

АНАЛІЗ СЕЗОННОЇ ТА ДОБОВОЇ МІНЛИВОСТІ ПАРАМЕТРА ВЕРТИКАЛЬНОГО ПРОФІЛЮ ВІТРУ

Отримано 02 лют. 2023; рекомендовано до публікації 22 бер. 2023
Доступно онлайн 31 бер. 2023

К. В. Петренко¹, М. П. Кузнєцов²
І. В. Іванченко³, О. О. Кармазін⁴

Автор для кореспонденції: Олексій Кармазін,
e-mail: alexey.karmazin@gmail.com

¹ аспірант.
<https://orcid.org/0009-0004-4658-9946>

² д-р техн. наук.
<https://orcid.org/0000-0002-0497-7439>

³ інженер I категорії.
<https://orcid.org/0000-0002-5083-4180>

⁴ канд. техн. наук.
<https://orcid.org/0000-0002-7628-6880>

Мета статті – встановити закономірності добового та сезонного ходу параметра вертикального профілю вітру на площадці діючої ВЕС та його вплив на прогнозування виробітку електричної енергії.

У роботі досліджено сезонні та добові коливання параметра вертикального профілю вітру α за період в 1 рік (50 831 ряд унікальних вимірів) за вісьма румбами.

Встановлено, що використання середнього параметра α для кожного з восьми румбів дає змогу зменшити середню відносну похибку швидкості вітру на верхньому давачі з 6,39 до 3,90 %; урахування сезонної мінливості параметра вертикального профілю α дозволяє зменшити середню відносну похибку до 3,78 %, а врахування добової мінливості – до 3,20 %.

Оскільки середні швидкості вітру варіюють у діапазоні інтенсивної зміни потужності ВЕУ, то означені похибки у визначенні швидкості вітру призводять до значного зростання похибок у розрахунках потужності й виробітку електроенергії ВЕУ. Так, при швидкості вітру, близькій до 8 м/с зменшення похибки у розрахунковій швидкості вітру на 3 % приведе до зменшення погрішності у значенні показника виробітку електроенергії на 7-8 %, залежно від типу ВЕУ. Для сучасної вітроенергетики таке уточнення вважається істотним, отже, пропонуване дослідження має практичну цінність.

Бібл. 21, табл. 2, рис. 9.

Ключові слова: параметр вертикального профілю вітру, вертикальний профіль вітру, швидкість вітру, роза вітрів.

^{1, 2, 3, 4} Інститут відновлюваної енергетики
НАН України, м. Київ, Україна.

SEASONAL AND DAILY VARIABILITY ANALYSIS OF THE WIND SHEAR COEFFICIENT

Received 02 Feb. 2023; accepted 22 Mar. 2023
Available online 31 Mar. 2023

К. Petrenko¹, М. Kuznietsov²,
І. Ivanchenko³, О. Karmazin⁴

Author for correspondence: Oleksii Karmazin,
e-mail: alexey.karmazin@gmail.com

¹ Doctor of Tech. Sciences.
<https://orcid.org/0000-0004-4658-9946>

² Senior teacher.
<https://orcid.org/0000-0002-0497-7439>

³ engineer of the 1st category.
<https://orcid.org/0000-0002-5083-4180>

⁴ Cand. of Tech. Sciences.
<https://orcid.org/0000-0002-7628-6880>

The purpose of the article is to establish the regularities of the daily and seasonal dynamic of the wind shear coefficient at the site of the operating wind power plant and its influence on the electricity production forecast.

Seasonal and diurnal fluctuations of the vertical wind shear coefficient α for a period of 1 year (50,831 series of unique measurements) for eight rhumbs were investigated in the paper.

^{1,2,3,4} Institute of Renewable Energy NAS of
Ukraine, Kyiv, Ukraine.

It was found that the use of the average coefficient α for each of eight rhumbs allows to reduce the average relative error of the wind speed on the upper sensor from 6.39 % to 3.90 %; usage the seasonal variability of the vertical profile parameter α leads to reducing the average relative error to 3.78 %, and taking into account the daily variability - to 3.20 %.

Since the average wind speeds are in the range of intensive changes in the power of wind turbines, the specified errors in the wind speed determination lead to a significant increase in errors in the calculations of power and electricity production of wind turbines. Thus, at a wind speed close to 8 m/s, a 3 % reduction in the calculated wind speed error will lead to a 7-8 % reduction in the value of the electricity production error, depending on the type of wind turbine. For modern wind energy, such clarification is considered to be essential, that determines the practical value of the proposed study.

Ref. 21, tabl. 2, fig. 9.

Keywords: wind shear coefficient, vertical wind profile, wind speed, wind rose.

Перелік використаних скорочень та позначень

ВЕУ – вітроелектрична установка

ВЕС – вітроелектростанція

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ОЕС – об'єднана енергосистема

МС – метеорологічна станція

Вступ. Атмосфера Землі за своїми фізичними властивостями неоднорідна як по вертикалі, так і по горизонталі.

За характером взаємодії із землею поверхню атмосферу поділяють на пограничний шар (шар тертя) і вільну атмосферу. В пограничному шарі (висотою до 1,0–1,5 км) на параметри атмосфери значний вплив мають земна поверхня та сили турбулентного тертя. В цьому шарі добре прослідковуються добові зміни усіх метеорологічних параметрів.

У пограничному шарі виділяють приземний шар атмосфери (висотою 50–100 м), в межах якого метеорологічні величини (зокрема, швидкість вітру) суттєво змінюються з висотою [1].

Біля земної поверхні та на певній висоті над нею (z_0) швидкість вітру знижується до 0 м/с. Цей шар називається шаром шорсткості і змінюється від 0,03 см (для пустелі) до кількох метрів (для лісів та міської забудови). Зі збільшенням висоти результуюча сила тертя зменшується, внаслідок чого швидкість вітру з висотою зростає за модулем і під впливом обертаючої сили Землі здійснює правий поворот, наближаючись до напрямку геострофічного вітру. За розрахунками [1], швидкість вітру в приземному шарі стрімко зростає (за логарифмічним законом), тоді як напрямок вітру змінюється мало (2–5°). На висоті понад 100 м над землею поверхню швидкість вітру зростає повільніше, а напрямок змінюється швидше.

