Електронне моделювання

Том 43, № 2 (2021)

ЗМІСТ

Україна, 03164, Київ-164, вул. Генерала Наумова, 15

DOI: https://doi.org/10.15407/emodel.43.02.037
УДК 004.942:621.548:620.928

В.С. Подгуренко[1], канд. техн. наук,
О.М. Гетманець [2], канд. фіз.-мат. наук, **В.Є. Терехов** [3], аспірант
[1] Національний університет кораблебудування ім. адмірала Макарова
Україна, 54025, Миколаїв, проспект Героїв Сталінграду, 9,
e-mail: vspodgurenko@gmail.com;
[2] Національний університет ім. В.Н. Каразіна
Україна, 61000, Харків, пл. Свободи, 4,
e-mail: getmanets54@gmail.com;
[3] Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України
Україна, 03164, Київ, вул. Генерала Наумова, 15,
e-mail: vl.terekhov86@gmail.com

Метод оцінювання коефіцієнта використання встановленої потужності вітрової електричної установки

Знайдено аналітичну залежність коефіцієнта використання встановленої потужності вітрової електричної установки (ВЕУ) від параметрів її характеристики потужності і параметрів вітрового кадастру на передбачуваній місцевості розміщення вітрової електричної станції при заданій висоті розташування осі її вітроколеса. На основі дослідження характеристик потужності 50 вітрових електричних установок різних виробників потужністю від 2,0 до 3,6 МВт показано, що ці характеристики добре описуються двопараметричним інтегральним розподілом Вейбула — Гніденка (ІРВГ). Отримано простий асимптотичний вираз для коефіцієнта використання встановленої потужності в залежності від двох параметрів диференціального розподілу Вейбула — Гніденка для швидкості вітру і двох параметрів ІРВГ для характеристики потужності ВЕУ. Показники, отримані за допомогою даного асимптотичного виразу, відрізняються від результатів кількісних розрахунків коефіцієнта використання встановленої потужності не більше, ніж на 2 %, і тому можуть бути використані для вибору або проектування певної ВЕУ на передбачуваній місцевості на заданій висоті розташування осі вітроколеса.

К л ю ч о в і с л о в а: вітроенергетика, вітроколесо, зони вітрового кадастру, розподіл Вейбула — Гніденка, табульована функція.

За даними корпорації BP p.l.c. (колишня British Petroleum) та Всесвітньої Ради з вітроенергетики (GWEC) у 2019 р. вітрові електричні станції (ВЕС) виробили 1430 ТВт·год електроенергії, що склало 5,3 % від її світового виробництва [1]. При цьому глобальна встановлена потужність

вітрових електричних установок (ВЕУ) сягнула понад 651 ГВт, що на 10 % більше, ніж у 2018 р. (у 12 разів більше потужності електростанцій ОЕС України). В Європі в 2019 р. вітрова енергія забезпечувала 15 % всієї споживаної електроенергії [2]. Це свідчить про постійно зростаючу роль вітроенергетики як глобального джерела відновлюваної енергії.

Проектування і будівництво нових ВЕС в світі, в тому числі в Україні, зростає швидкими темпами. В Україні темпи зростання вітроенергетичного сектора за 2020 р. склали 8,3 % (з 1025 до 1110 МВт) і станом на грудень 2020 р. сумарна потужність ВЕС України досягла 1110 МВт, що становить 2 % від загальної потужності ОЕС України [3]. Найважливішими визначальними завданнями при проектуванні конкретної ВЕС є наступне:

1) вибір місця будівництва і висоти розташування осі вітроколеса (ВК) ВЕУ;

2) вибір найоптимальнішої ВЕУ з існуючих пропозицій на світовому ринку.

Перша задача визначається за даними вітрового кадастру конкретної місцевості для передбачуваної висоти розташування осі ВК або (якщо вони відсутні) іншими відомими способами. Друга задача визначається, з одного боку, фінансовими можливостями інвестора при придбанні та монтажі обраної ВЕУ, а з іншого, — досягненням максимально можливого коефіцієнта використання встановленої потужності (КВВП) для обраної ВЕУ в конкретних вітрових умовах її експлуатації.

Таким чином, комплексне вирішення проблеми оптимального вибору і розміщення конкретної ВЕУ з необхідною висотою осі ВК на заданій території вимагає одночасного знання і врахування вітрових умов місцевості, характеристики потужності ВЕУ, а також їх взаємного впливу.

Було проведено дослідження можливості визначення аналітичної залежності КВВП ВЕУ від параметрів її характеристики потужності і даних вітрового кадастру для конкретної місцевості розміщення ВЕС при заданій висоті розташування осі ВК.

