

УДК 004.942:621.548:620.928

Терехов В.Є.
Подгуренко В.С., к.т.н.**МОДЕЛЮВАННЯ КРИВИХ ПОТУЖНОСТІ ПРОМИСЛОВИХ
ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК ЗАДАНОГО ТИПОРозміру**Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України
Національний університет кораблебудування ім. адмірала С.О. Макароваvl.terekhov86@gmail.com
vspodgurenko@gmail.com**Вступ**

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

$$Q = TK_T K_{\Pi} \int_0^{\infty} P(V) \cdot f(V) dV,$$

де T – час роботи ВЕУ; K_T – коефіцієнт технічної готовності ВЕУ; K_{Π} – коефіцієнт простою; $P(V)$ – крива потужності ВЕУ; $f(V)$ – диференціальний розподіл швидкості вітру на висоті осі вітроколеса.

Аналіз поточної ситуації на ринку вітроенергетики показав, що існує проблема приховування КП достатньої точності через існуючу конкуренцію між виробниками ВЕУ. В існуючі характеристики по-

тужності завідомо вноситься похибка невизначеності шляхом їх представлення у вигляді таблиць з широким інтервалом дискретності або графіків потужності невеликого масштабу, а сучасна тенденція заміни характеристики ВЕУ на прогнозований річний виробіток ВЕУ (див. сайти основних світових виробників [2-3] і т.д.) за експериментальних умов вимірювання унеможливорює точне визначення характеристики потужності. Визначена проблема може бути вирішена шляхом моделювання КП за основними відомими параметрами ВЕУ.

Відомо, що КП будь-якої ВЕУ можна змоделювати на підставі мінімальної стартової швидкості вітру v_{min} , швидкості вітру виходу на номінальний режим роботи v_r , максимальної швидкості робочого режиму (швидкості вимикання) v_{max} та номінальної потужності генератора P_r , значення яких передбачається отримувати з паспортних даних ВЕУ [4-5]. КП зазвичай поділяють на три (чотири) зони відповідно особливості роботи ВЕУ (рис.1).

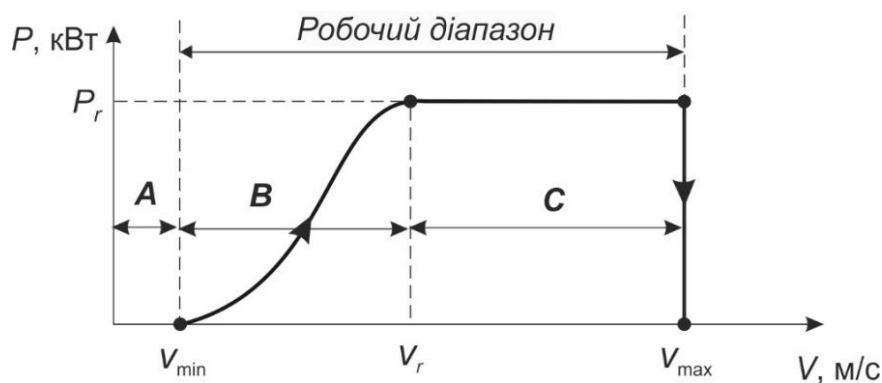


Рис.1 Характерні зони КП

Найбільший інтерес для моделювання представляє S-образна крива зони перехідного режиму роботи В. Найпоширенішими математичними моделями КП (її частини у зоні В), вхідні параметри яких представлені набором: v_{\min} , v_r , P_r , представлені лінійною, квадратичною, біноміальною, кубічною, експоненціальною та іншими моделями [6].

