

УДК 621.311.245(477.7)
DOI [https://doi.org/10.15589/znп2024.4\(497\).5](https://doi.org/10.15589/znп2024.4(497).5)

FEATURES OF THE APPLICATION OF THE MATHEMATICAL MODEL OF MULTIPLE LINEAR REGRESSIONS FOR ASSESSING VOLUMES OF ELECTRICITY PRODUCTION BY WIND TURBINES

ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ МНОЖИННОЇ ЛІНІЙНОЇ РЕГРЕСІЇ ДЛЯ ОЦІНКИ ОБСЯГІВ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИМИ УСТАНОВКАМИ

Volodymyr V. Podhurenko¹
vspodgurenko@gmail.com
ORCID: 0000-0001-8443-0160
Oleg M. Getmanets²
getmanets54@gmail.com
ORCID: 0000-0002-0543-0961
Volodymyr Ye. Terekhov³
vl.terekhov86@gmail.com
ORCID: 0000-0003-1080-0119

В. С. Подгуренко¹,
канд. техн. наук, доцент
О. М. Гетманець²,
канд. фіз.-мат. наук, доцент
В. Є. Терехов³,
канд. техн. наук, диспетчер

¹*Admiral Makarov National University of Shipbuilding, Mykolaiv*

²*V. N. Karazin Kharkiv National University, Kharkiv*

³*MC "Wind Parks of Ukraine" LLC, Perechyn*

¹*Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова, м. Миколаїв*

²*Національний університет імені В. Н. Каразіна, м. Харків*

³*ТОВ УК «Вітряні парки України», м. Перечин*

Abstract. The aim of the work is to develop a mathematical model of wind turbines production depending on their main sizes: the nominal installed power of the electric generator and the diameter of the rotor, taking into account the height of its hub location in different wind conditions for the future construction of a wind power plant. The task is quite relevant, because the main drawback of the well-known mathematical model of annual electricity production in the form of a convolution of two functions: the power curve of a wind turbine with given technical characteristics, and the Weibull-Gnidenko probability distribution, is the difficulty of finding the corresponding power curve due to its concealment by manufacturers. Existing methods of restoring the power curve by wind turbine size are quite complex and are not without drawbacks. Therefore, as a reliable and simple tool for determining the annual electricity production of such turbines, a mathematical model of multiple linear regression is proposed. The input data for building the corresponding mathematical models were obtained as a result of calculating annual production according to known power curves using a well-known model. However, it was found that the increase in the range of dispersion of the nominal capacities of wind turbines the accuracy of calculations using the mathematical model of multiple linear regression. The global trend of continuous growth in the capacity of wind turbines has made it impossible to create a single mathematical model of multiple linear regression of annual production for the entire range of capacities of existing wind power plants in Ukraine. Therefore, in order to maintain the required forecasting accuracy, several models have been built for different power ranges. Analysis of the obtained models revealed the functional dependence of their coefficients on the wind turbine size, which makes it possible to modify the mathematical model of multiple linear regression for a wind turbine of the required capacity.

Key words: wind turbines; sizes; hub height; mathematical model; electricity production.

Анотація. Метою роботи є розробка математичної моделі виробітку вітрових енергетичних установок в залежності від їх основних типорозмірів: номінальної встановленої потужності електрогенератора та діаметра вітрового колеса з урахуванням висоти осі його розташування в різних вітрових умовах під майбутнє будівництво вітрової електричної станції. Поставлена задача є досить актуальною, адже основним недоліком загальновідомої математичної моделі річного виробітку у вигляді інтегральної згортки двох функцій: кривої потужнос-

ті вітрової електричної установки із заданими технічними характеристиками, та диференціального розподілу Вейбула – Гніденка для швидкості вітру, полягає у складності визначення відповідної кривої потужності через її приховування виробниками. Існуючі методи відновлення кривої потужності за типорозмірами досить складні та не позбавлені недоліків. Отже, в якості надійного та простого інструменту визначення річного виробітку електроенергії таких установок запропоновано математична модель множинної лінійної регресії. Вхідні дані для побудови відповідних математичних моделей отримані в результаті обчислення річних виробітків за відомими кривими потужностей із застосуванням загальновідомої моделі. Але було виявлено, що збільшення діапазону розкиду номінальних потужностей вітрових енергетичних установок впливає на точність розрахунків за математичною моделлю множинної лінійної регресії. Загальносвітова тенденція невинного зростання потужності вітрових енергетичних установок призвела до унеможливлення створення єдиної математичної моделі множинної лінійної регресії річного виробітку для всього діапазону потужностей існуючих вітрових енергетичних установок в Україні. Отже, задля збереження потрібної точності прогнозування побудовано кілька моделей для різних діапазонів потужності. Аналіз отриманих моделей виявив функціональну залежність їх коефіцієнтів від типорозміру вітрових енергетичних установок, що дає можливість модифікувати математичну модель множинної лінійної регресії під вітрову електричну установку потрібної потужності.

Ключові слова: вітроелектричні установки; типорозміри; висота осі вітрового колеса; математична модель; виробіток.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ

Однією з найважливіших задач вітроенергетики є підбір найбільш ефективних промислових вітрових електричних установок (ВЕУ) під конкретні вітрові умови місця будівництва вітрової електричної станції (ВЕС). Річний виробіток ВЕУ Q є основою для проведення оцінки ефективності її роботи і визначається на підставі даних вітрового потенціалу місцевості та характеристикою (кривою) потужності (КП) [1]:

$$Q = T K_T K_P \int_0^{\infty} P(V) \cdot f(V) dV, \quad (1)$$

де T – час роботи ВЕУ; K_T – коефіцієнт технічної готовності ВЕУ; K_P – коефіцієнт простоту; $P(V)$ – КП ВЕУ; $f(V)$ – диференціальний розподіл швидкості вітру на висоті осі вітроколеса (ВК).

Проте, останнім часом намітилася тенденція виробників ВЕУ не оприлюднювати КП своїх виробів, що істотно ускладнює проведення розрахунків виробітку електроенергії. В існуючі характеристики потужності завідомо вноситься невизначеність шляхом їх представлення у вигляді таблиць з широким інтервалом дискретності або графіків потужності малого масштабу, а сучасна тенденція заміни характеристики ВЕУ на прогнозований річний виробіток ВЕУ (див. сайти основних світових виробників [2; 3] та ін.) за експериментальних умов вимірювання унеможливує точне визначення характеристики потужності. Крім того, багато фахівців дійшли висновку, що отримати максимальну ефективність можна лише розробкою конструкції ВЕУ під конкретну місцевість [4–7]. Отже, обмежений асортимент існуючих моделей не дозволяє вибрати ВЕУ, що найбільше відповідає умовам обраного майданчика будівництва.

Таким чином, існує проблема визначення річного виробітку ВЕУ за відсутності її КП.

Існуючі способи відновлення КП ВЕУ із застосуванням лінійної, квадратичної, біноміальної, кубічної, експоненціальної та інших моделей [8] за

деякими паспортними даними ВЕУ [9, 10], або на підставі коефіцієнту використання енергії вітру [11, 12], все одне потребують звертання по деяких, не широким характеристиках ВЕУ.