Основною причиною добре вираженого добового ходу швидкості вітру в приземному шарі є зміни інтенсивності турбулентного обміну впродовж доби. В денні години внаслідок збільшення термічної нестійкості атмосфери збільшується і турбулентний обмін, тому екстремуми у добових графіках швидкості вітру на різних рівнях над землею поверхню можуть не лише не збігатися, а й бути у протифазі [2], що в свою чергу ускладнює

можливість прогнозування зміни швидкості вітру з висотою (особливо в короткочасовому масштабі) [3, 1]. Сезонний хід швидкості та напрямку вітру на різних висотах над землею поверхню теж є чітко вираженим та має свої закономірності [4].

Вітроенергетика зазнала стрімкого зростання на світовому енергетичному ринку завдяки розробці вітрових турбін з високими вежами, що виходять за межі приземного шару атмосфери. Розуміння умов зміни швидкості вітру, точність оцінки параметра вертикального профілю вітру є ключовими факторами для оцінювання вітрового потенціалу та прогнозування виробництва електроенергії. У [5] розглядається вплив атмосферної стабільності на профіль вітру, виробництво електроенергії та ін. Дослідженнями, пов'язаними з оцінкою вітрових ресурсів, встановлено, що незначне відхилення у швидкості вітру викликає велике відхилення у значенні вихідної потужності вітрової турбіни через кубічний зв'язок між цими двома параметрами [6]. Сучасні дослідження доводять, що точні оцінки швидкості вітру на висоті осі ротора ВЕУ мають вирішальне значення для цілей експлуатації ВЕС, таких як прогнозування та робота мережі, а також для оцінки вітропотенціалу в регіональному масштабі. Результати дослідження [7] вказують на те, що спрощені методи визначення параметра вертикального профілю вітру α призводять до похибки середнього значення швидкості вітру на 23–33 %. Вдосконалення методів оцінки параметра вертикального профілю вітру забезпечить точність прогнозування вітроенергетичного потенціалу задля визначення оптимального розміщення ВЕС.

Однією із сучасних задач вітроенергетики є підвищення точності прогнозних моделей виробітку електроенергії, оскільки зростання частки ВЕС у складі ОЕС призводить до ускладнення регулювання енергобалансу, тому що надходження вітрової енергії має випадковий характер.

Крім того, є низка нормативних вимог щодо прогнозування виробітку електроенергії ВДЕ [8]. Зокрема, законодавством передбачено досить жорсткі вимоги до прогнозування поточної потужності ВДЕ, в тому числі заявка виробника електроенергії має містити не лише сумарну прогнозовану вироблену енергію на наступну добу, а й погодинний графік.

Таким чином, надзвичайно важливо з'ясувати закономірності розподілу швидкості та напрямку вітру на різних висотах, дослідити, як змінюється вертикальний профіль вітру залежно від часу доби та сезону, а також якою мірою фактичний напрям вітру визначає вертикальний профіль вітру.

Метою цієї роботи є встановлення закономірностей добового та сезонного ходу швидкості вітру на різних висотах для діючої ВЕС для підвищення точності прогнозування.

Матеріали та методи. Для прогнозування виробітку електричної енергії ВЕУ використовуються дані про швидкість вітру на висоті осі ротора. Для ВЕУ малої потужності (100–300 кВт), висота осі ротора яких становить 20–40 м, технічно нескладно організувати вимірювання параметрів вітру на потрібній висоті, проте ВЕУ мегаватного класу і вище мають висоти осі ротора від 80 м (наразі до 165 м [9]). Тому виникає потреба в пошуку інструментів перерахунку швидкості вітру з висоти вітровимірювального приладу до висоти осі ротора майбутньої ВЕУ [10].

Для перерахунку швидкості вітру з висоти h до висоти осі ротора можна застосувати формулу Хеллмана [11]

$$v^H = v^h \left(\frac{H}{h} \right)^\alpha, \quad (1)$$

де v^H – швидкість вітру на висоті осі ротора ВЕУ H (м) над землею поверхнею,

v^h – швидкість вітру на висоті давача $h < H$ (м) над землею поверхнею,

α – параметр вертикального профілю вітру, який враховує вплив оточуючого ландшафту на швидкість вітру.

Спочатку параметр вертикального профілю вітру α мав конкретне значення ($\frac{1}{5}$), пізніше, для територій з незначною шорсткістю підстильної поверхні, було запропоновано використовувати $\alpha = \frac{1}{7} \approx 0,14$ [12]. Згодом було запропоновано таблицю значень параметра α , в якій значення змінювалися залежно від оточуючих ландшафтів від 0,1 (для рівної землі та відкритих водойм) до 0,4 (для міської забудови) [13, 14] та навіть до 3,0 (для середмість з високою забудовою) [15].

У приземному шарі атмосфери часто використовують два типи законів профілю вітру: теоретично отриманий логарифмічний профіль з поправками на нейтральну температурну стратифікацію атмосфери та емпіричний

степеневий закон [16]. Часто наголошується на необхідності встановлення змінних індексів степеневого закону α , які залежать від вибраної локації та є критичними для розрахунків швидкості вітру [17].

Використання табличних значень параметра вертикального профілю вітру доцільне в процесі попереднього оцінювання вітрового потенціалу певної території, коли єдиним джерелом інформації є багаторічні метеорологічні дані найближчої МС.

У цій роботі для аналізу сезонної та добової мінливості вертикального профілю вітру було використано дані реальних спостережень за швидкістю та напрямком вітру на площадці Ботіївської ВЕС (Запорізька обл.) на двох висотах (66 та 94 м) тривалістю в один рік (з 14.02.2015 до 13.02.2016). Обсяг вибірки становив 50 831 унікальних рядів значень.

Первинна обробка даних включала в себе:

- виключення випадків, в яких швидкість вітру на нижньому давачі вища за швидкість вітру на верхньому давачі [10];
- пари значень швидкості вітру, для яких розрахований параметр вертикального профілю вітру α перевищує 0,5 [10];
- виключення швидкостей вітру менше 3 м/с (через те, що стартові швидкості за кривими потужностей більшості виробників сучасних ВЕУ вищі 3 м/с).

Обсяг робочої вибірки – 32 584 вимірів.

Актуальність дослідження. На діючих МС стандартна висота вітровимірювального приладу становить 10 м, тоді як реальна висота сучасних ВЕУ становить кілька десятків метрів. Так, для ВЕУ типу Vestas V112-3.0 (встановлені на найбільшій українській ВЕС – Ботіївській) висота вежі становить 84–119 м, а діаметр ротора – 112 м. Отже, коректне визначення реальної потужності ВЕУ має спиратися на якісне моделювання вертикального профілю вітру.