Номинальна потужність генератора P_r являється одним з основних параметрів ВЕУ і його значення завжди відоме. Мінімальна стартова швидкість вітру v_{\min} для більшості промислових ВЕУ лежить в діапазоні 2,5 – 3,5 м/с, і, з огляду на незначну потужність генерації у даному проміжку, цілком допустимо обирати значення $v_{\min} = 3,0$ м/с для всіх моделей ВЕУ. Швидкість вітру вимикання промислових ВЕУ v_{\max} складає 20 – 27 м/с, і з огляду на досить малу частоту виникнення таких швидкостей вітру в умовах України, також цілком допустимо обирати значення $v_{\max} = 25$ м/с для всіх моделей ВЕУ. Основний недолік вказаних вище моделей полягає у їх чутливості до значення параметру v_r , який не являється основним паспортним параметром ВЕУ. Навіть за наявності

КП його визначення буде досить наближеним через поширеність КП з широким діапазоном дискретності.

Основний недолік відомої математичної моделі КП на підставі коефіцієнту використання енергії вітру [7, 8] полягає у необхідності визначення дев'яти коефіцієнтів, а також функціонального зв'язку між поточною швидкістю вітру v та кутом повороту лопаті β і швидкохідністю ВК λ , визначення якого можливо лише шляхом опрацювання масиву експлуатаційних даних роботи ВЕС. Більшість дослідників, не маючи подібної можливості, вимушені користуватися відкритими даними, які не відповідають дійсним параметрам ВЕУ, що призводить до виникнення значної похибки обчислення.

Хоча деякі дослідники відмічали суттєвий вплив на КП діаметру вітроколеса

(ВК) D та номінальної потужності генератора ВЕУ P [9], задача визначення зв'язку між ними досі не вирішена через ствердження відносно унікальності форми КП кожної моделі ВЕУ [10, 11]. Абсолютна більшість дослідників займаються питаннями покращення якості апроксимації конкретних КП ВЕУ шляхом пошуку нових та удосконалення відомих математичних моделей ([12, 13] та інші).

Підсумовуючи оглядовий аналіз існуючих параметричних моделей можна констатувати, що задача розробки простої математичної моделі КП, яка б враховувала тільки основні паспортні параметри ВЕУ, досі не вирішена.

Мета

Метою дослідження є визначення основних параметрів ВЕУ, що істотно впливають на форму її КП та розробити відповідну математичну модель.

Основна частина

Дослідження впливу на форму КП основних паспортних параметрів ВЕУ: номінальної потужності генератора P_r та діаметра ВК D показало, що, наприклад, збільшення розміру вітроколеса ВЕУ GE 2.5 МВт зі 100 до 120 м призводить до зменшення номінальної швидкості вітру v_r з 13 до 11 м/с, тобто зона В відповідної КП скорочується по осі X приблизно в 1,18 рази (рис. 2).

А збільшення номінальної потужності генератора P_r з 2 до 3,4 МВт (на прикладі КП ВЕУ Gamesa 2.0-114 та Senvion 3.4-114) призводить не тільки до розтягування КП в зоні В по осі Y в 1,5 рази, але й також по осі X у 1,2 рази (рис. 3).

Обрана математична модель КП повинна характеризуватися не тільки високою точністю інтерполяції заданих точок КП, але й легко масштабуватися за висотою та шириною. Даним вимогам цілком відповідає поліноміальна залежність ступеню $k = 5$, яка з одного боку має високу точність наближення до КП ($R^2 > 0,99$ у переважній більшості випадків), а з іншого не створює надлишкову громіздкість математичного запису.

Висунуто гіпотезу, що поліноміальну криву, яка описує КП (його частину в зоні В) будь-якої ВЕУ можна з певною похибкою наблизити до відповідної частини КП іншої ВЕУ введенням відповідних коефіцієнтів масштабування по осі X та Y:

$P(v) = (a_0 + a_1 (v \cdot k_X) + \dots + a_k (v \cdot k_X)^k) \cdot k_Y$, де $k_X = k_{XD} \cdot k_{XP}$ – коефіцієнт масштабування по осі X, який залежить від значення номінальної потужності генератора P_r та діаметру вітроколеса D : $k_{XD} = f(D)$; $k_{XP} = f(P_r)$.