Хоча деякі дослідники відмічали суттєвий вплив на КП діаметру ВК D та номінальної потужності генератора ВЕУ P [13], задача визначення зв'язку між ними досі не вирішена через ствердження відносно унікальності форми КП кожної моделі ВЕУ [14, 15]. Абсолютна більшість дослідників займаються питаннями покращення якості апроксимації конкретних КП ВЕУ шляхом пошуку нових та удосконалення відомих математичних моделей (ММ) [16, 17] та ін.

Але проведені дослідження [18, 19] довели, що КП ВЕУ може бути відтворена із застосуванням лише двох її основних параметрів (типорозмірів): номінальної встановленої потужності генератора P та діаметра ВК D . Досить складні та громіздкі ММ [18, 19] змушують шукати більш простий та надійний спосіб визначення річного виробітку ВЕУ без залучення КП.

АНАЛІЗ ОСТАННІХ ДОСЛІДЖЕНЬ І ПУБЛІКАЦІЙ

За даними вітрових вимірів на майданчику пілотної Аджигольської ВЕС, що розташована в Північному Причорномор'ї України з використанням КП ВЕУ потужністю 1,5–3,2 МВт різних світових виробників було розроблено ММ множинної лінійної регресії річного виробітку ВЕУ (ММ МЛР), яка визначає вплив окремих параметрів (пояснюючих факторів): діаметру ВК D , висоти осі ВК H , номінальної потужності генератора P та інших на величину річного виробітку ВЕУ у вигляді функції $Q = f(P, D, H)$ [20]:

$$Q_2 = -7126,25 + 1348,594 \cdot P + 97,52617 \cdot D + 28,81139 \cdot H, \quad (2)$$

тут Q у МВт·год; P у МВт; D та H у метрах.

Вона істотно спрощує проведення подібних розрахунків, оскільки потрібне лише одноразове визначення річного виробітку вибірових моделей ВЕУ на

декількох висотах розташування осі ВК. Зіставлення результатів теоретичних досліджень та промислової експлуатації підтверджує правомірність застосування отриманої ММ (2).

ВІДОКРЕМЛЕННЯ НЕВИРІШЕНИХ РАНІШЕ ЧАСТИН ЗАГАЛЬНОЇ ПРОБЛЕМИ

Загальносвітова тенденція невинного зростання потужності ВЕУ [21] призвела до введення в експлуатацію в Україні ВЕУ потужністю 5–6 МВт [22]. Спроба побудувати ММ МЛР річного виробітку ВЕУ для всього діапазону потужностей існуючих ВЕУ в Україні призводить до негативного результату через велику помилку прогнозування. Отже, задля збереження потрібної точності прогнозування потрібне залучення кількох ММ ЛР річного виробітку для різних відрізків діапазону потужності, але більш раціональним є її коригування за виявленими функціональними залежностями.

МЕТА ДОСЛІДЖЕННЯ

Метою дослідження є розробка ММ ЛР річного виробітку ВЕУ у вітрових умовах Північного Причорномор'я України, яка б дозволяла визначати з високою точністю річного виробітку будь-якої з існуючих в Україні ВЕУ.

Для досягнення поставленої мети залучено:

- Існуюча ММ ЛР річного виробітку ВЕУ потужністю 1,5–3,2 МВт, яка побудована за даними вітрових спостережень на Аджигольській ВЕС;
- результати вітрових вимірювань на різних висотах приземного шару атмосфери поблизу с. Іванівка Миколаївської області;
- 44 КП ВЕУ потужністю від 0,8 до 8 МВт;
- методи варіаційної статистики, регресійного аналізу, математичного моделювання, числові та комп'ютерні методи пошуку рішень.

Об'єкт дослідження – процес генерування електричної енергії ВЕУ мультимегаватного класу різних типорозмірів.

Предмет дослідження – залежність коефіцієнтів ММ МЛР річного виробітку ВЕУ від її типорозміру.

ОСНОВНИЙ МАТЕРІАЛ

Побудова ММ МЛР річного виробітку ВЕУ потужністю від 3,5 МВт

З огляду на майже відсутні публікації щодо КП на офіційних сайтах виробників, звернемося до бази даних [23]. У результаті проведеного відбору було сформовано вибірку з 16-ти КП ВЕУ потужністю 3,5–8 МВт. На підставі даних багаторічних висотних вітрових вимірювань на висотах $H = 50, 80$ та 100 м, із застосуванням команди «Додати ступеневу лінію тренду» пакету прикладних програм (ППП) MS Excel, визначені параметри ступеневої залежності річного виробітку кожної ВЕУ з подальшим обчисленням прогнозованого виробітку на висотах $H = 120, 140$ та 160 м (всього 96 значень, див. табл. 1). Слід розуміти, що таке обчислення є умовним, так як розташування осі ВК на висотах 50 м (для всіх представлених ВЕУ) та 80 м (для деяких ВЕУ) технічно неможливе.

Для виявлення статистичного зв'язку між усіма факторами таблиці 1 розраховано кореляційну матрицю із застосуванням інструменту «Кореляція» PPP MS Excel [24, 25]:

Таблиця 2 підтверджує існування взаємозв'язків між виробітком Q та параметрами ВЕУ, а також між діаметром ВК D та номінальною потужністю генератора P , що вказує на дотримання виробниками ВЕУ деякого середньостатистичного співвідношення між даними параметрами.

Застосувавши інструмент «Регресія» PPP MS Excel отримали наступні дані статистичного аналізу:

Таблиця 1. Показники річного виробітку деяких ВЕУ потужністю від 3,5 до 8 МВт

Висота H , м			50	80	100	120	140	160
ВЕУ	P , МВт	D , м	Q , МВт·год					
Enercon E-101	3,5	101	8 137	10 096	11 212	12 187	13 086	13 919
Eno 126 3.5	3,5	126	10 328	12 375	13 475	14 456	15 338	16 144
Siemens SWT-3.6	3,6	120	9 611	11 705	13 857	14 877	16 097	17 234
Nordex N 131	3,6	131	11 336	13 521	14 667	15 709	16 637	17 484
Enercon E-126	4,2	126	10 787	13 115	14 408	15 541	16 574	17 524
Enercon E-141	4,2	141	12 604	14 997	16 284	17 419	18 440	19 373
Enercon E-112	4,5	114	9 226	11 569	12 949	14 132	15 236	16 261
Gamesa G128	4,5	128	11 516	14 062	15 477	16 726	17 862	18 908
W2E-151	4,5	151	14 008	16 723	18 149	19 439	20 593	21 648
W2E-151	4,8	151	14 664	17 515	19 028	20 390	21 607	22 721
Gamesa G128	5	128	11 972	14 655	16 170	17 484	18 691	19 804
Gamesa G132	5	132	12 483	15 229	16 762	18 105	19 330	20 459
W2E-165	5,2	165	16 709	19 773	21 377	22 827	24 114	25 288
Enercon E-126	7,58	126	12 580	15 991	18 057	19 805	21 457	22 999
Vestas V164	8	164	18 415	22 896	25 448	27 692	29 755	31 666
Aerodyn 8.0	8	168	17 423	21 652	24 088	26 206	28 161	29 971