Вважаємо, що ВЕУ має типову енергетичну характеристику (рис. 1), висоту осі ротора H (м) та радіус поверхні обмаху ротора R (м). Для зручності всі розміри відносимо до висоти H , тоді висота рівна 1, радіус $R/H = r$, поточна висота $h/H = y$. Номінальна потужність ВЕУ $P_{\text{ном}} = 1$, тобто $P_n(V) = \frac{P(V)}{P_{\text{max}}}$, де P_n – відносна (нормована) потужність ВЕУ, P – реальна потужність, P_{max} – максимальна (розрахункова) потужність (МВт).

Оскільки швидкість вітру змінюється з висотою, то вздовж поверхні обмаху ротора питома потужність становитиме $p(y) = p[V(y)] = \frac{P_n(V)}{S}$, де $S = \pi r^2$ – площа поверхні обмаху. Тоді повна потужність ВЕУ визначається інтегруванням питомої потужності по всій поверхні обмаху ротора:

$$P_{\Sigma} = P_n(\alpha, y_0, V_0) = \int_S p(y) ds = \frac{2}{\pi r^2} \int_{1-r}^{1+r} p(y) \sqrt{r^2 - (1-y)^2} dy, \quad (2)$$

де вигляд функції $p(y)$ визначається енергетичною характеристикою ВЕУ.

У загальному випадку інтеграл (2) не має аналітичного розв'язку. В окремому випадку, при $\alpha = 0$, тобто $V(h) = V_0$, отримуємо $P_{\Sigma} = P(V_0)$.

Оскільки вигляд $P(V)$ здебільшого задається таблично, то інтегрування доцільно виконувати в скінченних різницях; для зручності криву потужності можна апроксимувати поліномом (сплайнами), логістичною кривою тощо.

Встановимо, наскільки відрізнятиметься P_{Σ} від $P_n(V_0) = P_0$ та від $P_n[V(1)] = P_1$ залежно від α , тобто наскільки крутизна вертикального профілю впливає на точність визначення реальної потужності ВЕУ при відомій швидкості вітру на тестовій висоті.

Розглядаємо досить типову ситуацію, коли енергетична характеристика ВЕУ аналогічна зображеній на рис. 1, при цьому $r = 0,6$. Тестова швидкість вітру виміряна на висоті $y = 0,5$ – тобто на нижній частині поверхні обмаху ротора. На рис. 2 зображено значення розрахункової відносної потужності ВЕУ на осі ротора $P(1)$ залежно від тестової швидкості вітру та показника α . Саме ця потужність використовується при оцінці виробітку електроенергії ВЕУ.

Розглядалися значення α в межах від 0,1 до 0,3.

Як видно на рис. 2, найбільший вплив параметра вертикального профілю швидкості вітру на значення розрахункової потужності ВЕУ помітний при швидкостях, що входять до діапазону ΔV (рис. 1), а саме зони інтенсивного зростання потужності. Очевидно, при менших швидкостях вітру ВЕУ переважно не працює, а при більших входить в режим регулювання з постійною потужністю. Цей ефект помітний також для потужності (2), визначеної інтегруванням по поверхні обмаху ротора. На рис. 3 зображено відношення інтегральної потужності P_{Σ} (як

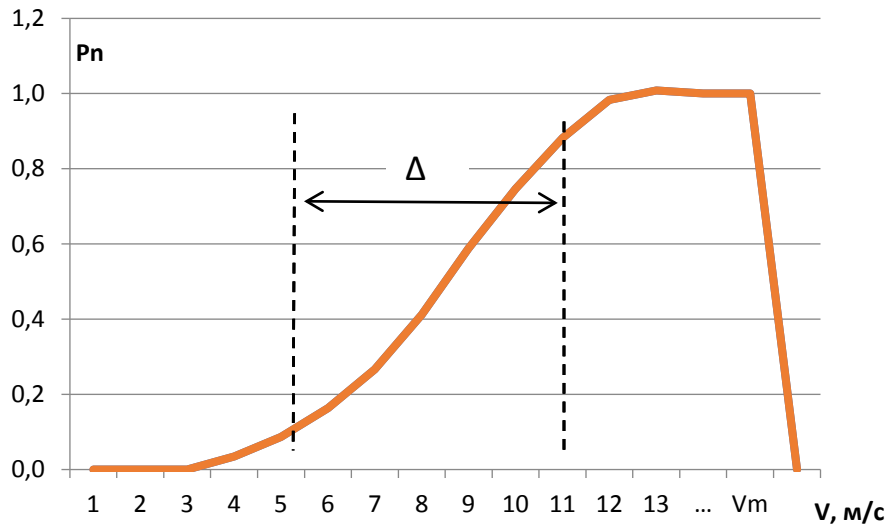


Рис. 1. Типова енергетична характеристика ВЕУ

Fig. 1. Typical energy characteristics of wind turbines

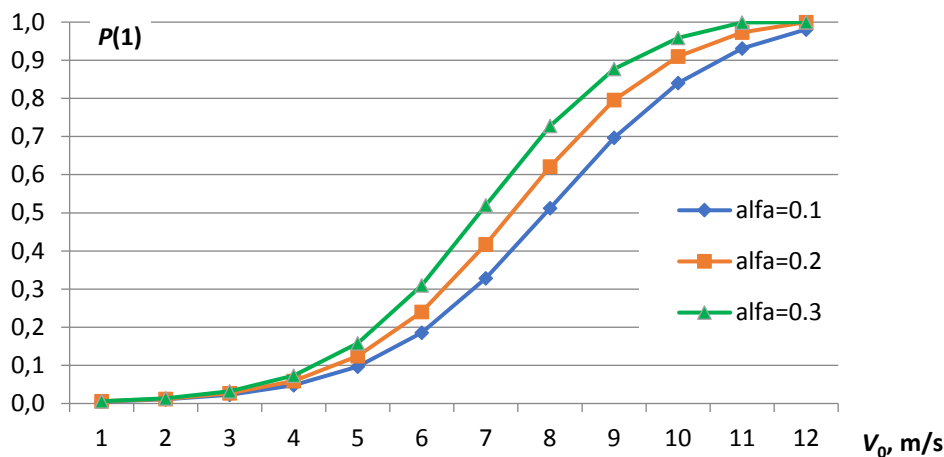


Рис. 2. Розрахункова відносна потужність ВЕУ

Fig. 2. Estimated relative power of wind turbines

розрахованої точніше) до $P(1)$ як орієнтовної при наближених розрахунках.

