

УДК 621.314

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2020.57.035>

ВПЛИВ ПОХИБКИ ПРОГНОЗУВАННЯ ШВИДКОСТІ ВІТРУ НА ВЕЛИЧИНУ ЗОНИ КЕРОВАНОЇ РОБОТИ НАКОПИЧУВАЧА В СИСТЕМІ З ВІТРОГЕНЕРАТОРОМ

К.С. Клен*, канд. техн. наук, **М.К. Яременко****, **В.Я. Жуйков*****, докт. техн. наук, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна
e-mail: actionfenix@gmail.com

У статті проведено аналіз впливу похибки прогнозування швидкості вітру на величину зони керованої роботи накопичувача. Наведено формулу для розрахунку потужності на виході вітрогенератора за відомими значеннями швидкості вітру. Показано, що в разі досягнення похибки прогнозування швидкості вітру 20 %, зона керованої роботи накопичувача зникає. Обґрунтовано необхідність порівняння методів прогнозування з різною дискретністю даних для забезпечення мінімально можливої похибки прогнозування та визначення впливу дискретності даних на похибку. Наведено формули схеми «предиктор-коректор» для методів Адамса, Гемінга та Мілна. Наведено другу інтерполяційну формулу Ньютона для інтерполяції/екстраполяції в кінці таблиці даних. Для оцінювання точності прогнозу застосовано середню відносну похибку МАРЕ. Показано, що похибка прогнозування менша за використання даних із меншою дискретністю. Показано, що у разі використання методу Адамса з горизонтом прогнозу до 30 хв. у межах ± 34 % від середнього значення енергії можна керувати або розряджати накопичувач. Бібл. 11, рис. 2, табл. 3.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, вітрогенератор, прогнозування, теорія мартингалів, метод Адамса, інтерполяційний поліном Ньютона.

Вступ. Збільшення частки електростанцій із відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ), зокрема вітрогенераторами (встановлена потужність в Україні в 2016 році досягла 925 ГВт), у енергосистемах України та світу призводить до необхідності покращення наявних або/та розроблення нових ефективних алгоритмів та систем керування ними з урахуванням змінного та ймовірнісного характеру вихідної потужності ВДЕ та навантаження [1, 2]. Застосування принципу невизначеності Гейзенберга до систем із ВДЕ вказує на необхідність реалізації двох каналів керування [3]. Перший канал на базовому інтервалі має забезпечувати необхідний рівень енергії заряду накопичувача, а другий канал на інтервалі спостереження – максимальний рівень енергії, яку можна отримати від відновлюваних джерел. Відповідно система керування має координувати процеси генерування та накопичення енергії в системі через реалізацію оперативного керування з прогнозуванням. Процес коливання рівня енергії на виході ВДЕ щодо її середнього значення і, відповідно, послідовність відхилення кількості енергії, що потрапляє на заряд або розряд накопичувача, від її середнього значення можна вважати мартингалами [4]. Застосування поняття теорії мартингалів до моделювання процесів у системах із ВДЕ на короткотривалих інтервалах спостереження є ефективним, оскільки дає змогу оцінити величину зони керованої роботи накопичувача, тобто, по-перше, кількість енергії, яка може виявитися надмірною у випадку заряду накопичувача (що може призвести до перезаряду); по-друге, кількість енергії, що може виявитися недостатньою у випадку розряду накопичувача (що може призвести до надмірного розряду).

Тому метою статті є оцінювання величини зони керованої роботи накопичувача в системі з вітрогенератором з урахуванням впливу похибки прогнозування швидкості вітру.

Оцінювання величини зони керованої роботи накопичувача. У зв'язку з тим, що потік первинної енергії в системах розосередженої генерації з вітрогенераторами є нерівномірним, для компенсації цієї нерівномірності накопичувач електроенергії з пристроєм заряду/розряду зазвичай інтегрується в систему [5]. Для реалізації ефективного прогнозного керування системою необхідно за прогнозованими значеннями потужності на

виході вітрогенератора визначати рівень надлишкової (або недостатньої) енергії для заряду (або розряду) накопичувача.