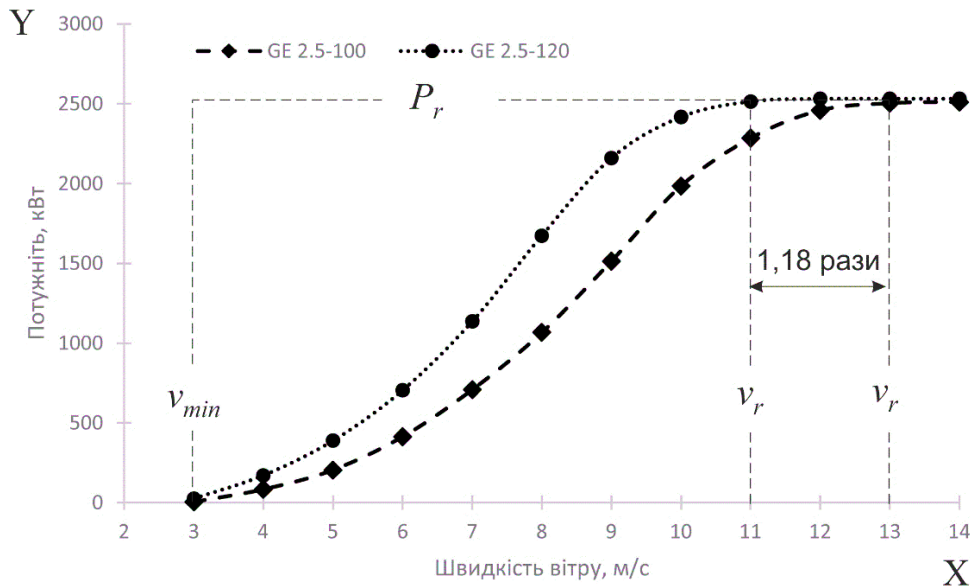


Рис. 2. Співставлення КП ВЕУ GE 2.5 – 100 та GE 2.5 – 120

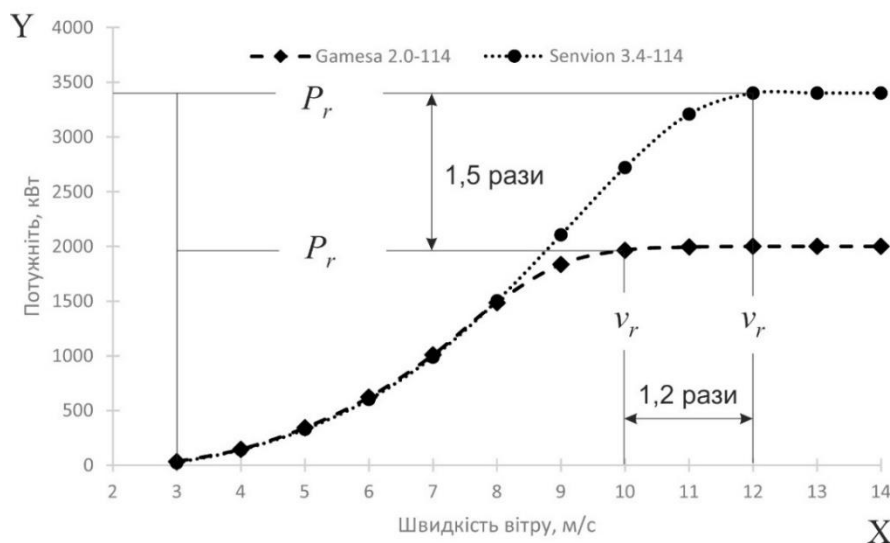


Рис. 3. півставлення КП ВЕУ Gamesa 2.0 – 114 та Senvion 3.4М – 114

Масштабування по осі Y відбувається шляхом введення відповідного коефіцієнту $k_Y = f(P_r)$, який залежить тільки від значення номінальної потужності генератора P_r .