З рис. 2, 3 випливає, що при зростанні показника α похибка оцінки теоретичної потужності зростає і може коливатися в межах 5 % – це вплив точності визначення параметра вертикального профілю швидкості вітру, при цьому тестова швидкість вітру визначена досить високо – на половині висоти вежі ВЕУ. Ще помітнішим є вплив оцінки вертикального профілю, якщо вежа ВЕУ

значно більша від тестової висоти. На рис. 4 зображено розглянуті вище залежності при $y = 0,1$ (наприклад, висоті вежі ВЕУ $H = 100$ м за умови $h_0 = 10$ м). Це характерно для потужних ВЕУ мегаватного класу.

Отже, точність побудови вертикального профілю – визначення параметра α – істотно впливає на розрахункову потужність ВЕУ, як орієнтовну (за значенням швидкості вітру на осі ротора), так і уточнену інтегруванням по поверхні обмаху ротора. Особливо це помітно для потужних ВЕУ, в яких висота вежі істотно (в рази)

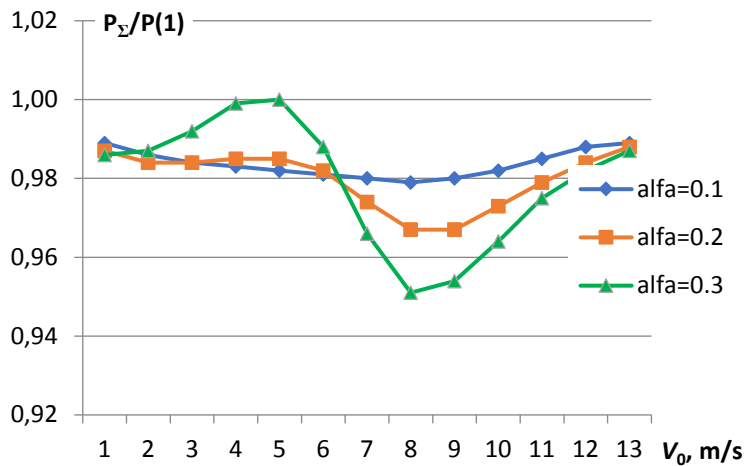


Рис. 3. Пропорція інтегральної та приведеної до осі ротора потужності ВЕУ

Fig. 3 The proportion of integral and axis-adjusted power of wind turbines

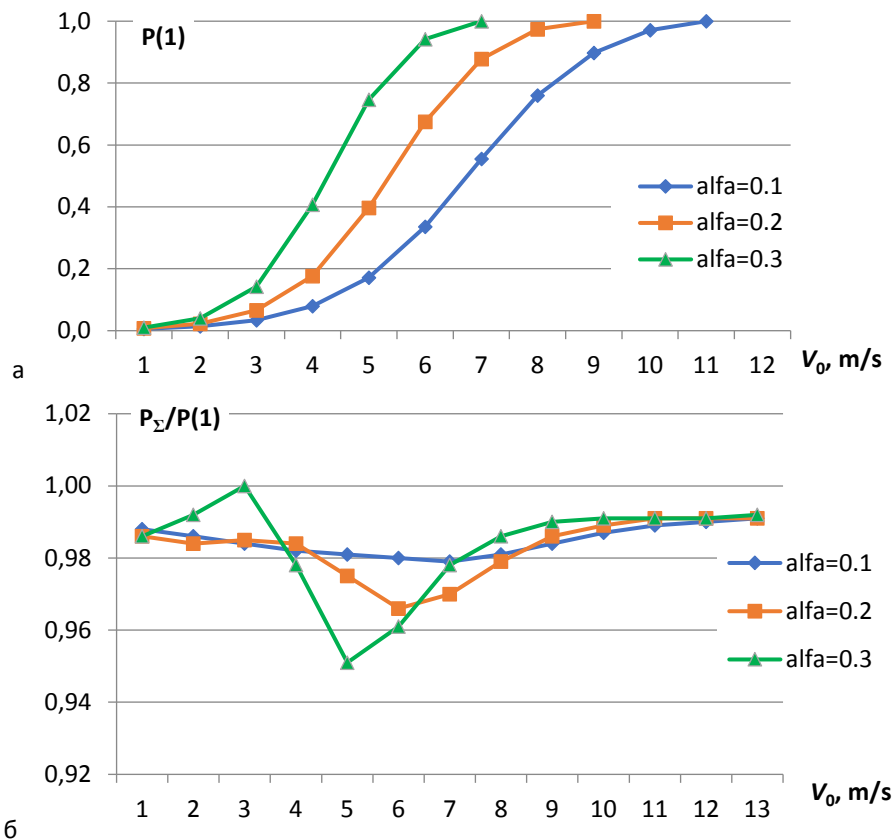


Рис. 4. Вплив параметра вертикального профілю вітру за умови $h_0 = 0,1H$

Fig. 4 The influence of the surface roughness parameter at $h_0 = 0.1H$

переважає тестову висоту вимірювання швидкості вітру. Крім висоти важливо також враховувати енергетичну характеристику ВЕУ.

Нижче наведено залежність середньорічного виробітку електроенергії ВЕУ Vestas V110-2.0 MW від параметра Хеллмана α на площадці МС «Чорнобиль» (рис. 5) [18].

Як видно з рис. 5, показники виробітку електроенергії ВЕУ істотно залежать від значення параметра α .

Результати дослідження. Вертикальний профіль вітру – це напівемпірична залежність, яка використовується для опису вертикального розподілу горизонтальних середніх швидкостей вітру в межах приземного шару атмосфери [19].

Висота приземного шару не є постійною в часі, вона зале-

жить від інтенсивності змішування шарів повітря, що мають різні температурні характеристики. Удень, коли поверхня Землі нагрівається Сонцем, утворюються висхідні потоки тепла, які направлені від перегрітої земної поверхні вгору, в прохолодніші шари атмосфери. Це термічне перемішування повітряних мас (конвекція) приводить до розширення приземного шару приблизно до кілометра.

І навпаки, вночі, коли поверхня Землі охолоджується швидше, ніж атмосфера, відбувається перенесення тепла вниз. Цей процес знижує інтенсивність перемішування, і глибина приземного шару може становити менше ніж 100 м.

Під час нічного охолодження підстильної поверхні турбулентний обмін зменшується і зростання швидкості вітру з висотою стає стрімкішим, тоді як нагрівання поверхні впродовж світлового дня приводить до збільшення конвективної турбулентності і, відповідно, до «плавного» профілю вітру [20]. Таким чином, параметри приземного шару атмосфери визначаються щоденним сонячним циклом.