За результатами більшості досліджень (наприклад, [4]), проведених у різні пори року на різних континентах, встановлено, що диференціальна функція розподілу швидкості вітру $f(V)$ на певній висоті може бути описана за законом Вейбула—Гніденка [5, 6]:

$$f(V) = \frac{c}{b}\left(\frac{V-a}{b}\right)^{c-1} \exp\left[-\left(\frac{V-a}{b}\right)^{c}\right], \qquad (1)$$

де V — швидкість вітру; a — параметр зсуву; b — параметр масштабу; c — параметр форми розподілу. У цих дослідженнях встановлено, що нульова швидкість вітру (штиль) практично завжди спостерігається, то-

му параметр зсуву a можна впевнено покласти рівним нулю і розглядати розподіл (1) як двопараметричний, що характеризується лише двома параметрами: b і c. Поряд з диференціальним розподілом Вейбула—Гніденка (ДРВГ) (1) часто розглядається інтегральний розподіл Вейбула—Гніденка (ІРВГ):

$$F(V) = \int_0^V f(V)\, dV = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V-a}{b} \right)^c \right]. \qquad (2)$$

Оцінка вироблення ВЕУ зводиться до обчислення наступного інтеграла:

$$P = \int_0^\infty \Phi(V)\, f(V)\, dV,$$

де $\Phi(V)$ — характеристика потужності ВЕУ, яка пов'язує вироблення електроенергії зі швидкістю вітру.

Типові криві потужності ВЕУ добре відомі і зазвичай моделюються поліноміальними моделями по V від третього ступеня і вище, лінеаризованими сегментованими моделями, моделями нейронних мереж та іншими статистичними моделями [7, 8]. Однак отримані результати не свідчать про аналітичну залежність між КВВП ВЕУ і параметрами її характеристики потужності $\Phi(V)$ в певних вітрових умовах. Тому пошук взаємозв'язку між КВВП, характеристикою потужності ВЕУ і параметрами розподілу швидкості вітру на певній висоті є актуальною науково-прикладною задачею. Відповідно до стандарту IEC 61400-12-1 [9] виробниками ВЕУ надаються паспортні криві потужності у вигляді гладкої кривої з плавними вигинами від точки мінімальної стартової швидкості вітру до точки виходу на номінальну потужність (зона слабких вітрів B) [10]. Можливе використання цих точок як вузлів інтерполяції за умови їх точного визначення [7, 8].

Розробка простої моделі, яка враховує особливості роботи досліджуваної ВЕУ в конкретних вітрових умовах, являє собою трудомісткий математичний процес, через що багато дослідників змушені застосовувати спрощені моделі кривої потужності. Наприклад, пропонуються математичні моделі КВВП із застосуванням квадратичної функції кривої потужності [11, 12] або усіченої поліноміальної функції через відкидання молодших коефіцієнтів нульового та першого ступенів [13], що призводить до зниження точності результатів.

Застосування ІРВГ для визначення характеристик потужності ВЕУ. За результатами досліджень встановлено, що характеристики потужності існуючих промислових мультимегаватних ВЕУ добре описуються ІРВГ (2). Це підтверджено результатами моделювання для 50

Коефіцієнти і параметри характеристик потужності різних моделей ВЕУ

Номер з.п.	ВЕУ	b_t	c_t	R^2	k	p	КВВП	$K_{наб2}$	δ, %
1	SANY SE8220	10,080	4,520	0,973	0,414	1,707	0,309	0,315	2,08
2	HEAG HW3-90-2.0	9,785	4,420	0,981	0,482	1,669	0,334	0,338	1,37
3	Nordex N100-3.3	9,795	4,367	0,985	0,484	1,649	0,334	0,339	1,43
4	Enercon E-101-3.5	9,834	4,198	0,991	0,489	1,585	0,336	0,340	1,62
5	FL 2500-90	9,632	4,528	0,981	0,508	1,710	0,344	0,347	0,89
6	Gamesa G80-2.0	9,680	4,046	0,993	0,535	1,528	0,351	0,355	0,54
7	Gamesa G83-2.0	9,598	4,155	0,990	0,545	1,569	0,355	0,358	0,78
8	Leitwind LTW 101-3.0	9,603	3,901	0,997	0,565	1,473	0,361	0,363	0,61
9	Nordex N90-2.5	9,508	4,163	0,980	0,566	1,572	0,362	0,364	0,47
10	HEAG HW3-97-2.5	9,217	4,740	0,962	0,606	1,790	0,375	0,375	0,02
11	Enercon E-101-3.0	9,187	4,630	0,965	0,623	1,748	0,379	0,379	0,14
12	Enercon E-82-2.0	9,237	4,349	0,990	0,626	1,643	0,381	0,380	0,24
13	Eno 114 - 3.5	9,197	4,386	0,951	0,636	1,656	0,383	0,382	0,31
14	WDRVM WD 2.5-103	9,118	4,575	0,973	0,648	1,728	0,387	0,385	0,33
15	Vestas V112-3.45	9,109	4,567	0,971	0,652	1,725	0,387	0,386	0,36
16	Vensys 100/2500	9,148	4,252	0,972	0,659	1,606	0,39	0,388	0,61
17	Vestas V112-3.3	9,088	4,446	0,979	0,666	1,679	0,392	0,389	0,54
18	GE 2.5-100	9,076	4,365	0,993	0,675	1,671	0,394	0,392	0,67
19	SANY SE8720	9,065	4,384	0,970	0,677	1,656	0,395	0,392	0,68
20	Nordex N117-3.6	9,030	4,281	0,988	0,695	1,617	0,400	0,396	0,90
21	Siemens SWT3.6-120	8,976	4,443	0,977	0,704	1,678	0,402	0,398	0,82
22	Senvion 3.4M-114	8,952	4,395	0,981	0,715	1,660	0,405	0,401	0,96
23	Vestas V90 2.0	8,961	4,189	0,979	0,723	1,582	0,408	0,403	1,29
24	Vestas V117-3.45	8,845	4,627	0,967	0,743	1,747	0,410	0,407	0,83
25	HEAG HW3-103 2.5	8,835	4,68	0,960	0,744	1,767	0,410	0,407	0,77
26	Leitwind LTW 90-2.0	8,887	4,262	0,978	0,745	1,610	0,413	0,407	1,37
27	Vestas V112-3.0	8,831	4,575	0,972	0,750	1,728	0,412	0,408	0,95
28	Fuhrlander WTU 2.0-93	8,802	4,696	0,980	0,756	1,773	0,413	0,410	0,80
29	Vestas V117-3.3	8,808	4,598	0,971	0,758	1,736	0,414	0,410	0,96
30	FL 2500-100	8,791	4,656	0,978	0,763	1,758	0,415	0,411	0,89
31	GE 2.5-103	8,810	4,421	0,987	0,766	1,670	0,417	0,412	1,27
32	Nordex N100-2.5	8,794	4,445	0,979	0,771	1,679	0,418	0,412	1,26
33	Leitwind LTW 101-2.5	8,768	4,447	0,979	0,781	1,679	0,420	0,415	1,32
34	Fuhrlander WTU 2.5-104	8,741	4,611	0,980	0,785	1,741	0,420	0,416	1,07
35	Senvion 3.2M-114	8,755	4,439	0,981	0,787	1,676	0,422	0,416	1,37
36	Siemens SWT 3.2-113	8,737	4,351	0,978	0,797	1,643	0,425	0,418	1,60