Таблиця 2. Кореляційна матриця

Фактори	P	D	H	Q
P	1			
D	0,606221451	1		
H	5,43966E-18	1,21596E-17	1	
Q	0,689371122	0,752821249	0,557321464	1

За результатами проведеного аналізу отримано ММ вигляду:

$$Q_3 = -15260,7 + 1195,699 \cdot P + 137,2119 \cdot D + 73,08151 \cdot H(3)$$

Здобута ММ має високий коефіцієнт детермінації $R^2 = 0,96$, стандартну помилку 943 МВт·год, модель значуща загалом за Фішером ($P_F < 8,34 \cdot 10^{-66}$). Рівень значущості коефіцієнтів при пояснюючих факторах за Стьюдентом вкрай малий в порівнянні з критичним значенням 0,05. Тобто ММ (3) не має видимих недоліків.

Зіставлення ММ (2) та (3) показує суттєве зростання коефіцієнтів при D (на 40%) та H (більш ніж на 250%), а вплив умовного 1 МВт потужності генератора (коефіцієнт при P) дещо знизився (на 11%).

Таким чином стає очевидною помилковість застосування таких ММ для прогнозування річного виробітку ВЕУ з параметрами, що виходять за межі діапазону їх вхідних даних. Порівняльний аналіз результатів

моделювання за ММ (2) та (3) з вихідними даними (96 значень) показав середню помилку прогнозування 3,8% ММ (3) проти 10,6% ММ (2). На рис. 1 показано поступове зростання відхилень результатів прогнозування ММ (2) від вихідних даних зі збільшенням типорозмірів ВЕУ з відповідним збільшенням річного виробітку Q . Стає очевидним, що з подальшим зростанням типорозмірів ВЕУ у майбутньому знову виникне необхідність побудови нової ММ. Разом з тим, виявлений недолік ММ ЛР регресії можна усунути, якщо будуть встановлені відповідні залежності між технічними параметрами ВЕУ та значеннями коефіцієнтів ММ.

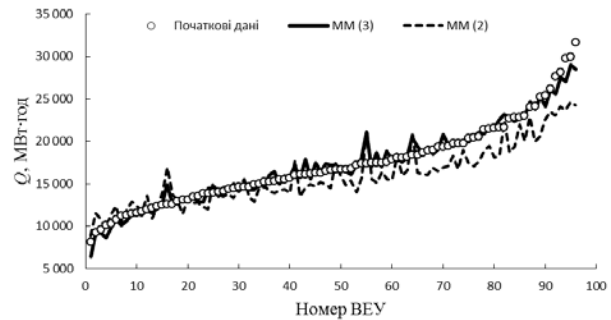


Рис. 1. Оцінка прогнозування за ММ

Таблиця 3. Результати статистичного аналізу

Регресійна статистика						
Множинний R	0,9814					
R-квадрат	0,9632					
Нормований R-квадрат	0,9620					
Стандартна помилка	943,4686					
Спостереження	96					
Дисперсійний аналіз						
	df	SS	MS	F	Значимість F	
Регресія	3	2,14E+09	7,14E+08	802,1276	8,3427E-66	
Залишок	92	81892240	890133			
Разом	95	2,22E+09				
	Коефіцієнти	Стандартна помилка	t-статистика	P-значення	Нижні 95%	Верхні 95%
Y-перетин	-15260,68	776,6823	-19,6486	1,1E-34	-16803,2402	-13718,12
P	1195,699	81,6536	14,6436	9,06E-26	1033,5285	1357,871
D	137,2119	6,5187	21,0489	6,12E-37	124,2652	150,1587
H	73,08151	2,6234	27,8571	1,27E-46	67,8711	78,2919

Таблиця 4. Показники річного виробітку ВЕУ потужністю 2 МВт

Висота H, м		50	80	100	120	140	160
ВЕУ	D, м	Q, МВт·год					
Gamesa G80	80	4 508	5 573	6 181	6 709	7 196	7 647
Gamesa G83	83	4 615	5 695	6 311	6 846	7 339	7 794
Gamesa G97	97	6 234	7 447	8 084	8 661	9 177	9 649
Gamesa G114	114	7 694	8 908	9 506	10 064	10 550	10 990
Leitwind LTW 90	90	5 541	6 698	7 331	7 890	8 397	8 862
Leitwind LTW 101	101	6 531	7 750	8 383	8 962	9 474	9 942
Leitwind LTW 104	104	6 829	8 053	8 681	9 257	9 765	10 228
Fuhrlander FL 2.0 – 93	93	5 564	6 772	7 425	8 012	8 544	9 032
Fuhrlander FL 2.0 – 100	100	6 182	7 403	8 045	8 631	9 153	9 630

Дослідження впливу параметрів ВЕУ на приріст річного виробітку

Подальше дослідження спрямоване на визначення факторів, що впливають на зміни коефіцієнтів ММ. Для цього за даними [23] були сформовані вибірки з декількох моделей ВЕУ одного виробника потужністю 2; 2,5 та 3,45 МВт з урахуванням даних вітрових вимірювань поблизу с. Іванівка, та визначено теоретичні виробітки даних ВЕУ на висотах 50, 80, 100, 120, 140 та 160 м.

На першому етапі визначимо приріст річного виробітку ВЕУ dQ на 1 м висоти (у МВт·год/м) у кожному діапазоні висот з прив'язкою до його середини (наприклад, для діапазону 50–80 м це точка 65 м і т.д.). Тоді, наприклад, для ВЕУ Gamesa G80 значення приросту у цій точці складе:

$$dQ_{65} = \frac{Q_{80} - Q_{50}}{H_{80} - H_{50}} = \frac{5573 - 4508}{80 - 50} = 35,5 \text{ МВт·год/м.}$$

Результати подальшого обчислення представлені у таблиці 7.

Результати співставлення наведені у таблицях 7–9 та рис. 2.

Рис. 2 ілюструє що, з огляду на існуючу світову тенденцію поступового збільшення типорозмірів ВЕУ (P , D , H), саме значення номінальної потужності генератора ВЕУ P суттєво впливає на зростання величини приросту річного виробітку ВЕУ dQ на 1 м висоти (коефіцієнт при H ММ), тоді як збільшення висоти розташування осі ВК має протилежний вплив. А високі показники коефіцієнтів детермінації вказують на незначний вплив діаметру ВК D на даний приріст.