Нерівномірний характер розподілу температури повітря на різних висотах в атмосфері над різними типами підстильної поверхні визначає параметри розподілу тиску, нерівномірність розподілу якого своєю чергою спричиняє горизонтальний рух повітряних мас (вітер).

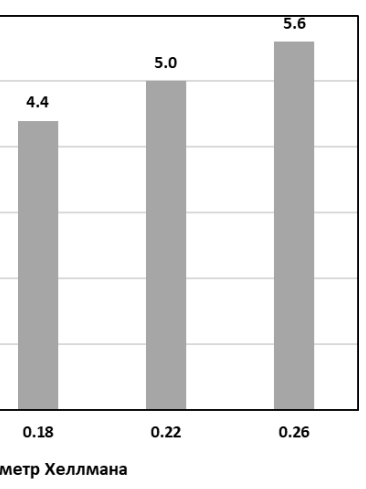


Рис. 5. Залежність середньорічного виробітку електроенергії ВЕУ Vestas V110-2.0 MW від параметра Хеллмана α

Fig. 5 Dependence of the average annual electricity production of the Vestas V110-2.0 MW WPP on the Hellman parameter α

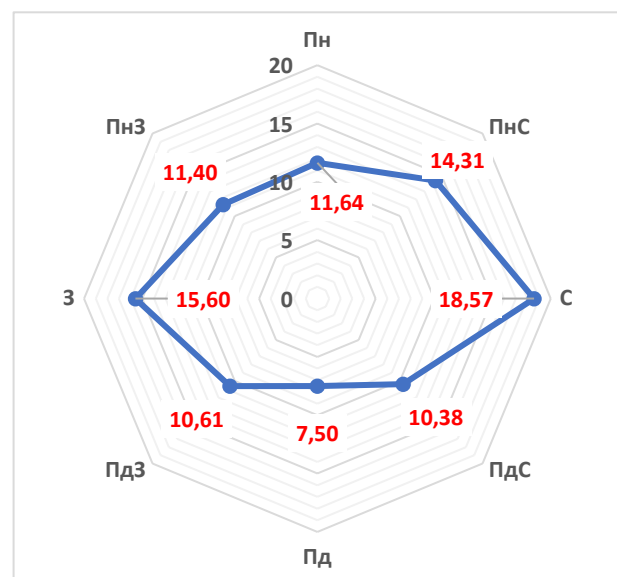


Рис. 6. Роза вітрів для території Ботіївської ВЕС

Fig. 6. Wind rose for the territory of Botiivska WPS

Відповідно до цього графіка в районі ВЕС переважаючим є перенесення повітряних мас в напрямку схід-захід. На східні вітри припадає понад 18,5 % випадків, а частка західних вітрів становить 15,6 %. Незважаючи на те що ВЕС розташована на березі Азовського моря, частка південних вітрів є незначною (7,5 %). Отримані дані добре корелюють з даними [21].

Відповідно до рози вітрів було розраховано значення параметра вертикального профілю вітру α та середню швидкість вітру для кожного із 8 румбів (рис. 7) [10].

Згідно з рис. 7, а найбільші значення параметра α відмічаються на західному ($\alpha = 0,25$) та північно-східному ($\alpha = 0,25$) напрямках, що в рельєфі відповідає доволі пересіченим долинам річок Домузла та Корсак і одноповерховій забудові населених пунктів (Новокосянтинівка, Приморський Посад та Ботієве). У південному та південно-східному напрямках значення параметра α є

мінімальними ($\alpha = 0,16$), на місцевості цим напрямкам від-повідає берегова лінія Азовського моря. У північному та північно-західному напрямках лежать відкриті прос-тори сільськогосподарських угідь ($\alpha = 0,18-0,21$).

Відповідно до рис. 7, б найбільші швидкості притаманні вітрам східного напрямку (9,17 м/с на висоті 66 м та 9,85 м/с на висоті 94 м), тимчасом як найслабшими є вітри південно-східного напрямку (5,32 та 5,63 м/с відповідно).

Перерахунок швидкості вітру за даними давача на висоті 66 м до висоті 94 м з використанням формули Хеллмана (1) та змінних значень параметра α відповідно до румбу на висоті 66 м, дав змогу зменшити середню похибку з 6,39 % (для розрахунків за середньою $\alpha = 0,21$) до 3,90 %. Середня абсолютна похибка розрахунку становить 0,33 м/с.

Аналіз сезонної мінливості параметра вертикального профілю вітру α представлено в табл. 1 та на рис. 8.

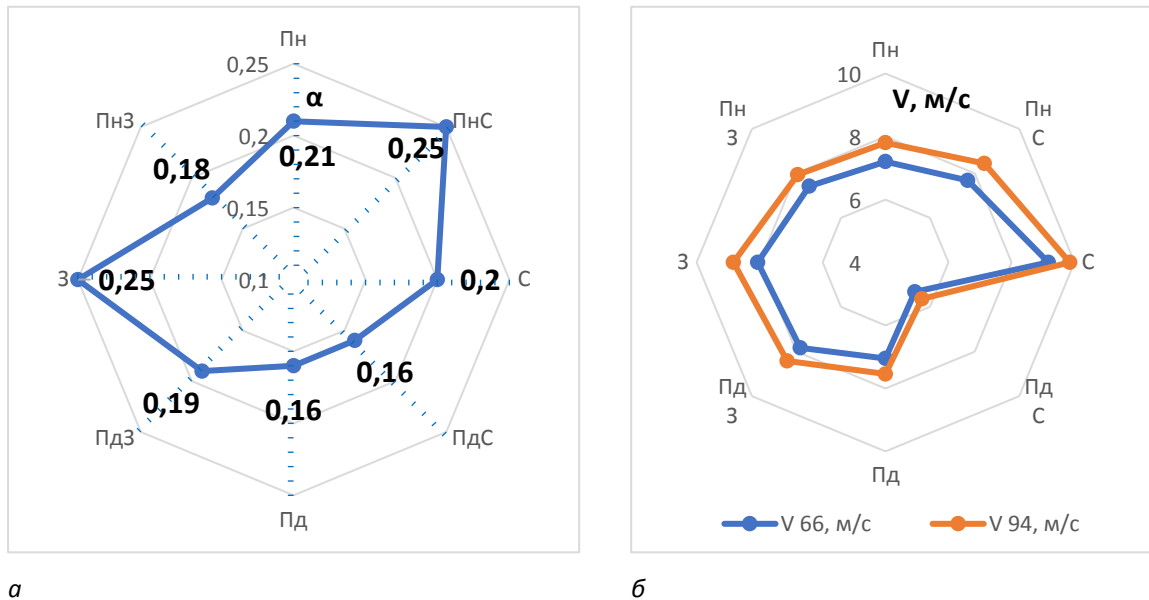


Рис. 7. Розподіл вертикального профілю вітру α (а) та середніх швидкостей (б) по румбах
Fig. 7. Distribution of the wind shear coefficient α (a) and average wind speed (b) by rhumbs

