібридні моделі, які поєднують фізичні моделі прогнозування і використовують їх результати як вхідні дані для статистичної моделі. Все більше уваги приділяється методам оцінки випадкової природи вітрової енергії та застосування імовірнісних підходів до організації роботи енергосистем з відновлюваними джерелами енергії. Набувають застосування методи штучного інтелекту, зокрема нейронних мереж та машинного навчання, які здатні істотно підвищувати точність прогнозування і самі по собі швидко розвиваються через використання в різноманітних сферах, не пов'язаних з енергетикою. З огляду на порівняно велику частку ВЕС в загальній електромережі України, яка кожного року зростає, актуальною задачею є створення програмного забезпечення для коротко і довготривалого прогнозування виробітку вітрових станцій на основі найбільш точних методів.

1. Global Wind Energy Insight: A 2017 Mid-Year Update. Electronic resource: [renewableenergyworld.com/ugc/articles](http://renewableenergyworld.com/ugc/articles).

2. Теоретичні та прикладні основи економічного, екологічного та технологічного функціонування об'єктів енер-

гетики / [В.О. Артемчук та ін.; за ред. А.О. Запорожця, Т.Р. Білан]. – Київ, 2017. – 312 с.

3. Möhrle C. atal. Uncertainty Forecasting Practices for the Next Generation Power System. Wind Integration Workshop, Berlin (DE), 26-29 June 2017.

4. Кузнєцов М.П. Методи прогнозування виробітку електроенергії вітровими електростанціями // Київ: Відновлювана енергетика. – 2010. – № 3. – С.42-48.

5. Sanchez I. Short-term prediction of wind energy production. International Journal of Forecasting, 22. – 2006, p.43– 56.

6. Ma Lei at al. A review on the forecasting of wind speed and generated power // Department of Electrical Engineering, Shanghai Jiaotong University, 2008.

7. Gregor Giebel. The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power A Literature Overview // Risø National Laboratory, 2016.

8. Ricardo J. Bessa at al. Towards Improved Understanding of the Applicability of Uncertainty Forecasts in the Electric Power Industry // *Energies* 2017, 10(9), 1402. Electronic resource: [www.mdpi.com/journal/energies](http://www.mdpi.com/journal/energies).

9. Möhrle C. Applications and Value of Uncertainty Forecasts. UVIG Forecasting Workshop, Atlanta (US), 21-22 June 2017.

10. Gill J. at al. Guidelines on communicating forecast uncertainty. World Meteorological Organization, Tech. Rep. WMO/TDNo. 4122, 2008.

## ВЕРОЯТНОСТНЫЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕКУЩЕЙ МОЩНОСТИ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

С.О.Ужейко, аспирант

Институт возобновляемой энергетики НАН Украины, 02094, г.. Киев, ул. Гната Хоткевича, 20А,

Тел. / факс + 38-044-206-28-09, e-mail: [renewable@ukr.net](mailto:renewable@ukr.net)

*В последние годы в мире увеличивается суммарная мощность ветровых электрических станций, подключенных к распределительным сетям в качестве распределенных генераторов энергии. При росте доли ветровой энергетики все более значимым становится их влияние на работу энергосистемы вследствие изменчивого характера энергии ветра. Краткосрочное прогнозирование графиков работы ВЭС должен учитывать случайную природу ветра как энергосистем и обеспечивать надежность прогноза. Поэтому все большую актуальность приобретают вероятностные методы прогнозирования мощности ветровых станций, которые были рассмотрены в данной статье. Библ. 10, рис. 1.*  
**Ключевые слова:** энергосистема, ветроэлектрическая станция, методы прогнозирования, скорость ветра.

## REFERENCES

1. Global Wind Energy Insight: A 2017 Mid-Year Update. Electronic resource: [renewableenergyworld.com/ugc/articles](http://renewableenergyworld.com/ugc/articles).

2. Theoretical and applied bases of economic, ecological and technological functioning of energy objects / [В.О. Артемчук et al.; for ed. А.О. Zaporozhets, Т.Р. Bilan - Kyiv, 2017. - 312 p. (Ukr.)

3. *Möhrlen C.* et al. Uncertainty Forecasting Practices for the Next Generation Power System. Wind Integration Workshop, Berlin (DE), 26-29 June 2017.

4. Kuznietsov M. Methods of wind farms electricity forecasting // Kyiv: Vidnovluvana energetika. – 2010, №3. – P.42-48. (Ukr.)

5. *Sanchez I.* Short-term prediction of wind energy production. International Journal of Forecasting, 22. – 2006, p.43– 56.

6. *Ma Lei* et al. A review on the forecasting of wind speed and generated power // Department of Electrical Engineering, Shanghai Jiaotong University, 2008.

7. *Gregor Giebel.* The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power A Literature Overview // Risø National Laboratory, 2016.