Закінчення таблиці

Номер з.п.	ВЕУ	b_t	c_t	R^2	k	p	КВВП	$K_{наб2}$	δ, %
37	Leitwind LTW 104-2.5	8,643	4,546	0,953	0,829	1,717	0,430	0,424	1,39
38	FWT 93/2000	8,663	4,231	0,997	0,832	1,598	0,434	0,425	2,07
39	SANY SE9320	8,577	4,680	0,946	0,855	1,767	0,435	0,429	1,22
40	Vensys 109/2500	8,596	4,357	0,970	0,856	1,645	0,438	0,430	1,94
41	Nordex N117-3.0	8,522	4,390	0,989	0,888	1,658	0,444	0,435	2,03
42	Fuhrlander WTU 2.0-100	8,445	4,507	0,987	0,921	1,702	0,450	0,441	1,89
43	Vestas V126-3.45	8,442	4,582	0,967	0,922	1,730	0,449	0,441	1,70
44	Vestas V126-3.3	8,371	4,595	0,967	0,958	1,735	0,456	0,448	1,80
45	Senvion MM100-2.0	8,202	4,618	0,980	1,053	1,744	0,472	0,462	2,01
46	Gamesa G114-2.5	8,110	4,396	0,994	1,104	1,660	0,484	0,494	2,06
47	SANY SE12130	8,112	4,690	0,941	1,110	1,771	0,480	0,471	1,93
48	Vestas V126-3.0	8,098	4,653	0,967	1,118	1,757	0,482	0,472	2,07
49	Leitwind LTW101-2.0	8,059	4,696	0,957	1,145	1,773	0,485	0,475	1,98
50	SANY SE10020	8,039	4,805	0,952	1,162	1,815	0,486	0,478	1,63
	С е р е д н є	8,923	4,457	0,975	0,752	1,684	0,408	0,405	1,16

типів ВЕУ різних виробників номінальною потужністю 2,0—3,6 МВт, які добре зарекомендували себе на світовому ринку (див. таблицю). Для визначення параметрів ІРВГ (2) застосовано програму «Пошук рішення» з Пакета прикладних програм (ППП) MS Excel. Зауважимо, що для характеристик потужності всіх розглянутих моделей ВЕУ отримано значення параметра зсуву $a = 0$, хоча всі вони мають практично однакову стартову швидкість вітру $V_0 \approx 3$ м/с і зазвичай при менших значеннях швидкості вітру не працюють.

Наведені у таблиці розраховані значення параметрів b, c і відповідні значення коефіцієнтів детермінації R^2 наближено показують, яку частину характеристики потужності ВЕУ описує ІРВГ (2). Дані, наведені у таблиці, також свідчать про те, що ІРВГ добре описує заявлені паспортні характеристики потужності різних моделей ВЕУ із середнім значенням $R^2 \approx 0{,}975$ (97,5 %).