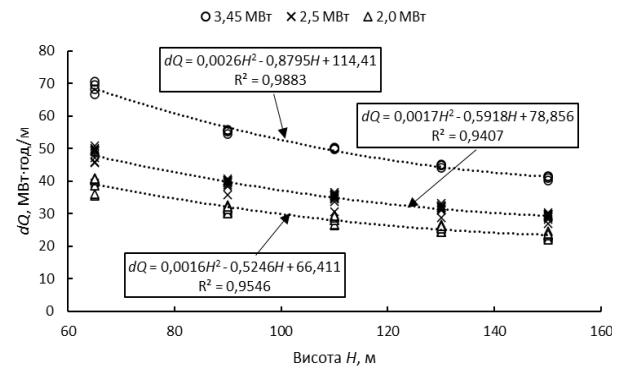


Рис. 2. Залежність приросту річного виробітку ВЕУ від висоти осі ВК для умов Північного Причорномор'я України

Таким чином, якщо коефіцієнти ММ є функцією параметру номінальної потужності ВЕУ, то подальше визначення даних функціональних зв'язків відкриває шлях до оптимізації значень даних коефіцієнтів під конкретне значення номінальної потужності, що призведе до суттєвого розширення області адекватності ММ та покращення точності прогнозування.

Побудова ММ річного виробітку ВЕУ потужністю 0,85–1,75 МВт

Якщо висунута гіпотеза щодо функціональної залежності параметру номінальної потужності ВЕУ та коефіцієнтів ММ є вірною, то співставлення значень коефіцієнтів ММ (3), (2) та ММ річного виробітку ВЕУ номінальною потужністю, наприклад, до 2 МВт, дану залежність однозначно виявить.

Таблиця 5. Показники річного виробітку ВЕУ потужністю 2,5 МВт

Висота H , м		50	80	100	120	140	160
ВЕУ	D , м	Q , МВт·год					
Nordex N80	80	4 306	5 490	6 206	6 816	7 391	7 929
Nordex N90	90	5 924	7 289	8 064	8 736	9 355	9 927
Nordex N100	100	6 971	8 447	9 249	9 963	10 610	11 204
Fuhrlander FL 2.5 – 90	90	5 509	6 887	7 679	8 372	9 013	9 608
Fuhrlander FL 2.5 – 100	100	6 970	8 473	9 288	10 019	10 680	11 288
Leitwind LTW 101	101	7 037	8 511	9 312	10 025	10 669	11 261
Leitwind LTW 104	104	7 298	8 764	9 565	10 266	10 903	11 486
Vensys 100	100	6 501	7 913	8 700	9 388	10 016	10 593
Vensys 109	109	7 427	8 905	9 698	10 406	11 042	11 625
Vensys 112	112	7 714	9 204	9 995	10 703	11 338	11 919
GE 2.5 – 100	100	6 481	7 929	8 728	9 439	10 085	10 680
GE 2.5 – 103	103	7 012	8 494	9 297	10 016	10 664	11 260
GE 2.5 – 120	120	9 035	10 555	11 319	12 025	12 644	13 207

Таблиця 6. Показники річного виробітку ВЕУ потужністю 3,45 МВт

Висота H , м		50	80	100	120	140	160
ВЕУ	D , м	Q , МВт·год					
Vestas V112	112	8 822	10 819	11 929	12 935	13 833	14 661
Vestas V117	117	9 444	11 487	12 603	13 601	14 503	15 332
Vestas V126	126	10 510	12 596	13 702	14 699	15 593	16 411
Vestas V136	136	11 698	13 818	14 905	15 905	16 787	17 591

Далі, аналогічно побудові ММ (3), звернувшись до бази даних [23], було сформовано вибірку річних виробітків 16-ти ВЕУ потужністю 0,85–1,75 МВт на тих ж самих висотах осі ВК (табл. 10). Вибір меж даного діапазону продиктовано з одного боку областю адекватності ММ (2), а з іншого боку – міркуваннями щодо тенденції поступового погіршення ефективності роботи ВЕУ із відповідним зменшенням її номінальної потужності. Такі міркування мають певне підґрунтя з огляду на існуючу еволюцію параметрів ВЕУ (тобто, із зменшенням потужності збільшується кількість застарілих ВЕУ), та технологічну складність розміщення обладнання ВЕУ в обмеженому об'ємі.

Застосувавши інструмент «Регресія» ППП MS Excel отримано наступні дані статистичного аналізу:

За результатами статистичного аналізу отримано якісну ММ вигляду:

$$Q_4 = -4058,9 + 1428,248 \cdot P + 66,8066 \cdot D + 17,48028 \cdot H. (4)$$

Далі постає задача прив'язки коефіцієнтів ММ (2)–(4) до конкретних значень номінальної потужності. З огляду на неясність найвірнішого шляху її розв'язку, обчислимо значення номінальної потужності за трьома варіантами, а далі за результатами прогнозування виберемо найкращий за точністю:

А. Середньоарифметичне значення найбільшого та найменшого значення номінальної потужності ВЕУ з масиву вхідних даних.

В. Середньоарифметичне значення номінальної потужності всіх ВЕУ з масиву вхідних даних.

С. Медіана номінальної потужності всіх ВЕУ з масиву вхідних даних.

Визначення функціональної залежності коефіцієнтів ММ

Обчислимо для кожної з трьох ММ середньоарифметичні значення найбільшого та найменшого значення номінальної потужності ВЕУ з масиву вхідних даних.

Таблиця 7. Показники приросту річного виробітку ВЕУ потужністю 2 МВт

Висота H , м	65	90	110	130	150
ВЕУ	dQ , МВт·год/м				
Gamesa G80	35,5	30,4	26,4	24,4	22,5
Gamesa G83	36,0	30,8	26,8	24,6	22,8
Gamesa G97	40,4	31,9	28,9	25,8	23,6
Gamesa G114	40,5	29,9	27,9	24,3	22,0
Leitwind LTW 90	38,6	31,7	28,0	25,3	23,3
Leitwind LTW 101	40,6	31,7	28,9	25,6	23,4
Leitwind LTW 104	40,8	31,4	28,8	25,4	23,1
Fuhrlander FL 2.0 – 93	40,3	32,7	29,4	26,6	24,4
Fuhrlander FL 2.0 – 100	40,7	32,1	29,3	26,1	23,9

Таблиця 8. Показники річного виробітку ВЕУ потужністю 2,5 МВт

Висота H , м	65	90	110	130	150
ВЕУ	dQ , МВт·год/м				
Nordex N80	39,5	35,8	30,5	28,8	26,9
Nordex N90	45,5	38,8	33,6	31,0	28,6
Nordex N100	49,2	40,1	35,7	32,3	29,7
Fuhrlander FL 2.5 – 90	45,9	39,6	34,7	32,0	29,7
Fuhrlander FL 2.5 – 100	50,1	40,8	36,6	33,0	30,4
Leitwind LTW 101	49,1	40,1	35,6	32,2	29,6
Leitwind LTW 104	48,9	40,1	35,1	31,8	29,1
Vensys 100	47,1	39,4	34,4	31,4	28,9
Vensys 109	49,3	39,7	35,4	31,8	29,1
Vensys 112	49,7	39,6	35,4	31,8	29,0
GE 2.5 – 100	48,3	40,0	35,6	32,3	29,8
GE 2.5 – 103	49,4	40,2	35,9	32,4	29,8
GE 2.5 – 120	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7

Таблиця 9. Показники приросту річного виробітку ВЕУ потужністю 3,45 МВт

Висота H , м	65	90	110	130	150
ВЕУ	dQ , МВт·год/м				
Vestas V112	66,6	55,5	50,3	44,9	41,4
Vestas V117	68,1	55,8	49,9	45,1	41,5
Vestas V126	69,5	55,3	49,8	44,7	40,9
Vestas V136	70,7	54,4	50,0	44,1	40,2

Так, для ММ (4) це значення складе:
 $\bar{P}_4 = (0,85+1,75)/2 = 1,3$ МВт; для ММ (2):
 $\bar{P}_2 = (1,5+3,2)/2 = 2,35$ МВт; та для ММ (3):
 $\bar{P}_3 = (3,5+8)/2 = 5,75$ МВт відповідно.