8. *Ricardo J. Bessa* et al. Towards Improved Understanding of the Applicability of Uncertainty Forecasts in the Electric Power Industry // *Energies* 2017, 10(9), 1402. Electronic resource: [www.mdpi.com/journal/energies](http://www.mdpi.com/journal/energies).

9. *Möhrlen C.* Applications and Value of Uncertainty Forecasts. UVIG Forecasting Workshop, Atlanta (US), 21-22 June 2017.

10. *Gill J.* et al. Guidelines on communicating forecast uncertainty. World Meteorological Organization, Tech. Rep. WMO/TD No. 4122, 2008.

#### ABSTRACT

The share of wind energy in total electricity consumption is increasing, which causes a significant uncontrolled impact on the energy system. This makes the problems for the traditional power plants planning and distribution grids stability, so as electricity market procedures. One of the ways to solve the problem is to improve the wind power short-term forecasting, usually within two days time horizon. To obtain reliable forecasts, many methods have been developed that can be divided into two categories – physical methods that use many physical concepts to achieve the best prediction accuracy, and statistical methods trying to find links between a large number of variables, including the results of physical predictions and historical data arrays. Different models of artificial intelligence and spatial correlations are gaining popularity. Typical step of the generalized forecasting model includes scaling the wind speed to the height of the wind turbine rotor axis. This data is then transferred to the generated power.

Traditionally, the forecast is formulated in the form of a certain deterministic power value. The advantage of such prediction is less complexity. However, the increase in the renewable energy share leads to the new requirements for predictive quality, and the elementary assessment becomes inadequate. The paradigm shift in favor of probabilistic forecasts is expected. Modern forecasting methods can provide more information, and often in the form of uncertainty forecasts. Statistical methods are used to determine such indicators as “reliability”, “sharpness” and “resolution”. The main sources of uncertainty in meteorology are atmospheric unpredictability, uncertainty of data interpretation, errors in the forecast composing and the forecast interpretation. Forecast uncertainty for application in the power in-

dustry contains next procedures: statistical methods of probabilistic forecasts, statistically-based ensemble scenarios, physically based ensemble forecasts.

The choice of prediction methods and the list of calculated results depends on the needs of end-users. It is important to determine which methods are acceptable or may contain restrictions. This is provided by studying the forecasting methodology and the growing requirements for the reliability of electricity supply.

#### РЕФЕРАТ

Частка вітрової енергетики в загальному споживанні електроенергії зростає, що викликає значний неконтрольований вплив на енергетичну систему. Це створює проблеми для планування роботи традиційних електростанцій та розподільчих електромереж, ринкових процедур з продажу електроенергії. Одним з шляхів усунення проблеми є запровадження короткострокового прогнозування роботи вітроелектричних станцій, звичайно в межах двох діб. Для отримання достовірних прогнозів розроблено багато методів, які можна розділити на дві категорії – фізичні методи, які використовують багато фізичних понять для досягнення найкращої точності прогнозування, та статистичні методи, щонамагаються знайти зв'язок між великою кількістю змінних, включаючи результати фізичних прогнозів і історичні масиви даних. Популярності набувають різні моделі штучного інтелекту, просторової кореляції. Типові ланки узагальненої моделі прогнозування включають масштабування швидкості вітру до висоти осі ротора вітроустановок. Ці дані потім перераховуються в генеровану потужність.

Традиційно прогноз формулюється у вигляді певного детермінованого значення потужності, Перевагою такого прогнозування є менша трудомісткість. Однак зростання частки відновлюваної енергетики збільшує вимоги до якості прогнозування, і елементарної оцінки стає недостатньо. Очікується зміна парадигми на користь імовірнісних прогнозів. Сучасні методи прогнозування можуть забезпечити більше інформації, і часто у вигляді прогнозованої невизначеності. Статистичні методи при цьому використовуються для визначення таких показників, як "надійність", "чіткість", "розділова здатність". Основними джерелами невизначеності в метеорології є атмосферна непередбачуваність, невизначеність у інтерпретації даних, похибки при складанні прогнозу та інтерпретація результатів прогнозування. Застосування невизначеності прогнозу в енергетиці базується на трьох основних процедурах: статистичних методах імовірнісних прогнозів; застосуванню ансамблів прогнозованих сценаріїв на основі статистичних даних; застосуванні ансамблів прогнозу на основі фізичних принципів.

Вибір методів прогнозування та переліку розрахункових результатів залежать від потреб споживачів, При цьому важливо визначити, які методи є прийнятними або можуть містити обмеження. Це забезпечується вивченням методології прогнозування та зростаючого рівня вимог до надійності забезпечення електроенергією.

Стаття надійшла до редакції 07.02.2018

Остаточна версія 21.03.2018