На рис. 1 наведено характеристики потужності чотирьох розглянутих ВЕУ у порівнянні з ІРВГ (2) для параметрів b і c. Якщо розділити характеристику потужності ВЕУ Ф (V) на її номінальну потужність $P_н$, то отримаємо наступний асимптотичний вираз для КВВП:

$$\text{КВВП} = \int_0^\infty P(V)\, f(V)\, dV ,$$

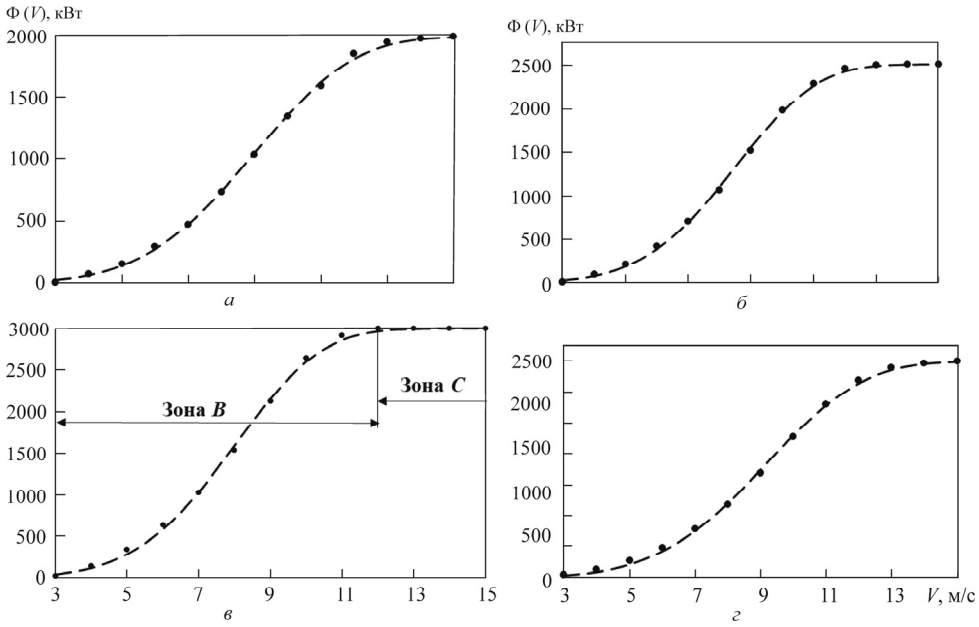

Рис. 1. Характеристики потужності деяких ВЕУ у порівнянні з ІРВГ (2) при $a = 0$: *а* — Gamesa G80; *б* — GE 2,5-100; *в* — Nordex N117; *г* — Enercon E-101; – – – ІРВГ; ● потужність ВЕУ

$$P(V) = \frac{\Phi(V)}{P_{\text{н}}} = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V}{b_t}\right)^{c_t}\right],$$
$$f(V) = \frac{c_w}{b_w}\left(\frac{V}{b_w}\right)^{c_w - 1} \exp\left[-\left(\frac{V}{b_w}\right)^{c_w}\right], \tag{3}$$

де індекс t (turbine) належить до параметрів характеристики потужності конкретної ВЕУ, а індекс w (wind) — до параметрів розподілу швидкості вітру для конкретної місцевості на певній висоті.

Отже, завдання визначення КВВП ВЕУ зводиться до обчислення згортки двох розподілів Вейбула—Гніденка (РВГ) з різними ядрами — для ВЕУ і для швидкості вітру:

$$\text{КВВП} = \int_0^\infty P(V)\, f(V)\, dV = \int_0^1 P(V)\, dF(V) =$$
$$= 1 + \int_0^1 \exp\left[-\left(\frac{V}{b_t}\right)^{c_t}\right] d \exp\left[-\left(\frac{V}{b_w}\right)^{c_w}\right] =$$

$$= 1 - \int_0^{\infty} e^{-ky^p} e^{-y} dy = 1 - I, \tag{4}$$

$$I = \int_0^{\infty} e^{-ky^p} e^{-y} dy. \tag{5}$$

Тут $y = \left(\frac{V}{b_w} \right)^{c_w}$ — змінна інтегрування; $k = \left(\frac{b_w}{b_t} \right)^{c_t}$; $p = \frac{c_t}{c_w}$.

Вираз (4) слід розуміти як асимптотичну оцінку КВВП, тому що інтегрування поширюється на напівнескінченну область $y \in [0, +\infty)$, хоча реальні значення *y* обмежені певним інтервалом

$$y \in \left[\left(\frac{V_0}{b_w} \right)^{c_w}, \ \left(\frac{V_{\text{м}}}{b_w} \right)^{c_w} \right],$$

де $V_{\text{м}}$ — швидкість відключення ВЕУ в межах 20—25 м/с. Зазначимо, що для всіх ВЕУ, наведених у таблиці, значення $y_0 = \left(\frac{V_0}{b_w} \right)^{c_w}$ і $y_{\text{м}} = \left(\frac{V_{\text{м}}}{b_w} \right)^{c_w}$ лежать в межах інтервалів $y_0 \in [0{,}004;\ 0{,}013]$ та $y_{\text{м}} \in [41{,}75;\ 233{,}13]$.