Середньоарифметичні значення номінальної потужності всіх ВЕУ з масиву вхідних даних для кожної ММ дорівнюють: $\bar{P}_4 = 1,25$ МВт; $\bar{P}_2 = 2,33$ МВт; $\bar{P}_3 = 4,32$ МВт, а медіани: $\bar{P}_4 = 1,28$ МВт; $\bar{P}_2 = 2,40$ МВт та $\bar{P}_3 = 4,50$ МВт.

Представимо отримані результати у вигляді таблиці:

Як видно з таблиці 12, суттєва різниця у значеннях середньої номінальної потужності спостерігається лише для ММ (3) з огляду на суттєву нерівномірність розподілу значень даного параметру у масиві вхідних даних (наприклад, відсутність ВЕУ потужністю у діапазоні 5,2–7,58 МВт).

Таблиця 10. Показники річного виробітку ВЕУ потужністю від 0,85 до 1,75 МВт

Висота H , м			50	80	100	120	140	160
ВЕУ	P , МВт	D , м	Q , МВт·год					
Gamesa G52	0,85	52	1921	2374	2634	2858	3066	3258
Gamesa G58	0,85	58	2267	2762	3033	3275	3494	3695
Bonus B54	1	54	2050	2553	2844	3096	3330	3546
Enercon E-58	1	58	2280	2830	3144	3419	3671	3906
NEG Micon NM 60	1	60	2244	2747	3035	3282	3509	3719
Leitwind LTW77	1	77	3502	4105	4413	4695	4944	5169
Leitwind LTW86	1	86	3886	4493	4791	5070	5313	5532
Suzlon S.64	1,25	64	2696	3356	3737	4068	4374	4657
Nordex N60	1,3	60	2354	2964	3329	3639	3930	4200
AN Bonus 1300/62	1,3	62	2696	3333	3704	4021	4314	4586
Enercon E-66	1,5	66	2934	3700	4153	4543	4907	5245
Südwind S-70	1,5	70	3245	4070	4544	4961	5347	5705
GE 1.5s	1,5	70,5	3434	4280	4763	5188	5579	5942
Fuhrländer FL MD 77	1,5	77	3976	4832	5303	5720	6098	6446
Vestas V66	1,65	66	2899	3669	4129	4521	4890	5234
Vestas V66	1,75	66	3643	4502	5007	5433	5830	6197

Таблиця 11. Результати статистичного аналізу

Регресійна статистика						
Множинний R	0,9720					
R-квадрат	0,9447					
Нормований R-квадрат	0,9429					
Стандартна помилка	254,7850					
Спостереження	96					
Дисперсійний аналіз						
	df	SS	MS	F	Значимість F	
Регресія	3	102025582,2	34008527,41	523,8902	1,09751E-57	
Залишок	92	5972214,772	64915,378			
Разом	95	107997797				
	Коефіцієнти	Стандартна помилка	t -статистика	P -значення	Нижні 95%	Верхні 95%
У-перетин	-4058,93	218,1393	-18,6070	6,097E-33	-4492,1703	-3625,68
P	1428,248	95,6508	14,9319	2,55E-26	1238,2774	1618,219
D	66,8066	3,1032	21,5286	1,09E-37	60,6435	72,9697
H	17,48028	0,7085	24,6734	2,43E-42	16,0732	18,8874

Таблиця 12. Вхідні дані для визначення функціонального зв'язку

ММ	Середня номінальна потужність $\bar{P}$, МВт			Коефіцієнти ММ			
	A	B	C	c_0	c_1	c_2	c_3
(4)	1,30	1,25	1,28	-4058,9	1428,248	66,8066	17,48028
(2)	2,35	2,33	2,40	-7126,3	1348,594	97,5262	28,81139
(3)	5,75	4,32	4,50	-15260,7	1195,699	137,2119	73,08151

На рис. 3 графічно представлені функціональні залежності коефіцієнтів ММ від параметру середньої номінальної потужності для кожного з варіантів розрахунку з відповідними поліноміальними трендами другого ступеню ($R^2 = 1$).

Таким чином отримано наступні аналітичні залежності коефіцієнтів ММ від параметрів розподілу номінальної потужності ВЕУ:

Варіант А

$$\begin{aligned} c_0 &= 118,85 \cdot \bar{D}^2 - 3355,1 \cdot \bar{D} + 101,91; \\ c_1 &= 6,942 \cdot \bar{D}^2 - 101,2 \cdot \bar{D} + 1548,1; \\ c_2 &= -3,9516 \cdot \bar{D}^2 + 43,68 \cdot \bar{D} + 16,701; \\ c_3 &= 0,5009 \cdot \bar{D}^2 + 8,9632 \cdot \bar{D} + 4,9816. \end{aligned} \quad (5)$$

Варіант Б

$$\begin{aligned} c_0 &= -406,34 \cdot \bar{D}^2 - 1385,5 \cdot \bar{D} - 1692,1; \\ c_1 &= -1,0025 \cdot \bar{D}^2 - 70,165 \cdot \bar{D} + 1517,5; \\ c_2 &= -2,7692 \cdot \bar{D}^2 + 38,358 \cdot \bar{D} + 23,186; \\ c_3 &= 3,8288 \cdot \bar{D}^2 - 3,2155 \cdot \bar{D} + 15,517. \end{aligned} \quad (6)$$

Варіант В

$$\begin{aligned} c_0 &= -355,64 \cdot \bar{D}^2 - 1419,6 \cdot \bar{D} - 1670,8; \\ c_1 &= -0,6212 \cdot \bar{D}^2 - 68,521 \cdot \bar{D} + 1516,6; \\ c_2 &= -2,6072 \cdot \bar{D}^2 + 36,888 \cdot \bar{D} + 24,013; \\ c_3 &= 3,4136 \cdot \bar{D}^2 - 2,4729 \cdot \bar{D} + 15,084. \end{aligned} \quad (7)$$

Оцінка адекватності ММ

Достовірність та допустимість прийнятих ідеалізацій при розробці будь-якої моделі реальної системи може бути перевірена та оцінена шляхом зіставлення результатів прогнозування із вхідними даними.