Потужність на виході вітрогенератора описується такою залежністю від швидкості вітру [6]:

$$P = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3, \quad (1)$$

де v – швидкість вітру, ρ – щільність повітря, C_p – коефіцієнт використання вітру, $A = \frac{\pi D^2}{4}$, D – діаметр вітроколеса. Для вітрогенератора СВ-3,1 [7] за умови, що щільність повітря $\rho = 1,25$, а коефіцієнт використання вітру $C_p = 0,5$, потужність на виході дорівнює $P = 3,77 \cdot v^3$.

Для оцінювання рівня енергії для заряду/розряду накопичувача необхідно розрахувати величину потужності на виході вітрогенератора за прогнозованими значеннями швидкості вітру. Якщо умовно прийняти, що швидкість вітру $v = 1$ н.о., то потужність, що може бути отримана від вітрогенератора, $P = 3,77$ н.о. Наприклад, якщо похибка прогнозування складає $\Delta_v = 15\%$, тобто, $v = 0,85$ н.о., потужність $P = 2,32$ н.о., і похибка розрахунку потужності складає $\Delta_p = 38\%$. Це означає, що в межах $\pm 31\%$ від середнього значення енергії можна керувати заряджати або розряджати накопичувач (рис. 1, а).

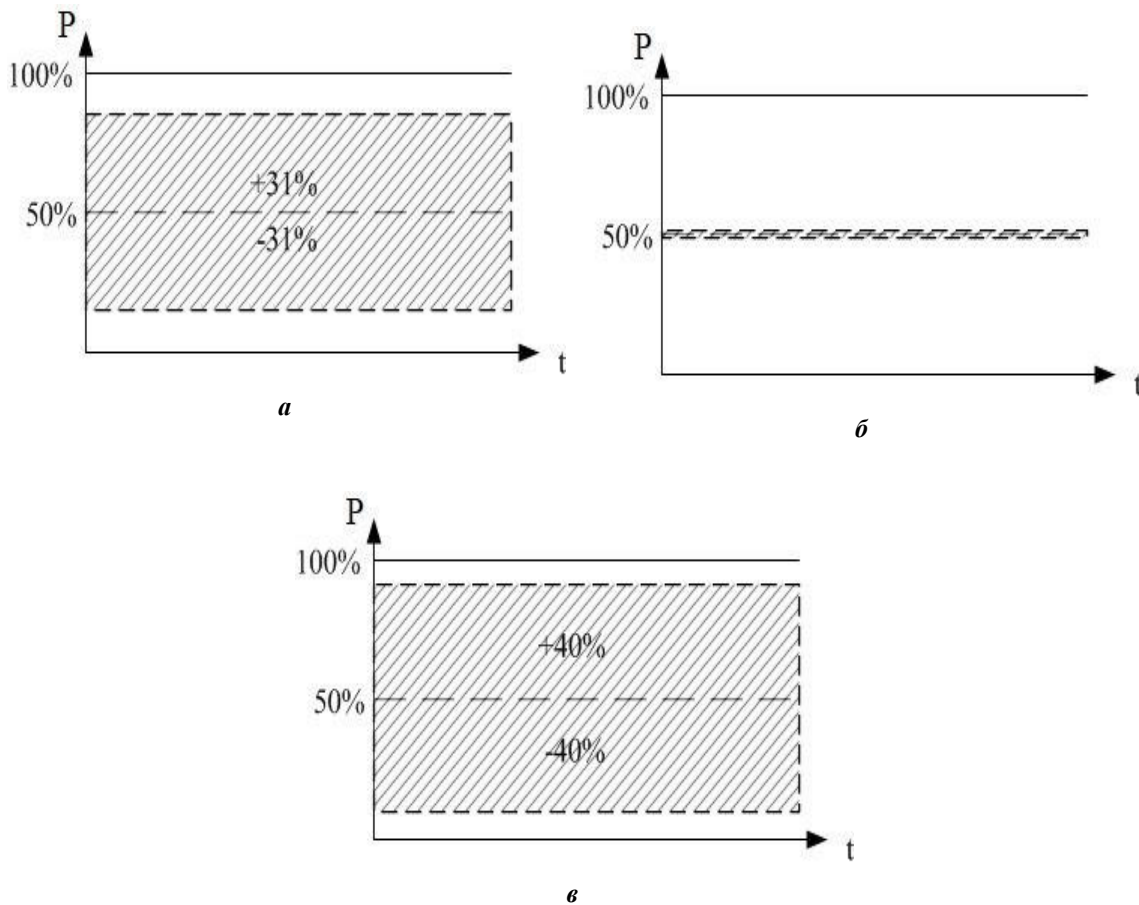


Рис. 1

У разі досягнення похибки прогнозування швидкості вітру 20 %, зона керованої роботи накопичувача зникає (рис 1, б). Якщо необхідно забезпечити керовану ділянку роботи накопичувача в межах 80 %, потрібно, щоб похибка прогнозування швидкості вітру не перевищувала 7 % (рис. 1, в).