Таблиця 1. Сезонна мінливість параметра вертикального профілю α за румбами
Table 1. Seasonal variability of the wind shear coefficient α by rhumbs

	Зима	Весна	Літо	Осінь	Середньорічна по румбах
Пн	0,22	0,19	0,22	0,21	0,21
ПнС	0,24	0,30	0,28	0,23	0,25
С	0,24	0,19	0,17	0,20	0,20
ПдС	0,23	0,17	0,10	0,14	0,16
Пд	0,25	0,14	0,09	0,20	0,16
ПдЗ	0,23	0,18	0,14	0,22	0,19
З	0,27	0,24	0,24	0,25	0,25
ПнЗ	0,19	0,16	0,18	0,19	0,18
Середня за сезон	0,23	0,20	0,18	0,21	

Як видно з табл. 1, найвищих середніх значень параметр α на Ботіївській ВЕС набуває взимку ($\alpha = 0,23$), при цьому максимальні значення відмічаються для вітрів західного напрямку ($\alpha = 0,27$). Мінімальні середні значення параметра α характерні для літніх місяців ($\alpha = 0,18$), при цьому найменші значення α притаманні південним та південно-східним вітрам ($\alpha = 0,09-0,1$).

Перерахунок швидкості вітру до висоти 94 м з використанням змінних значень параметра α (табл. 1) відповідно до сезону та румбу дав можливість зменшити

похибку розрахунку до 3,78 %. Середня абсолютна похибка розрахунку становить 0,32 м/с.

Щоб встановити наявність добової динаміки параметра вертикального профілю вітру α , було проаналізовано річний хід параметра α для різних частин доби (рис. 9).

Як видно з рис. 9, найвищі значення параметра α впродовж року характерні для нічних годин (00:00–06:00), а найнижчі – для денних (12:00–18:00). При цьому найбільший розкид значень α характерний для літніх місяців, коли впродовж доби параметр α може змінювати своє

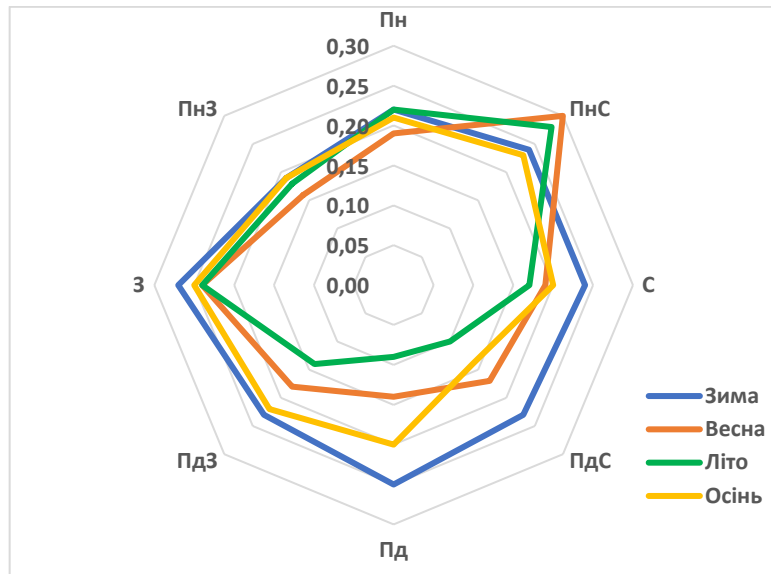


Рис. 8. Сезонна мінливість параметра вертикального профілю α за румбами
Fig. 8. Seasonal variability of the wind shear coefficient α by rhumbs

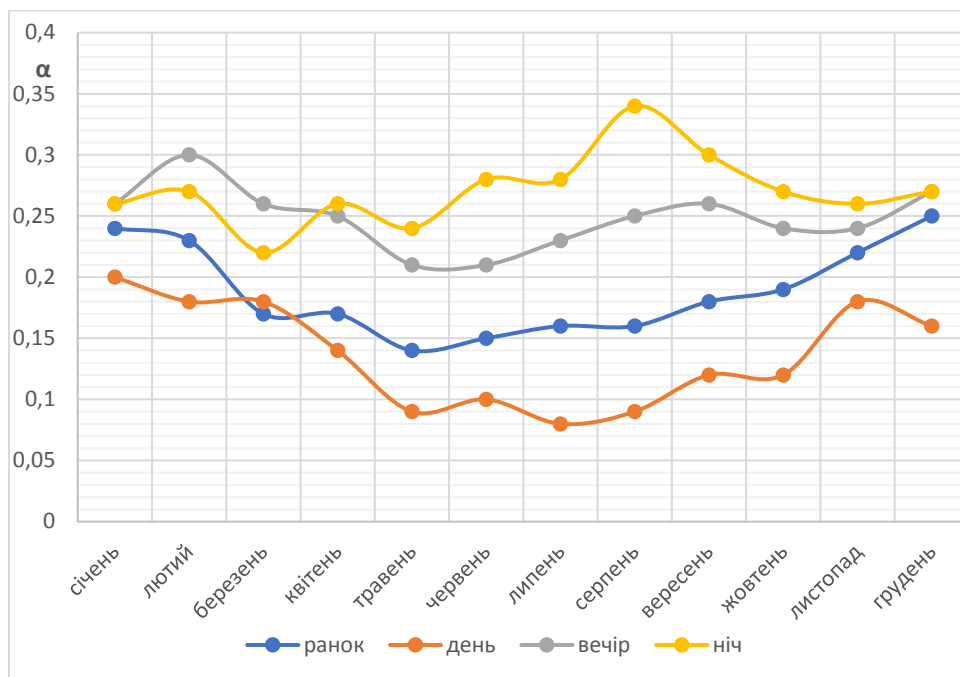


Рис. 9. Річний хід параметра вертикального профілю вітру α , розрахованого для різних частин доби
Fig. 9. The annual variations of wind shear coefficient α calculated for different time of the day

значення майже в 4 рази (у серпні в денні години $\alpha = 0,09$, а вночі $\alpha = 0,34$).