Для проведення оцінки адекватності отриманих ММ (5)–(7) сформовано вибірку з 235-ти значень річного виробітку ВЕУ згідно наявних вхідних даних: ММ (2) – 43 значення [20]; ММ (3) та (4) – по 96 значень кожна).

На рис. 4 показані результати прогнозування ММ (5)–(7) у вигляді відносних відхилень від вхідних значень.

Як видно з рисунка, жодна з отриманих моделей не підходить для прогнозування річного виробітку ВЕУ потужністю 7,58–8 МВт, що потребує додаткового з'ясування причини. Разом з тим, у діапазоні потужності 0,85–5,2 МВт похибки прогнозування розглянутих моделей не перевищують $\pm 15\%$, із середніми значеннями: ММ (5) – 4,6%; ММ (6) – 4,1%; ММ (7) – 3,9%. Тобто, усі три варіанти є цілком достовірними.

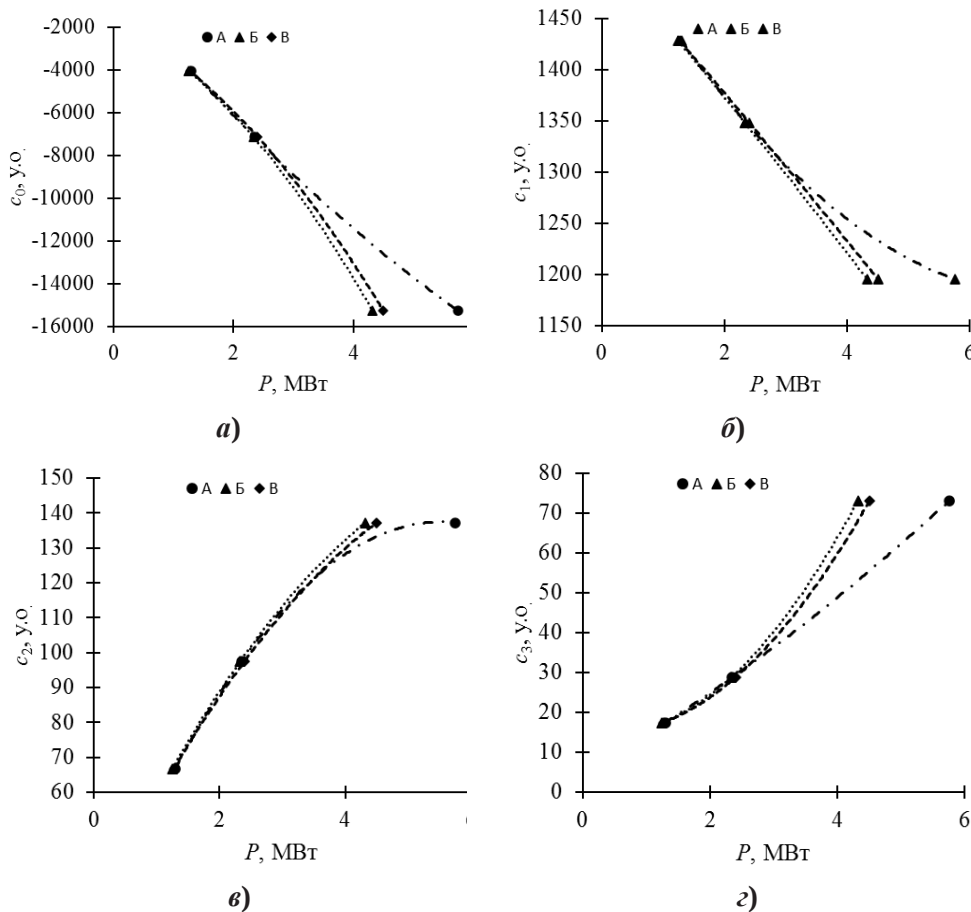


Рис. 3. Залежність коефіцієнтів ММ від параметру середньої номінальної потужності: а) – коефіцієнт c_0 ; б) – коефіцієнт c_1 ; в) – коефіцієнт c_2 ; з) – коефіцієнт c_3 ; (— — — — поліноміальний тренд (варіант А); поліноміальний тренд (варіант Б); — · — · — поліноміальний тренд (варіант В)).

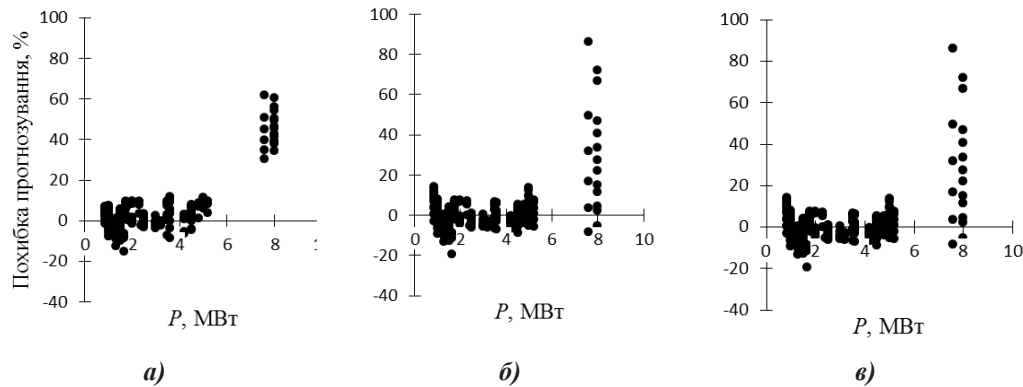


Рис. 4. Результати моделювання за ММ (5)–(7)

Таким чином, будь-яка з ММ (5)–(7) замінює собою ММ (2), ММ (4) та частково ММ (3), тобто у широкому діапазоні потужності зникає потреба у звертанні до різних ММ відповідно потужності ВЕУ, що розглядається.

Між тим зазначена властивість отриманих моделей може вважатися перевагою лише за умови їх схожості з ММ (2)–(4) точності прогнозування.

На рис. 5 представлені результати прогнозування ММ (2)–(4) згідно їх діапазонів потужності (для ММ (3) діапазон обмежено до 5,2 МВт).

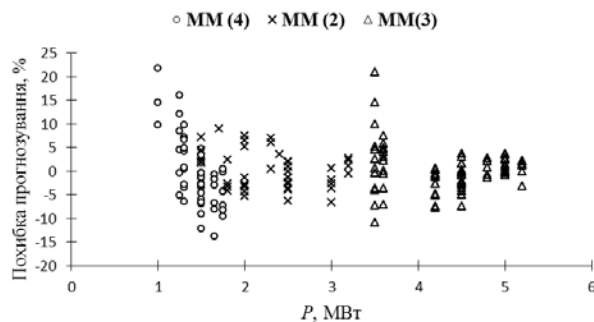


Рис. 5. Результати моделювання за ММ (2)–(4)

Сукупна середня похибка прогнозування ММ (2)–(4) склала 4,2%, що майже збігається з відповідними значеннями для ММ (5)–(7).