В якості початкових даних були взяті паспортні дані КП 66 ВЕУ потужністю від 2 до 3,6 МВт з діаметром ВК від 100 до 140 м різних виробників з бази даних сайту

[14]. Множину КП ВЕУ було умовно поділено на п'ять груп за величиною номінальної потужності: 2, 2,5; 3; 3,2 – 3,3 (далі 3,3) і 3,4 – 3,6 (далі 3,5) МВт. ВЕУ з однаковою номінальною потужністю і розміром ВК об'єднувалися в одну з осередненими показниками КП, що у підсумку призвело до зменшення набору досліджених ВЕУ до 50-ти одиниць.

В якості початкової (опорної) було обрано КП ВЕУ номінальною потужністю $P_r = 2,0$ МВт та діаметром $D = 100$ м. Для зменшення впливу похибки вимірювання окремо взятої КП, була сформована вибірка з трьох КП ВЕУ однакового типорозміру: Fuhrländer WTU 2.0 – 100; SANY SE10020 та Senvion MM100.

Застосовуючи інструмент "Поліноміальний тренд" пакету прикладних про-

грам (ППП) MS Excel на підставі усереднених даних КП була отримана поліноміальна крива виду (1). Коефіцієнт детермінації моделі у діапазоні швидкостей вітру зони B (3 – 11 м/с) складає $R^2 = 0,986$, середня абсолютна похибка апроксимації 27 кВт.

Отже, з урахуванням зон A та C КП ВЕУ заданого типорозміру можна визначити згідно математичної моделі (ММ) (2).

$$P(v) = 0,1416v^5 - 5,8013v^4 + 83,919v^3 - 513,58v^2 + 1474,3v - 1614,5. \quad (1)$$

$$\left\{ \begin{array}{ll} P(v) = 0; & (v < v_{min}) \\ P(v) = (0,1416(v \cdot k_X)^5 - 5,8013(v \cdot k_X)^4 + 83,919(v \cdot k_X)^3 - 513,58(v \cdot k_X)^2 + 1474,3(v \cdot k_X) - 1614,5) \cdot k_Y; & (v_{min} \leq v < v_r) \\ P(v) = P_r. & (v_r \leq v < v_{max}) \end{array} \right. \quad (2)$$

Використовуючи метод найменших квадратів КП (1) наближалася до КП з більшим діаметром ВК шляхом відповідного збільшення коефіцієнта k_{XD} .

Наприклад, визначимо значення k_{XD} , який забезпечує наближення ММ (2) до КП Gamesa G114 типорозміру $P_r = 2,0$ МВт та $D = 114$ м (таблиця 1). Для цього паспортну КП Gamesa G114 $P_{П}$ та результати моделювання за ММ (2) $P_{М}$ представимо у вигляді таблиці дискретних значень за v . В першому наближенні покладемо $k_{XD} = k_{XP} = k_Y = 1$, обчислимо за ММ (2) відповідні значення $P_{М}$ та суму квадратів різниці між $P_{М}$ та $P_{П}$. Застосовуючи інструмент "Пошук розв'язання" пакету прикладних програм (ППП) MS Excel, визначаємо значення $k_{XD} = 1,102$, яке забезпечує найменшу суму квадратів різниці між результатами моделювання $P'_{М}$ та паспортною КП (рис.4).

Результати визначення k_{XD} для решти ВЕУ з досліджуваної вибірки представлені в таблиці 2, за даними якої було визначено рівняння лінійної регресії (рис. 5):

$$k_{XD} = 0,0062 D + 0,3855.$$

Недоліком отриманої лінійної залежності є те, що у початковій точці 100 м значення k_{XD} дорівнює:

$$k_{XD} = 0,0062 \cdot 100 + 0,3855 = 1,0055 \approx 1,01$$

– тобто вноситься похибка, яка може вплинути на подальші результати. Складемо нове лінійне рівняння за двома відомими координатами точок: М1 (100; 1) та М2 (140; 1,25) – значення k_{XD} найбільшого діаметру ВК з вибірки. Отримане рівняння

$$k_{XD} = 0,0064 \cdot D + 0,3623 \quad (3)$$

має достатньо хороший коефіцієнт детермінації $R^2 = 0,949$; середню похибку апроксимації $\bar{A} = 1,03$ %; максимальну похибку $A_{max} = 5,64$ %.