Найменші добові коливання α притаманні зимовим місяцям.

Загалом упродовж року зберігається така закономірність: найвищі значення α – вночі та ввечері, найменші – зранку та вдень, що є наслідком температурної стратифікації атмосфери при нагріванні Сонцем земної поверхні.

Щоб дослідити вплив добової динаміки параметра вертикального профілю α на точність перерахунку швидкості вітру до висоти осі ротора відповідно до сезону та напрямку вітру, було вибрано серпень як такий місяць, для якого добовий розкид параметра α є максимальним (табл. 2).

Для цього місяця теж спостерігається вищеописана закономірність з нічним максимумом та денним мінімумом значення параметра α , а також параметр змінюється відповідно до румбу, набуваючи мінімальних значень для південних, південно-східних та північно-західних вітрів.

Перерахунок швидкості вітру до висоти 94 м з використанням змінних значень параметра α (табл. 2) відповідно до часу доби та румбу показав зменшення відносної похибки розрахунку до 3,20 %. Середня абсолютна похибка розрахунку становить 0,25 м/с.

Висновки. Коректне визначення реальної продуктивності ВЕУ має спиратися на якісне моделювання вертикального профілю вітру. Параметр вертикального профілю вітру α суттєво залежить від характеру підстильної поверхні у напрямку переважаючих вітрів та конвективної турбулентності, яка своєю чергою залежить від ступеня нагріву підстильної поверхні, що визначає інтенсивність конвективного перемішування повітря. Відповідно, параметр вертикального профілю вітру має чітко виражений сезонний та добовий хід.

У роботі розраховані параметри вертикального профілю вітру α для площадки діючої ВЕС для різних румбів, різних сезонів та різних частин доби.

Встановлено, що використання середнього параметра α для кожного з восьми румбів дає змогу зменшити середню відносну похибку швидкості на верхньому давачі з 6,39 % (для розрахунків за середньою $\alpha = 0,21$) до 3,90 %.

Урахування сезонної мінливості параметра вертикального профілю α дозволяє зменшити середню відносну похибку швидкості на верхньому давачі до 3,78 %.

Застосування даних про добову мінливість параметра вертикального профілю α відповідно до часу доби та напрямку вітру дало можливість знизити значення середньої відносної похибки швидкості вітру на верхньому давачі до 3,20 %.

Оскільки середні швидкості вітру варіювали в діапазоні інтенсивної зміни потужності ВЕУ (рис. 1), то означені похибки у визначенні швидкості вітру призводять до значного збільшення похибок у розрахунках потужності й виробітку електроенергії ВЕУ. Так, при швидкості вітру, близької до 8 м/с, зменшення похибки у розрахунковій швидкості вітру на 3 % приведе до зменшення похибки у значенні показника виробітку електроенергії на 7-8 %, залежно від типу ВЕУ. Для сучасної вітроенергетики таке уточнення вважається істотним, отже пропонуване дослідження має практичну цінність.

Дана тематика має науково-практичний інтерес, а тому потребує подальших досліджень.

Стаття підготовлена в рамках виконання науково-технічних робіт Національної академії наук України: «Комплекс-Інтегро», «Вітроводень» (КПКВК 6541030).

Таблиця 2. Добова мінливість параметра вертикального профілю α за румбами (серпень, 2015)

Table 2. Daily variability of the wind shear coefficient α by rhumbs (August, 2015)

	Ранок (6:00-12:00)	День (12:00-18:00)	Вечір (18:00-21:00)	Ніч (00:00-06:00)	Середньо-місячна по румбах
Пн	0,23	0,10	0,28	0,36	0,24
ПнС	0,30	0,12	0,28	0,37	0,27
С	0,16	0,10	0,25	0,29	0,20
ПдС	0,10	0,08	0,19	0,14	0,13
Пд	0,06	0,04	0,12	0,06	0,07
ПдЗ	0,20	0,08	0,23	0,18	0,17
З	0,25	0,14	0,29	0,30	0,25
ПнЗ	0,15	0,05	0,26	0,23	0,17
Середньозважена для частини доби	0,16	0,09	0,25	0,34	

ПОСИЛАННЯ

1. Матвеев Л. Т. Курс общей метеорологии. Физика атмосфер. Л.: Гидрометеиздат, 1984. 752 с.
2. Кузнецов М. П., Лисенко О. В. Оцінка характеристик вітрового режиму півдня України для потреб вітроенергетики. Науковий вісник НУБіП України. Сер. Техніка та енергетика АПК. 2017. № 261. С. 195–202.
3. Probst O., Cárdenas D. State of the Art and Trends in Wind Resource Assessment. *Energies* 2010. Vol. 3. Pp. 1087–1141.
4. Дворецька І. В., Савенець М. В. Сезонні особливості висотного розподілу вітру над територією України. [Електронний ресурс]. URL: http://maptimes.inf.ua/CH_17/Ch17_Article8_Wind-distribution-above-Ukraine.html (дата звернення: 14.02.2023)].
5. C. Pérez Alborno, M. A. Escalante Soberanis, V. Ramírez Rivera, M. Rivero. Review of atmospheric stability estimations for wind power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 163, July 2022. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112505>.
6. Murthy K.S. R., Rahi O. P. A comprehensive review of wind resource assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 72. 2017. Pp. 1320–1342. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.038>.
7. Crippa P., Alifa M., Bolster D., Genton M. G., Castruccio S. A temporal model for vertical extrapolation of wind speed and wind energy assessment. *Applied Energy*. Vol. 301/ November 2021. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117378>.
8. Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII «Про ринок електричної енергії України» [Електронний ресурс]. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 14.02.2023).
9. Vestas to install prototype of world's 'Tallest And Most Powerful Wind Turbine' in 2022 [Електронний ресурс]. URL: <https://www.cnn.com/2021/10/18/vestas-to-install-prototype-of-most-powerful-wind-turbine.html> (дата звернення: 14.02.2023).
10. Точеный В. А., Тучинский Б. Г., Иванченко И. В. Постановка задачи и методы оценивания параметра модели вертикального профиля ветра. *Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология*. 2011. 8 (100). С. 59–65.
11. Hellman G., Über die Bewegung der Luft in den untersten Schichten der Atmosphäre. *Meteorol. Z.* 1915. Vol. 32. Pp. 1–16.
12. Rohatgi J. S., Nelson V. Wind Characteristics. *Alternative Energy Institute*. 1994. 239 p.
13. ГД 341.003.003.006-2000 Площини для вітрових електростанцій. Метеорологічні дослідження характеристик вітру. К. 2000.
14. Bechrakis D. A., Sparis P. D. Simulation of the wind speed at different heights using artificial neural networks. *Wind Engineering*. 2000. 24 (2). 2000. 127–136.
15. Manwell J. F., McGowan J. G., Rogers A. L. *Wind Energy Explained: Theory, Design, and Application*. John Wiley and Sons Limited. 2002.
16. Manwell J. F., McGowan J. G., Rogers A. L. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. 2nd Ed. John Wiley and Sons. 2010.
17. Ray M., Rogers A., McGowan, J. Analysis of wind shear models and trends in different terrain. 2006. [Електронний ресурс]. URL: https://www.researchgate.net/publication/251965566_Analysis_of_wind_shear_models_and_trends_in_different_terrain (дата звернення: 14.02.2023).
18. Кудря С.А., Тучинский Б.Г., Иванченко И.В. Ветроэнергетика в чернобыльской зоне отчуждения. // *Международный научный журнал "Альтернативная энергетика и экология" (ISIAEE)*. - 2017. - № 4–6. - С. 53–62.
19. Oke T. R. *Boundary layer climates*. London: Routledge. 1990. 435 p.
20. Николаев В. Г., Ганага С. В., Кудряшов Ю. И. Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. М.: Атомграф. 2008.
21. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за заг. ред. С. О. Кудрі. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України. 2020. С. 13–21. <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/atlas.pdf>.