Чи можливо було побудувати ММ ЛР відразу для діапазону потужності 0,85–5,2 МВт?.. Для відповіді на це питання, аналогічним чином, на підставі існуючого масиву річних виробітків, побудуємо нову ММ вигляду:

$$Q_3 = -9040,83 + 1598,249 \cdot P + 105,43670 \cdot D + 37,68693 \cdot H. \quad (8)$$

Хоча результати статистичного аналізу не виявляють видимих недоліків ММ (8), рис. 6 наглядно ілюструє неможливість забезпечення високої точності прогнозування такої ММ у всьому діапазоні потужностей.

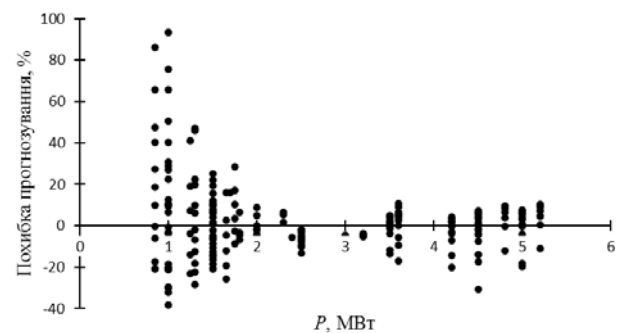


Рис. 6. Результати моделювання за ММ (8)

ВИСНОВКИ

Розглянуто можливість застосування ММ МЛР для визначення річного виробітку ВЕУ заданого типорозміру (діаметру ВК D , висоти осі ВК H та номінальної потужності генератора P). Виявлено суттєвий її недолік, який полягає у збільшенні помилки прогнозування ММ МЛР за відповідного розширення діапазону потужностей ВЕУ. Неперервне зростання потужностей ВЕУ, що встановлюються в Україні, призвело до неможливості побудови однієї ММ МЛР із задовільною точністю для всіх працюючих ВЕУ. Тому існуюча добре зарекомендована ММ МЛР для інтервалів потужностей 1,5–3,2 МВт, була доповнена моделями для потужностей 0,8–1,5 МВт та 3,5 МВт – 5,5 МВт. Аналіз побудованих ММ МЛР дав можливість визначити і проаналізувати функціональні залежності їх коефіцієнтів від величини номінальної потужності ВЕУ. Це дало можливість не тільки обмежитися однією ММ МЛР шляхом коригування її коефіцієнтів відповідно потужності ВЕУ у діапазоні 0,85–5,2 МВт, але й підвищити точність прогнозування. Разом з тим, не вдалося більш детально дослідити функціональні залежності коефіцієнтів ММ МЛР для ВЕУ потужністю від 5,5 МВт і вище, у зв'язку із недостатньою кількістю наявних у вільному доступі даних щодо КП ВЕУ великої потужності.