Аналітичний вираз для інтеграла (5) при $0 < k, p$ було вперше отримано з часів Лапласа, Лагранжа, Ейлера і Гауса, які неодноразово намагалися його обчислити, але визначений він лише відносно недавно у вигляді *G*-функції Мейєра [14]. Проте, зважаючи на складність *G*-функції, його аналіз має певні труднощі.

Якщо розкласти експоненту в підінтегральному виразі (5) в ряд Маклорена,

$$e^{-y} = 1 - y + \frac{y^2}{2} + \ldots + \frac{(-1)^{n-1} y^{n-1}}{(n-1)!},$$

то можна отримати аналітичний вираз для *I* у вигляді нескінченного ряду гамма-функцій $\Gamma\left(\frac{n}{p} \right)$ [15]:

$$I = \int_0^{\infty} e^{-ky^p} e^{-y} dy = \frac{1}{p} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n-1}}{(n-1)!} \frac{1}{k^{\frac{n}{p}}} \Gamma\left(\frac{n}{p} \right). \tag{6}$$

Варто зазначити, що даний ряд сходиться досить швидко. Однак, з огляду на громіздкий вигляд, вираз (6) недоцільно використовувати для

аналізу аналітичної залежності КВВП від параметрів ВЕУ і розподілу швидкості вітру.

Тому далі звернемося до конкретних значень параметрів, які входять в інтеграл (5). Як приклад використаємо результати вимірювань швидкості вітру на висоті 100 м, проведених на метеопосту Іванівка в Очаківському районі Миколаївської області в період з 15.08.2011 р. по 16.08.2012 р. (всього 8605 год вимірювань) [16]. Було отримано наступні середньорічні значення параметрів РВГ для швидкості вітру: b_w = 8,294 м/с; c_w = = 2,648. З урахуванням цих значень, а також значень b_t і c_t, наведених в таблиці, розраховано показники $k = \left(\frac{b_w}{b_t}\right)^{c_t}$ та $p = \frac{c_t}{c_w}$, які входять до інтегралу (5) і надані в таблиці. Вони свідчать про те, що в умовах метеопоста Іванівка на висоті 100 м значення середньорічних вітрових показників k і p змінювалися в межах: k = [0,414; 1,162], p = [1,473; 1,790].

На основі отриманих даних проведено чисельні розрахунки КВВП за формулами (4), (5) методом Сімпсона в рамках програми Maple-12 фірми Maplesoft (Канада). Одночасно для порівняння в тій же програмі виконано розрахунки суми рядів (6) для 100 доданків (сума перших десяти членів ряду дає відносну помилку не вище 1 %). Результати чисельного інтегрування і підсумовування рядів повністю збігалися до 10-го знаку після коми, про що свідчать значення КВВП (з округленням до третього знаку), наведені в таблиці.

Інтеграл (5) можна оцінити аналітично, поклавши для однієї оцінки p = 1, тобто

$$I_1 = \int_0^\infty e^{-ky} e^{-y} dy ,$$

а для другої — p = 2, тобто

$$I_2 = \int_0^\infty e^{-ky^2} e^{-y} dy .$$

Інтегруючи, знаходимо

$$I_1 = \frac{1}{k+1}, \quad I_2 = \frac{\sqrt{\pi}\, e^{\frac{1}{4k}} \left[1 - erf\left(\frac{1}{2\sqrt{k}}\right)\right]}{2\sqrt{k}},$$

де $erf\,(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-t^2} dt$ є інтегралом ймовірності, тобто добре табульова-

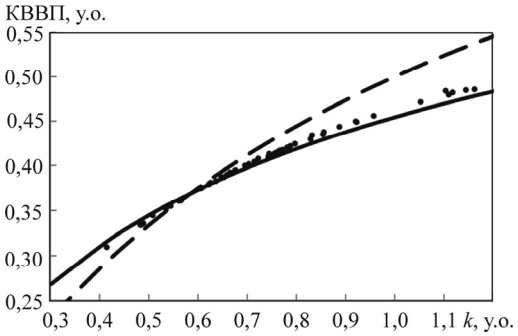

Рис. 2. Прогнозні графіки КВВП за формулами (7), (8) у порівнянні з результатами чисельних розрахунків: ● — значення КВВП від першого до 50-го зліва направо (див. таблицю); — $K_{наб2}$; – – – $K_{наб1}$

ною функцією, яка міститься в електронній бібліотеці ППП MS Excel (де її позначено як ФОШ — функція помилок).

Таким чином, наближені оцінки КВВП мають вигляд

$$K_{наб1} = 1 - I_1 = \frac{k}{k+1}, \tag{7}$$

$$K_{наб2} = 1 - I_2 = 1 - \frac{\sqrt{\pi}\, e^{\frac{1}{4k}} \left[1 - erf\left(\frac{1}{2\sqrt{k}} \right) \right]}{2\sqrt{k}}, \tag{8}$$

де індекси 1 і 2 відповідають значенням $p = 1$ та $p = 2$.

На рис. 2 наведено ці оцінки у порівнянні з результатами чисельних розрахунків КВВП для всіх ВЕУ, поданих у таблиці, за середньорічними даними вимірювань на метеопосту Іванівка (висота 100 м). Як бачимо на рис. 2, передбачення за формулою (8) практично збігаються з результатами чисельних розрахунків КВВП з відносною помилкою δ в межах 2 % (див. таблицю).