Аналогічно визначимо вплив величини номінальної потужності генератора P_r на КП ВЕУ шляхом наближення початкової ММ (2) до усереднених КП ВЕУ з діаметром ВК $D = 100$ м та відповідними номінальними потужностями: $P_r = 2,5; 3,0; 3,3$ та $3,5$ МВт (рис.6, таблиця 3).

$v, \text{ м/с}$	$P_{\Pi}, \text{ кВт}$	$P_M, \text{ кВт}$	$(P_{\Pi} - P_M)^2$	$P'_M, \text{ кВт}$	$(P_{\Pi} - P'_M)^2$
3	32,0	16,5	240,3	41,5	90,3
4	146,0	96,1	2490,0	138,1	62,4
5	342,0	224,1	13900,4	326,8	231,0
6	621,0	451,5	28730,3	640,2	368,6
7	1 008,0	775,3	54149,3	1044,1	1303,2
8	1 486,0	1155,1	109494,8	1464,5	462,3
9	1 836,0	1530,2	93513,6	1815,3	428,5
10	1 965,0	1836,5	16512,3	2000,0	1225,0
11	1 994,0	2000,0	36,0	2000,0	36,0
			$\Sigma 319\ 067$		$\Sigma 4\ 207$

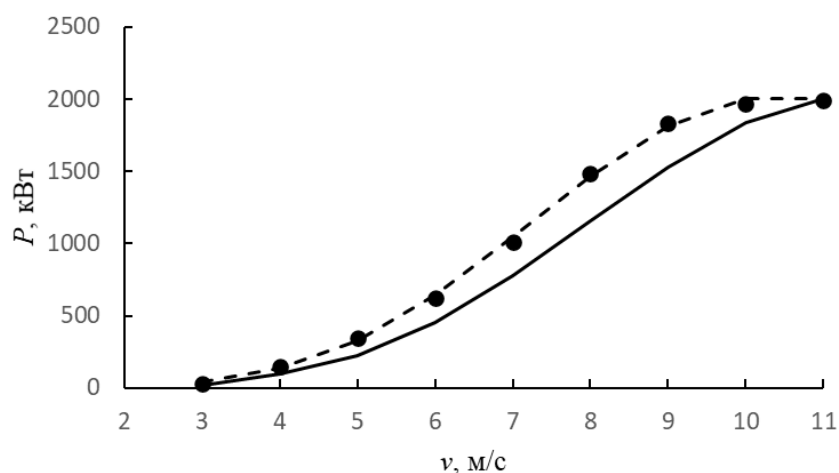
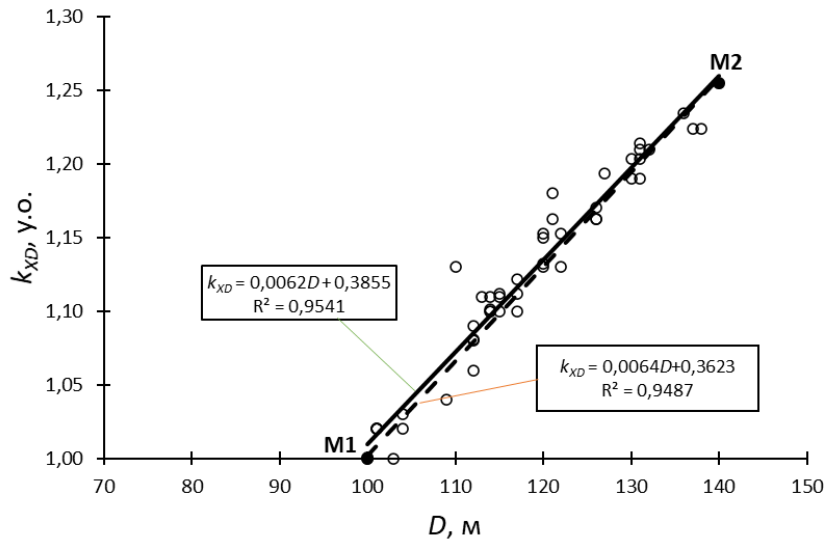
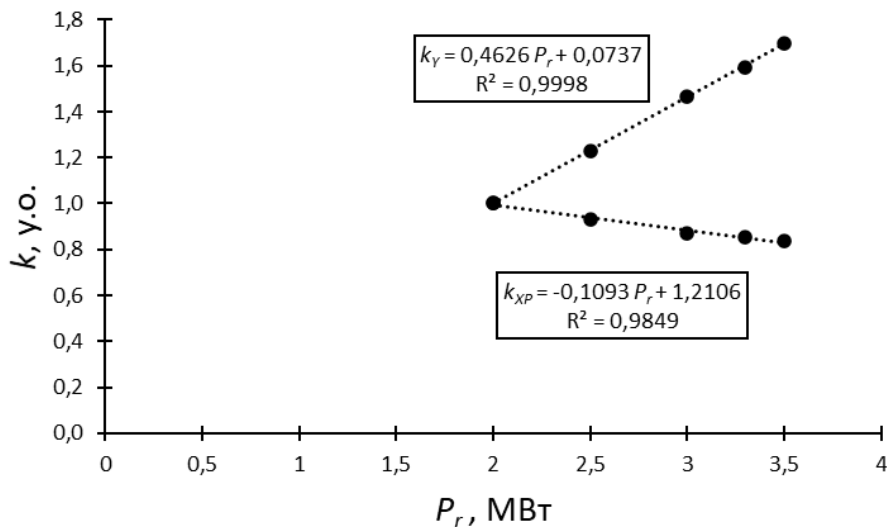