REFERENCES

1. Matveev L. T. Kurs obshchei meteorologiy. Fizika atmosfery. L.: Hydrometeoizdat. 1984. 752 s.
2. Kuznietsov M. P., Lysenko O. V. Otsinka kharakterystyk vitrovoho rezhymu pivdnia Ukrainy dlia potreb vitroenerhetyky. *Naukovyi visnyk NUBiP Ukrainy. Ser. Tekhnika ta enerhetyka APK*. 2017. № 261. S. 195–202.
3. Probst O., Cárdenas D. State of the Art and Trends in Wind Resource Assessment. *Energies* 2010. Vol. 3. Pp. 1087–1141.
4. Dvoretzka I. V., Savenets M. V. Sezonni osoblyvosti vysotnoho rozpodilu vitru nad terytoriiu Ukrainy. [Elektronnyi resurs]. URL: http://maptimes.inf.ua/CH_17/Ch17_Article8_Wind-distribution-above-Ukraine.html (data zvernennia: 14.02.2023).
5. C. Pérez Alborno, M. A. Escalante Soberanis, V. Ramírez Rivera, M. Rivero. Review of atmospheric stability

- estimations for wind power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 163. July 2022. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112505>
6. Murthy K. S. R., Rahi O. P. A comprehensive review of wind resource assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 72. 2017. Pp. 1320–1342. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.038>.
 7. Crippa P., Alifa M., Bolster D., Genton M. G., Castruccio S. A temporal model for vertical extrapolation of wind speed and wind energy assessment. *Applied Energy*. Vol. 301. November 2021. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117378>.
 8. Zakon Ukrainy vid 13.04.2017 № 2019-VIII «Pro rynok elektrychnoi enerhii Ukrainy» [Elektronnyi resurs]. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (data zvernennia: 14.02.2023).
 9. Vestas to install prototype of world's 'Tallest And Most Powerful Wind Turbine' in 2022 [Elektronnyi resurs]. URL: <https://www.cnn.com/2021/10/18/energy-vestas-to-install-prototype-of-most-powerful-wind-turbine.html> (data zvernennia: 14.02.2023).
 10. Tochenyi V. A., Tuchynskiy B. H., Ivanchenko Y. V. Post-anovka zadachy y metody otsenivaniya parametra modeli vertikalnoho profilu veta. *Mezhdunarodnyi nauchnyi zhurnal Alternativnaia enerhetyka i ekolohiia*. 2011. 8 (100). S. 59–65.
 11. Hellman G., Über die Bewegung der Luft in den untersten Schichten der Atmosphäre. *Meteorol. Z.* 1915. Vol. 32. Pp. 1–16.
 12. Rohatgi J. S., Nelson V. Wind Characteristics. *Alternative Energy Institute*. 1994. 239 p.
 13. HKD 341.003.003.006-2000 Ploshchadky dlia vitrovyykh elektrostantsii. *Meteorologichnyi doslidzhennia kharakterystyk vitru*. K. 2000.
 14. Bechrakis D. A., Sparis P.D. Simulation of the wind speed at different heights using artificial neural networks. *Wind Engineering*. 2000. 24 (2). S. 127–136.
 15. Manwell J. F., McGowan J. G., Rogers A. L. *Wind Energy Explained: Theory, Design, and Application*. John Wiley and Sons Limited. 2002.
 16. Manwell J. F., McGowan J. G., Rogers A. L. *Wind Energy Explained: Theory, Design, and Application*. 2nd Ed. John Wiley and Sons Limited. 2010.
 17. Ray M., Rogers A., McGowan, J. Analysis of wind shear models and trends in different terrain. 2006. [Elektronnyi resurs]. URL: https://www.researchgate.net/publication/251965566_Analysis_of_wind_shear_models_and_trends_in_different_terrain (data zvernennia: 14.02.2023).
 18. Kudrya S. A., Tuchinskij B. G., Ivanchenko I. V. *Vetroenergetika v chernobyl'skoy zone otchuzhdeniya*. *Mezhdunarodnyi nauchnyi zhurnal "Alternativnaya energetika i ekologiia" (ISJAE)*. 2017. № 4–6. S. 53–62.
 19. Oke T. R. *Boundary layer climates*. London: Routledge. 1990. 435 p.
 20. Nykolaev V. H., Hanaha S. V., Kudriashov Yu. Y. *Natsionalnyi kadastr vetroenergeticheskikh resursov Rossii i metodicheskiye osnovy ikh opredeleniia*. M.: Atomizdat. 2008.
 21. Atlas enerhetychnoho potentsialu vidnovliuvanykh dzherel enerhii Ukrainy / za zah. red. S. O. Kudri. Kyiv: Instytut vidnovliuvanoi enerhetyky NAN Ukrainy. 2020. S. 13–21 <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/atlas.pdf>.