Далі оцінку КВВП за формулою (8) будемо називати асимптотичною і позначати як $K_{наб2} = K_{as}$. Отже, асимптотичне значення КВВП визначається здебільшого значенням показника $k = \left(\frac{b_w}{b_t} \right)^{c_t}$ в широкому діапазоні його зміни. При цьому зростання відбувається одночасно зі зростанням значень k. При $\frac{b_w}{b_t} < 1$, що у вітрових умовах метеопосту Іванівка справедливо для 44 ВЕУ з 50, наведених у таблиці, відповідні значення показника k швидко зростають в інтервалі $0 < k < 1$. При зменшенні значень параметра b_t та фіксованому значенні b_w межа зони C (див. рис. 1) характеристики потужності ВЕУ зміщується вліво, тобто турбіна більшість часу працює в зоні C з номінальною потужністю.

Із зростанням значень параметра b_w при фіксованих значеннях c_t та b_t відбувається збільшення середньої швидкості вітру $\overline{V}_w$, оскільки вона

пропорційна b_w (за фіксованого c_w): $\overline{V}_w = b_w\,\Gamma\left(\frac{1}{c_w}+1\right)$. Відповідно зростають показники k та K_{as}.

Якщо перейти від ІРВГ $P(V)$ для ВЕУ до ДРВГ

$$p(V) = \frac{dP(V)}{dV} = \frac{c_t}{b_t}\left(\frac{V}{b_t}\right)^{c_t-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{b_t}\right)^{c_t}\right],$$

то перший момент ДРВГ має вигляд

$$\overline{V}_t = \int_0^\infty V\,p(V)\,dV = b_t\Gamma\left(\frac{1}{c_t}+1\right).$$

Його можна трактувати, як середню швидкість вітру в зоні *B*.

Лівій межі зони *C* відповідає номінальна швидкість вітру $V_{\text{н}}$, яку можна визначити за «правилом трьох сигм» для нормального розподілу за умови, що в інтервалі $V \in [0;\ V_{\text{н}}]$ ВЕУ набирає 99,9 % своєї номінальної потужності, або для ІРВГ:

$$P(V) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V_{\text{н}}}{b_t}\right)^{c_t}\right] = 0{,}999.$$

Зауважимо, що стандартне відхилення «сигма» для характеристики ВЕУ визначається з другого моменту ДРВГ наступним чином:

$$\sigma_t = b_t\sqrt{\Gamma\left(\frac{2}{c_t}+1\right) - \Gamma\left(\frac{1}{c_t}+1\right)^2}\,.$$

З правила трьох сигм випливає, що $V_{\text{н}} = b_t(3\ln 10)^{\frac{1}{c_t}} \approx b_t 6{,}9^{\frac{1}{c_t}}$, тобто межа зони *C* пропорційна масштабу характеристики турбіни b_t (за постійного c_t).

На рис. 3 показано графіки швидкості $\overline{V}_t$ и $V_{\text{н}}$ (в одиницях масштабу b_t) в залежності від параметру форми c_t, а також межі інтервалу: $\overline{V}_t \pm 3\sigma$. Як бачимо на рис. 3, значення $\overline{V}_t$ не суттєво змінюється в розглянутому діапазоні зміни c_t. При цьому $V_{\text{н}}$ потрапляє в інтервал «трьох сигм», починаючи зі значення $2{,}8 \le c_t$, яке і визначає ліву межу зони *C*. Далі із зростанням c_t (крутизни фронту характеристики потужності) значення $V_{\text{н}}$ зменшуються і межа зони *C* зміщується вліво. Таким чином, двопарамет-

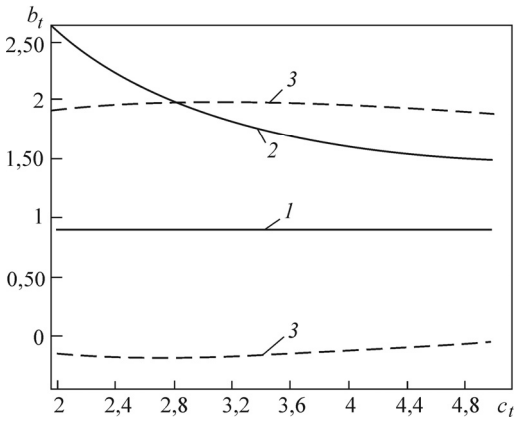

Рис. 3. Графіки залежності $\overline{V}_t$ (*1*) і $V_н$ (*2*) (в одиницях b_t) від параметру форми c_t та межі інтервалу «трьох сигм» $\overline{V}_t \pm 3\sigma$ (*3*)

ричний РВГ дає якісне пояснення особливостям характеристики потужності ВЕУ.