REFERENCES

- [1] Cavallo A. (1993). Wind Energy: Current Status and Future Prospects. *Science & Global Security*. Vol. 4, pp. 65–109.
- [2] Vestas Wind Systems A/S. Retrieved from: <https://www.vestas.com>. (Accessed: 05.12.2024).
- [3] Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A.U. Retrieved from: <https://www.siemensgamesa.com>. (Accessed: 05.12.2024).
- [4] El-Ahmar M., M. El-Sayed A. -H., Hemeida A. (2017). Evaluation of factors affecting wind turbine output power. 2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON). pp. 1471–1476. doi: 10.1109/MEPCON.2017.8301377.
- [5] Khalfallah M., Koliub A. (2007). Suggestions for improving wind turbines power curves. *The Ninth Arab Intern. Conf. on Solar Energy (AICSE-9)*. Desalination 209. pp. 221–229.
- [6] Salih S., Taha M., Alawsaj M. (2012). Performance analysis of wind turbine systems under different parameters effect. *International Journal of Energy and Environment*. vol. 3(6). pp. 895–904.
- [7] Bencherif M., Brahmi B., Chikhaoui A. (2014). Optimum Selection of Wind Turbines. *Science Journal of Energy Eng.* vol. 2(4). pp. 36–46.
- [8] Sohoni V., Gupta S., Nema R. (2016). A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy System. *Journal of Energy*. No 1. pp. 1–18.
- [9] 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 Politechnic Institute*. pp. 33–43. doi:10.20535/1810-0546.2018.2.121504.
- [10] Chowdhury S., Mehmani A., Zhan J., Messac A. (2016). Market Suitability and Performance Tradeoffs Offered by Commercial Wind Turbines across Differing Wind Regimes. *Energies*. vol. 9 (5). 352. doi: 10.3390/en9050352.
- [11] Man D., Sullivan J., Wasynczuk O. (1981). Dynamic Behavior of a Class of Wind Turbine Generators During Random Wind Fluctuations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. vol. PAS-100(6). pp. 2837–2845.
- [12] Heier S. (1998). Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. *John Wiley & Sons*. 494 p.
- [13] Saint-Drenan Y.-M., Besseau R., Jansen M., Staffell I., Troccoli A., Dubus L., Schmidt J., Gruber K., Simões S., Heier S. (2020). A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental. *Renewable Energy*. vol. 157. pp. 754–768. doi: 10.1016/j.renene.2020.04.123.
- [14] Frandsen S., Antoniou I., Dahlberg J. (1999). Improved power performance assessment methods. *Contributions from the Department of Wind Energy and Atmospheric Physics to EWECE '99 in Nice*. pp. 13–16.
- [15] Goudarzi A., Davidson I., Ahmadi A., Venayagamoorthy G. (2014). Intelligent Analysis of Wind Turbine Power Curve Models. *Proc. 2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG), Orlando, FL, USA*. pp. 1–7. doi: 10.1109/CIASG.2014.7011548.
- [16] Al-Shamma'a A., Addoweesh K., 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.347-353.2 130.
- [17] Bustos-Turu G. Milla L., Vargas F., Saez D., Zareipour H., Núñez A. (2012) Comparison of fixed speed wind turbines models: A case study. *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*. pp. 961–966. doi: 10.1109/IECON.2012.6388937.
- [18] Terekhov V.Ye, Podhurenko V.S. (2021). Modeliuvannia kryvykh potuzhnosti promyslovykh vitroelektrychnykh ustanovok zadanoho typorozmiru [Modeling power curves of industrial wind turbines of a given size]. *Problemy informatyzatsii ta upravlinnia*. Vol. 1. No. 65. pp. 83–90. doi: 10.18372/2073-4751.65.15373 [in Ukrainian].
- [19] Podhurenko V.S., Getmanets O.M., Terekhov V.Ye (2023). Mezha maksymalnoi efektyvnosti roboty vitroelektrychnykh ustanovok iz zadanykh typorozmiramy u konkretnykh vitroklimatychnykh umovakh. [The limit of the wind turbine maximum efficiency with given sizes in specific wind conditions]. *Elektronne modeliuvannia*. Vol. 45 (3). pp. 104–115. doi: 10.15407/emodel.45.03.104 [in Ukrainian].
- [20] Podhurenko V.S., Getmanets O.M., Terekhov V.Ye (2020). Modeliuvannia roboty vitroparkiv Ukrainy v umovakh obmezhenia heneratsii. [Modeling of ukrainian wind farms production under the generation limitation conditions]. *Elektronne modeliuvannia*. Vol. 42 (1). pp. 91–102. doi: 10.15407/emodel.42.01.091 [in Ukrainian].
- [21] Bilgili M., Alphan H., Aktaş AE. (2024). Growth in turbine size and technological development of modern commercial large scale wind turbines in Türkiye. *J Ther Eng*. 10(2). pp. 503–516.
- [22] Dolynchuk S. (2023). Ekspertyza z ukrainskym pasportom: yak pratsiuie nova Tyligulska VES, zbudovana pid chas viiny za 100 km vid okupovanykh rf terytorii. [Expertise with a Ukrainian passport: how the new Tyligul wind farm, built during the war 100 km from the occupied rf territories, works]. Retrieved from: <https://mind.ua/publications/20257758-ekspertiza-z-ukrayinskim-pasportom-yak-pracyue-nova-tyligulska-ves-zbudovana-pid-chas-viiny-za-100> [in Ukrainian]. Accessed: 05.12.2024.
- [23] Retrieved from: <https://en.wind-turbine-models.com>. Accessed: 05.12.2024.
- [24] Mphahlele Mi., Olugbara Oo., Ojo Sunday. (2012). Cross-impact analysis experimentation using two techniques to revise marginal probabilities of interdependent events. *ORiON*. 27(1). doi: 10.5784/27-1-95.
- [25] Chao K. (2008). A new look at the cross-impact matrix and its applications in futures studies. *Journal of Futures Studies*. 12(4). pp. 45–52.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] Cavallo A. (1993). Wind Energy: Current Status and Future Prospects. *Science & Global Security*. Vol. 4, pp. 65–109.
- [2] Vestas Wind Systems A/S. URL: <https://www.vestas.com>. (останнє звернення 05.12.2024).
- [3] Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A.U. URL: <https://www.siemensgamesa.com>. (останнє звернення 05.12.2024).
- [4] El-Ahmar M., M. El-Sayed A. -H., Hemeida A. (2017). Evaluation of factors affecting wind turbine output power. 2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON). pp. 1471–1476. doi: 10.1109/MEPCON.2017.8301377.
- [5] Khalfallah M., Koliub A. (2007). Suggestions for improving wind turbines power curves. *The Ninth Arab Intern. Conf. on Solar Energy (AICSE-9)*. Desalination 209. pp. 221–229.
- [6] Salih S., Taha M., Alawsaj M. (2012). Performance analysis of wind turbine systems under different parameters effect. *International Journal of Energy and Environment*. vol. 3(6). pp. 895–904.
- [7] Bencherif M., Brahmi B., Chikhhaoui A. (2014). Optimum Selection of Wind Turbines. *Science Journal of Energy Eng.* vol. 2(4). pp. 36–46.
- [8] Sohoni V., Gupta S., Nema R. (2016). A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy System. *Journal of Energy*. No 1. pp. 1–18.
- [9] 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*. pp. 33–43. doi: 10.20535/1810-0546.2018.2.121504.
- [10] Chowdhury S., Mehmani A., Zhan J., Messac A. (2016). Market Suitability and Performance Tradeoffs Offered by Commercial Wind Turbines across Differing Wind Regimes. *Energies*. vol. 9 (5). 352. doi: 10.3390/en9050352.
- [11] Man D., Sullivan J., Wasynczuk O. (1981). Dynamic Behavior of a Class of Wind Turbine Generators During Random Wind Fluctuations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. vol. PAS-100(6). pp. 2837–2845.
- [12] Heier S. (1998). Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. *John Wiley & Sons*. 494 p.
- [13] Saint-Drenan Y.-M., Besseau R., Jansen M., Staffell I., Troccoli A., Dubus L., Schmidt J., Gruber K., Simões S., Heier S. (2020). A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental. *Renewable Energy*. vol. 157. pp. 754–768. doi: 10.1016/j.renene.2020.04.123.
- [14] Frandsen S., Antoniou I., Dahlberg J. (1999). Improved power performance assessment methods. *Contributions from the Department of Wind Energy and Atmospheric Physics to EWECE '99 in Nice*. pp. 13–16.
- [15] Goudarzi A., Davidson I., Ahmadi A., Venayagamoorthy G. (2014). Intelligent Analysis of Wind Turbine Power Curve Models. *Proc. 2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG), Orlando, FL, USA*. pp. 1–7. doi: 10.1109/CIASG.2014.7011548.
- [16] Al-Shamma'a A., Addoweesh K., 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.347-353.2.130.
- [17] Bustos-Turu G., Milla L., Vargas F., Saez D., Zareipour H., Núñez A. (2012) Comparison of fixed speed wind turbines models: A case study. *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*. pp. 961–966. doi:10.1109/IECON.2012.6388937.
- [18] Терехов В.Є., Подгуренко В.С. (2021). Моделювання кривих потужності промислових вітроелектричних установок заданого типорозміру. *Проблеми інформатизації та управління*. Т. 1. № 65. С. 83–90. doi:10.18372/2073-4751.65.15373.
- [19] Подгуренко, В.С., Гетманець О.М., Терехов В.Є. (2023). Межа максимальної ефективності роботи вітроелектричних установок із заданими типорозмірами у конкретних вітрокліматичних умовах. *Електронне моделювання*. Т. 45 (3). С. 104–115. doi:10.15407/emodel.45.03.104
- [20] Подгуренко, В.С., Гетманець, О.М., Терехов, В.Є. (2020). Моделювання роботи вітропарків України в умовах обмеження генерації. *Електронне моделювання*. Т. 42 (1). С. 91–102. doi: 10.15407/emodel.42.01.091.
- [21] Bilgili M., Alphan H., Aktaş AE. (2024). Growth in turbine size and technological development of modern commercial large scale wind turbines in Türkiye. *J Ther Eng*. 10(2). pp. 503–516.
- [22] Долінчук С. (2023). Експертиза з українським паспортом: як працює нова Тилігульська ВЕС, збудована під час війни за 100 км від окупованих рф територій. URL: <https://mind.ua/publications/20257758-ekspertiza-z-ukrayinskim-pasportom-yak-pracyue-nova-tiligulska-ves-zbudovana-pid-chas-vijni-za-100>.
- [23] URL: <https://en.wind-turbine-models.com>.
- [24] Mphahlele Mi., Olugbara Oo., Ojo Sunday. (2012). Cross-impact analysis experimentation using two techniques to revise marginal probabilities of interdependent events. *ORiON*. 27(1). doi: 10.5784/27-1-95.
- [25] Chao K. (2008). A new look at the cross-impact matrix and its applications in futures studies. *Journal of Futures Studies*. 12(4). pp. 45–52.

© Подгуренко В. С., Гетманець О. М., Терехов В. Є.
Дата надходження статті до редакції: 12.10.2024
Дата затвердження статті до друку: 22.10.2024