Рис. 4. Наближення ММ до КП ВЕУ: ● – КП ВЕУ Gamesa G114;
— P_M при $k_{XD} = 1$; - - - P'_M при $k_{XD} = 1,102$

Таблиця 2

$D, \text{ м}$	$P_r, \text{ МВт}$					$D, \text{ м}$	$P_r, \text{ МВт}$				
	2,0	2,5	3,0	3,3	3,5		2,0	2,5	3,0	3,3	3,5
100	1	1	1	1	1	121	1,18		1,16		
101	1,02	1,02	1,02		1,02	122			1,15	1,13	
103		1				126			1,16	1,17	1,16
104	1,03	1,02				127			1,19		
109		1,04				130				1,19	1,20
110		1,13				131		1,19	1,20	1,21	1,21
112		1,06	1,08	1,09	1,10	132				1,21	
113				1,11		136					1,23
114	1,1	1,1		1,1	1,10	137					1,22
115	1,11	1,11	1,11			138			1,23		
117			1,12	1,1	1,11	140					1,25
120		1,15	1,13	1,13	1,15						

Рис. 5 Лінійні апроксимуючі функції $k_{XD} = f(D)$ Рис.6 Лінійні апроксимуючі функції $k = f(P_r)$

Таблиця 3

P_r , МВт	k_{XP}	k_Y
2	1	1
2,5	0,93	1,23
3	0,87	1,47
3,3	0,85	1,59
3,5	0,83	1,70

Отримані лінійні рівняння

$$k_{XP} = -0,1093 \cdot P_r + 1,2106; \quad (4)$$

$$k_Y = 0,4626 \cdot P_r + 0,0737, \quad (5)$$

мають високі коефіцієнти детермінації та малі похибки апроксимації:

$$R^2 = 0,985; \quad \bar{A} = 0,77 \% ; A_{max} = 1,12 \% - (4);$$

$$R^2 \approx 1; \quad \bar{A} = 0,25 \% ; A_{max} = 0,37 \% - (5).$$

Зіставна оцінка результатів моделювання КП 66-ох ВЕУ потужністю від 2,0 до

3,6 МВт і діаметром ВК від 100 до 140 м показала високий середній коефіцієнт детермінації $\bar{R}^2 = 0,995$. Статистичний аналіз абсолютних відхилень результатів математичного моделювання від паспортних: математичне сподівання μ (ν) та стандартне відхилення σ (ν) представлені у таблиці 4.