Слід зазначити, що чисельні оцінки реальних значень КВВП за формулою (8) при заміні лімітів інтегрування кінцевими значеннями $y_0 = \left(\frac{V_0}{b_w}\right)^{c_w}$ та $y_м = \left(\frac{V_м}{b_w}\right)^{c_w}$ призводять практично до тих же значень, що і асимптотичні оцінки K_{as} (з абсолютною різницею ±0,001):

$$K_г = e^{-y_0} - e^{-y_м} - \int_{y_0}^{y_м} e^{-ky^2} e^{-y} dy .$$

Тому для оцінки КВВП можна впевнено користуватися простою формулою (8), яка займає один програмний рядок в ППП MS Excel:

КВВП=1–КОРЕНЬ(ПИ)*EXP(1/(4*(*k*)))*(1–ФОШ(1/2*КОРЕНЬ(*k*)))/(2*КОРЕНЬ(*k*)),

де (*k*) — номер комірки зі значенням показника *k*.

Все викладене вище є оцінкою «чистого» значення КВВП без урахування різних видів додаткових втрат, які можна врахувати за допомогою введення відповідних коефіцієнтів.

Висновки

На основі аналізу характеристик потужності 50 ВЕУ провідних світових виробників номінальною потужністю 2,0—3,6 МВт доведено можливість застосування ІРВГ для опису цих характеристик. Середнє значення коефіцієнтів детермінації становить $R^2 \approx 0{,}975$.

Отриманий простий асимптотичний вираз (3) для КВВП пов'язує параметри ДРВГ для швидкості вітру і параметри ІРВГ для характеристики потужності ВЕУ. При цьому передбачення збігається з результатами чисельних розрахунків з точністю до 2 %.

Виконані чисельні оцінки реальних значень КВВП для конкретних ВЕУ практично збігаються з асимптотичними оцінками, при цьому останні є більш простими для обчислення КВВП та його аналізу.

На основі отриманих результатів запропоновано рекомендації щодо вибору реальної ВЕУ для конкретної місцевості.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. BP p.l.c. Statistical review of world energy 2020 | 69th edition. URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/ statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf (останнє звернення 01.01.2021).
2. GWEC global wind report 2019. URL: https://gwec.net/global-wind-report-2019/ (останнє звернення 01.01.2021).
3. НЕК «Укренерго». Встановлена потужність енергосистеми України на 12/2020. URL: https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosystemy-ukrayiny/#12-2020 (останнє звернення 01.01.2021).
4. *Manwell J.F.*, *McGowan J., Rogers A.* Wind energy explained: theory, design, and application 2nd ed. Chichester: John Wiley &Sons, Ltd., 2008, pp. 59—61.
5. *Weibull W*. A statistical distribution function of wide applicability.//Journal of Applied Mechanics, 1951, Vol. 18(3), pp. 293—297.
6. *Гнеденко Б.В.* Предельные законы для сумм независимых случайных величин. // Успехи математических наук, 1944, № 10, с. 115—165.
7. *Lydia M., Kumar S.S., Selvakumar A.I. et al.* Comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014. Vol. 30. pp. 452—460.
8. *Sohoni V., Gupta S.C., Nema R.K*. A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy System // Journal of Energy, 2016, No 1, pp. 1—18.
9. IEC. Wind Turbines. Part 12-1: Power Performance Measurements of Electricity Producing Wind Turbines; IEC61400-12-1; International Electrotechnical Commission. Geneva, Switzerland, 2005.
10. *Romanuke V.* Wind Turbine Power Curve Exponential Model with Differentiable Cut-in and Cut-out Parts. // Research Bulletin of the National Technical University of Ukraine Kyiv Politechnic Institute. 33-43. 10.20535/1810-0546.2018.2.121504. 2018.
11. *Albadi M., El-Saadany E.* Wind Turbines Capacity Factor Modeling — A Novel Approach. Power Systems // IEEE Transactions, 2009, 24, pp. 1637—1638. 10.1109/TPWRS.2009.2023274.
12. *Al-Shamma'a Abdullrahman, Addoweesh Khaled, Eltamaly Ali*. Optimum Wind Turbine Site Matching for Three Locations in Saudi Arabia. // Advanced Materials Research, 2015, pp. 347—353. 10.4028 URL: www.scientific.net/AMR.347-353.2130.
13. *Diyoke Chidiebere*. A new approximate capacity factor method for matching wind turbines to a site: case study of Humber region, UK // International Journal of Energy and Environmental Engineering, 2019. 10. 10.1007/s40095-019-00320-5.
14. *Sagias N.C., Karagiannidis G.K*. Gaussian class multivariate Weibull distributions theory and applications in fading channels // IEEE Transactions on Information Theory, 2005, Vol. 51 (10), pp. 3608—3619.

15. *Прудников А.В., Барычев Ю.А., Мырычев О.И.* Интегралы и ряды. М.: Наука, 1981, 346 с.
16. *Подгуренко В.С., Терехов В.Є., Гетманець О.М. та ін*. Патент 135302, МПК F03D 1/00, G01P 5/00. Спосіб оцінювання виробітку вітряної електричної турбіни. Україна. u2019 00597; заявл. 21.01.2019, бюл. № 12.