Тому важливим завданням є вибір методу прогнозування, який забезпечує мінімально можливу похибку. Для цього доцільно розглянути та порівняти наявні методи та визначити вплив дискретності даних на похибку прогнозування.

Порівняння методів прогнозування. Як початкові дані для прогнозування використовуються спостереження з метеостанції в м. Києві [8] з дискретністю одна година, для яких проводиться прогнозування з горизонтом прогнозу за 1–6 інтервалів (1–6 годин); а також дані з м. Алегнагик [9] з дискретністю п'ять хвилин, для яких прогнозування також проводиться з горизонтом прогнозу за 1–6 інтервалів (5–30 хвилин). Прогнозування виконується для даних із монотонним трендом (лінійно висхідним або лінійно спадним) на певному інтервалі. Водночас приймаємо, що ці швидкості вітру вимірюються в площині нормалі до площини вітроколеса.

Перед прогнозуванням необхідно виконати попередню обробку даних для очищення ряду. Для цього необхідно визначити дані, що відповідають поривам вітру. Згідно з [10] вважаємо, що швидкість вітру описується Гаусівським законом розподілу. Тоді поривами прийматимемо значення швидкості вітру, що виходять за межі $M \pm 2\sigma$, де M – математичне очікування, σ – середньоквадратичне відхилення швидкості вітру. Наприклад, для даних із м. Алегнагик із дискретністю 5 хв ($M = 2,23$ м/с, $\sigma = 0,41$ м/с) пориви вітру спостерігаються 1 раз із 65 (1,5 %). Для даних із м. Києва з дискретністю 1 год ($M = 4,96$ м/с та $\sigma = 1,89$ м/с) пориви вітру спостерігаються 6 разів із 162 (3,7 %). Оскільки кількість поривів вітру на інтервалі менше ніж 5 %, то значення швидкості вітру, що відповідають поривам, замінюємо на значення $M \pm 2\sigma$.

У статті розглядаються методи прогнозування схеми «предиктор-коректор»: метод Адамса, метод Гемінга та метод Мілна (формули предиктора та коректора наведено в табл.1); а також інтерполяційні поліноми Ньютона, які лежать в основі методів Адамса [11]. Зазвичай під такими методами мають на увазі їхні 4-крокові варіанти. У таблиці 1 позначено: \hat{v}_i – прогнозоване значення швидкості вітру на i -му інтервалі спостереження; v_i – останнє відоме значення швидкості вітру у вибірці; Δt – дискретність вибірки, різниця часу між двома вимірами швидкості вітру. Перелічені чисельні методи є простими в технічній реалізації, що дає змогу застосовувати їх під час реалізації алгоритмів керування в системах із відновлюваними джерелами енергії.

Таблиця 1

Назва методу	Формула предиктора	Формула коректора
Метод Адамса	$\hat{v}_i = v_i + \frac{\Delta t}{12} (23v_i - 16v_{i-1} + 5v_{i-2})$	$\hat{v}_i = v_i + \frac{\Delta t}{12} (5v_{i+1} + 8v_i - v_{i-1})$
Метод Гемінга	$\hat{v}_i = v_{i-3} + \frac{4}{3} \Delta t (v'_i - v'_{i-1} + 2v'_{i-2})$	$\hat{v}_i = \frac{1}{8} [9v_i - v_{i-2} + 3\Delta t (v'_{i+1} + 2v'_i - v'_{i-1})]$
Метод Мілна	$\hat{v}_i = v_{i-3} + \frac{4}{3} \Delta t (2v_i - v_{i-1} + 2 \cdot v_{i-2})$	$\hat{v}_i = y_{i-1} + \frac{\Delta t}{3} (v_{i+1} + 4v_i + v_{i-1}) \cdot$