Таблиця 4

ν , м/с	μ , кВт	σ , кВт	ν , м/с	μ , кВт	σ , кВт
3	14,29	19,75	9	9,83	100,61
4	24,52	21,93	10	58,02	95,35
5	43,15	30,04	11	32,37	79,88
6	18,82	47,49	12	4,16	33,60
7	-31,03	60,51	13	-1,50	11,16
8	-42,45	73,18	14	-1,02	5,63

Визначена схожість стандартного відхилення σ результатів таблиці 3 із стандартною невизначеністю проведених вимірювань КП ВЕУ Vestas V-90 [15] (приблизно 25 кВт при 5 м/с, 110 кВт при 9 – 11 м/с та 50 кВт при 13 м/с) та DOE 1.5 [16] (27,7 кВт при 5 м/с, 90 кВт при 8 – 9,5 м/с та 30 кВт при 13 м/с) показала, що точність математичної моделі в цілому збігається з точністю експериментального визначення КП ВЕУ, а різниця між КП ВЕУ однакового типорозміру різних виробників в цілому не перевищує експериментальної похибки вимірювань.

Висновки

Вперше розроблена математична модель кривої потужності ВЕУ дозволяє визначати криві потужності за двома основними її параметрами (номінальна потужність генератора, діаметр вітроколеса) за умов обмеженого доступу до них, а також для ВЕУ, що проектуються.

Абсолютні відхилення результатів моделювання від паспортних значень КП не перевищують експериментальної похибки визначення КП згідно стандарту ІЕС 61400-12-1, що підтверджують визначальний вплив параметрів номінальної потужності генератора та діаметру ВК на форму кривої потужності ВЕУ.

Література

1. Васько П.Ф., Брыль А.А., Пекур П.П. Определение технических показателей эффективности использования ветроэнергетических агрегатов в Украине. Энергетика и электрификация. – № 2. – С. 48-51.
2. Vestas Wind Systems A/S [Electronic resource]. Access mode: <https://www.vestas.com/>.
3. Siemens Gamesa Renewable Energy [Electronic resource]. Access mode: <https://www.siemensgamesa.com/>.
4. 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, 2018. – P. 33-43.

5. Chowdhury S., Mehmani A., Zhan J., Messac A. Market Suitability and Performance Tradeoffs Offered by Commercial Wind Turbines across Differing Wind Regimes. Energies. – Vol. 9, 2016. – 352 p.

6. Sohoni V. A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy System / V. Sohoni, S. Gupta, R. Nema // Journal of Energy, 2016, – №1. – P. 1-18.

7. Man D. Dynamic Behavior of a Class of Wind Turbine Generators During Random Wind Fluctuations / D. Man, J. Sullivan, O. Wasynczuk // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, June 1981. – Vol. PAS-100. – №6. – P. 2837-2845.

8. Heier S. Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems // John Wiley & Sons, New York, 1998. – 494 p.

9. Saint-Drenan Y.-M., Besseau R., Jansen M., Staffell I., Troccoli A., Dubus L., Schmidt J., Gruber K., Simões S., Heier S. A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental conditions. Renewable Energy, 2020. – Vol. 157. – P. 754-768.

10. Frandsen S., Antoniou I., Dahlberg J. Improved power performance assessment methods. Contributions from the Department of Wind Energy and Atmospheric Physics to EWEC '99 in Nice, France, 1999. – P. 13-16.

11. Goudarzi A., Davidson I., Ahmadi A., Venayagamoorthy G. Intelligent Analysis of Wind Turbine Power Curve Models. Proc. 2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG), Orlando, USA. – P. 1-7.

12. Al-Shamma'a A., Addoweesh K., Eltamaly A. Optimum Wind Turbine Site Matching for Three Locations in Saudi Arabia. Advanced Materials Research. – P. 347-353.