Отримано 23.02.21

REFERENCES

1. Statistical review of world energy, 69th edition (2020), BP p.l.c., URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf (accessed: January 01, 2021).
2. GWEC global wind report (2019), URL: https://gwec.net/global-wind-report-2019/ (accessed: January 01, 2021).
3. Installed capacity of the IPS of Ukraine values as of 12/2020, NPC «Ukrenergo», URL: https://ua.energy/installed-capacity-of-the-ips-of-ukraine/ (accessed: January 01, 2021).
4. Manwell, J.F., McGowan, J. and Rogers, A. (2008), Wind energy explained: theory, design, and application, 2nd ed., Chichester: John Wiley&Sons, London, England.
5. Weibull, W. (1951), "A statistical distribution functions of wide applicability", *Journal of Applied Mechanics*, Vol. 18, no. 3, pp. 293–297.
6. Gnedenko, B.V. (1944), "Limit laws for sums of independent random variables", *Uspekhi matematicheskikh nauk*, Vol. 10, pp. 115–165.
7. Lydia, M., Kumar, S.S., Selvakumar, A.I. et al. (2014), "Comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 30, pp. 452–460.
8. Sohoni, V., Gupta, S.C. and Nema, R.K. (2016), "A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modeling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems", *Journal of Energy*, Vol. 1, pp. 1-18.
9. IEC (2005), Wind Turbines, Part 12-1: Power Performance Measurements of Electricity Producing Wind Turbines; IEC61400-12-1; International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland.
10. Romanuke, V. (2018), Wind Turbine Power Curve Exponential Model with Differentiable Cut-in and Cut-out Parts. Research Bulletin of the National Technical University of Ukraine Kyiv Polytechnic Institute. DOI: 10.20535/1810-0546.2018.2.121504.
11. Albadi, M. and El-Saadany, E. (2009), "Wind Turbines Capacity Factor Modeling", *A Novel Approach. Power Systems, IEEE Transactions*, Vol. 24, no. 3, pp. 1637-1638. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2023274.
12. Al-Shamma'a, A., Addoweesh, K. and Eltamaly, A. (2015), "Optimum Wind Turbine Site Matching for Three Locations in Saudi Arabia", *Advanced Materials Research*, pp. 347-353. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.347-353.2130.
13. Diyoke, C. (2019), "A new approximate capacity factor method for matching wind turbines to a site: case study of Humber region, UK", *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, Vol. 10, no. 4, pp. 451-462. DOI: 10.1007/s40095-019-00320-5.
14. Sagias, N.C. and Karagiannidis, G.K. (2005), "Gaussian class multivariate Weibull distributions theory and applications in fading channels", *IEEE Transactions on Information Theory*, Vol. 51, no. 10, p. 3608–3619.

15. Prudnikov, A.V., Brychkov, A.V. and Marychev, O.I. (1981), *Integraly i ryady* [Integrals and series], Nauka, Moscow, Russia.
16. Podgurenko, V.S., Terekhov, V.Ye., Getmanets, O.M. et al. (2019), Patent No. 135302, MPK F03D 1/00 G01P 5/00 "The method of estimation the wind power plant production", u2019 00597; application date January 21, 2019; Bulletin no. 12.

Received 23.02.21

V.S. Podhurenko, O.M. Getmanets, V.E. Terekhov

THE METHOD OF THE ESTIMATING WIND POWER PLANT'S INSTALLED CAPACITY UTILIZATION FACTOR

The purpose of this work is to find a simple analytical dependence for the utilization factor of the installed capacity of a wind power plant on the parameters of its power characteristics and the parameters of the wind cadastre at the proposed location of the wind power plant at a given height of the axis of its wind wheel. Based on the study of the power characteristics of 50's wind power plants of various manufacturers with a capacity of 2.0 MW to 3.6 MW, it has been shown that these characteristics are well described by the Weibull – Gnedenko two-parameter integral distribution. A simple asymptotic expression for the installed power utilization factor depending on two parameters of the Weibull – Gnedenko differential distribution for the wind speed and two parameters of the Weibull – Gnedenko integral distribution for the power characteristic of a wind power plant has been obtained. It has been shown that the predictions of the asymptotic expression differ by no more than 2% from the results of numerical calculations of the installed capacity utilization factor and, therefore, can be used to select or design a specific wind power plant on the proposed area at a given height of the wind wheel axis.

K e y w o r d s: wind energy, wind wheel, wind cadastre zones, power curve, Weibull-Gnedenko distribution, tabulated function.

ПОДГУРЕНКО Володимир Сергійович, канд. техн. наук, доцент Національного університету кораблебудування ім. адмірала Макарова. У 1964 р. закінчив Миколаївський кораблебудівний інститут. Область наукових досліджень — вітроенергетика.

ГЕТЬМАНЕЦЬ Олег Михайлович, канд. фіз.-мат. наук, доцент Національного університету ім. В.Н. Каразіна. У 1977 р. закінчив Харківський державний університет ім. М. Горького. Область наукових досліджень — математичне моделювання.

ТЕРЕХОВ Володимир Євгенович, аспірант Ін-ту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України. У 2010 р. закінчив Національний університет кораблебудування (м. Миколаїв). Область наукових досліджень — вітроенергетика.