13. Bustos-Turu G., Vargas L., Milla F., Saez D., Zareipour H., Núñez A.. Comparison of fixed speed wind turbines models: A case study. IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference), 2012. – P. 961-966.

14. [Electronic resource]. Access mode: <https://en.wind-turbine-models.com>.

15. Her S. Formula for Estimating the Uncertainty of Manufacturer's Power Curve in Pitch-Controlled Wind Turbines. / S. Her, K. Bumsuk, J. Huh // IET Renewable Power Generation, 2017. – Vol. 12. – P. 292-297.

16. Mendoza I., Hur J., Thao S., Curtis A. Power Performance Test Report for the U.S. Department of Energy 1.5-Megawatt Wind Turbine. NREL report, 2014. – 52 p.

Терехов В.Є., Подгуренко В.С.

МОДЕЛЮВАННЯ КРИВИХ ПОТУЖНОСТІ ПРОМИСЛОВИХ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК ЗАДАНОГО ТИПОРОЗМІРУ

На основі аналізу характеристик потужності (кривих потужності) 66-ти вітроелектричних установок мегаватного класу розроблено математичну модель кривої потужності, яка, на відміну від існуючих моделей, дозволяє визначати характеристики потужності вітроелектричної установки всього лише за двома її основними параметрами: номінальної потужності генератора та діаметром вітроколеса. Доведено, що математичну модель кривої потужності вітроелектричної установки заданого типорозміру, представлену у вигляді поліноміальної кривої, можна наблизити до кривої потужності вітроелектричної установки іншого типорозміру шляхом введення відповідних коефіцієнтів її масштабування по осі X та Y. За результатами дослідження виявлено існування лінійної залежності між коефіцієнтами масштабування та відповідними значеннями номінальної потужності генератора, діаметром вітроколеса та отримані відповідні рівняння лінійної регресії. Проведений статистичний аналіз результатів моделювання кривих потужності 66-ох вітроелектричних установок потужністю від 2,0 до 3,6 МВт і діаметром вітроколеса від 100 до 140 м показала їхній високий середній коефіцієнт детермінації $R^2 = 0,995$, а стандартне відхилення абсолютної похибки моделювання в цілому збігається з похибкою експериментального визначення кривої потужності. Розроблена математична модель кривої потужності дозволяє швидко та надійно визначити криву потужності вітроелектричної установки заданого типорозміру за умови відсутності її у вільному доступі або для тих вітроелектричних установок, що проектуються.

Ключові слова: номінальна потужність генератора, діаметр вітроколеса, поліноміальна крива, характеристика потужності

Terekhov V.Ye., Podhurenko V.S.

MODELING OF POWER CURVES FOR INDUSTRIAL WIND TURBINES OF SPECIFIED UNIT SIZE

Based upon the analysis of power curves of 66 wind turbines in megawatt class, a mathematical model of the power curve has been developed, which, contrary to the already existing models, allows determination of the power curves for a wind turbine merely by using its two main parameters: wind-turbine generator nameplate capacity and rotor diameter. It has been proved that the mathematical model of the power curve for a wind turbine of specified unit size presented as a spline can be approximated to the power curve of wind turbine of another unit size by introducing respective scaling factors along X and Y axes. From the results of the investigation a linear dependence was revealed between scaling factors and respective values of WT generator nameplate capacity, rotor diameter, and respective equations of linear regression were obtained. A statistical analysis based on the results of modeling of the power curves for 66 wind turbines with power ranging from 2.0 to 3.6 MW and rotor diameter from 100 to 140 m showed their high average coefficient of determination $R^2 = 0.995$, and a standard deviation of simulation absolute error is broadly congruent with an error of power curve experimental determination. The developed mathematical model of power curve enables prompt and reliable determining the power curve for a wind turbine of specified unit size, if there is no free access to it, or for the wind turbines being designed.

Keywords: WT generator nameplate capacity, rotor diameter, spline, power curves