Під час прогнозування інтерполяційними поліномами Ньютона використовується друга інтерполяційна формула Ньютона для інтерполяції/екстраполяції:

$$\hat{v}_i(t) = v_i + q\Delta v_{i-1} + \frac{q(q-1)}{2!} \Delta^2 v_{i-2} + \dots + \frac{q(q-1)\dots(q-n+1)}{n!} \Delta^n v_0, \quad (2)$$

де коефіцієнт $q = \frac{t-t_0}{\Delta t}$ – фаза інтерполяції, причому у випадку екстраполяції $q > 0$.

У разі горизонту прогнозу більше за один інтервал прогноз виконується послідовно з корекцією на кожному кроці. Тобто, для прогнозування з горизонтом у два інтервали спочатку прогноуються дані на перший інтервал, потім використовується формула корекції, після чого з урахуванням отриманого значення прогноуються дані на другий інтервал. Для корекції прогнозованого значення швидкості вітру використовується формула коректора методу Хойна (на основі методу Ейлера) [12]:

$$\hat{v}_{i+1}^k = v_i + \frac{1}{2} \Delta t (\Delta v_i + \Delta \hat{v}_{i+1}), \quad (3)$$

де $\Delta v_i = v_i - v_{i-1}$, $\Delta \hat{v}_{i+1} = \hat{v}_{i+1} - v_i$ – перші кінцеві різниці реальних та прогнозованих значень швидкості вітру в точках i та $i+1$.

На рис. 2 показано вплив додаткової корекції на кожному кроці під час прогнозування даних швидкості вітру з неодиничним горизонтом прогнозу (синя крива (штрих пунктирна лінія) – реальні дані, червона крива (суцільна лінія) – прогнозовані дані без використання корекції, зелена крива (штрихова лінія) – дані з використанням корекції). На i -му кроці відбувається прогнозування значення швидкості вітру \hat{v}_{i+1} та його корекція за формулою (2):

$\hat{v}_{i+1}^k = v_i + \frac{1}{2} \Delta t ((v_i - v_{i-1}) + (\hat{v}_{i+1} - v_i))$. Аналогічно відбувається подальше прогнозування та корекція на таких інтервалах $i+1 - i+3$.

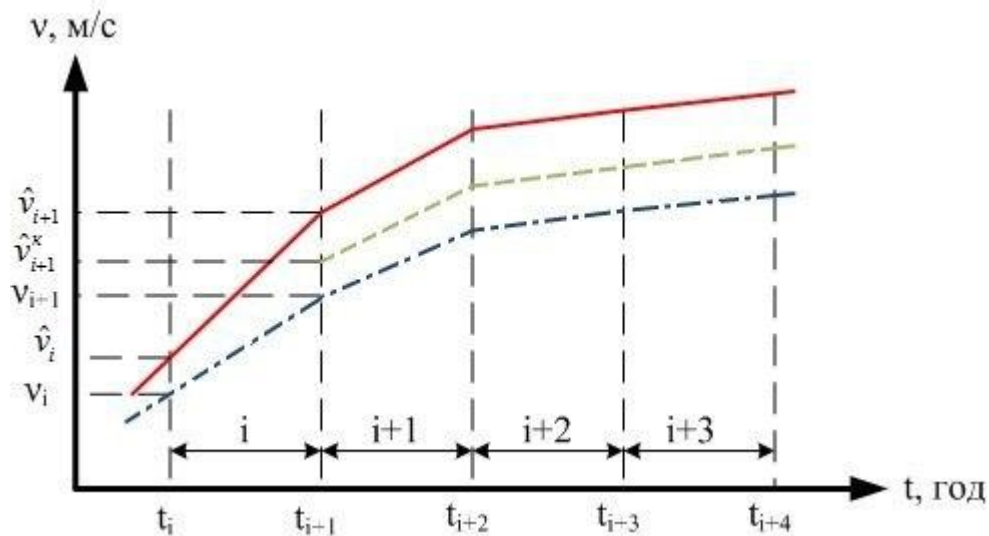


Рис. 2

Точність прогнозування оцінюється за середньою відносною похибкою MAPE [13]:

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{e_i}{v_i} \right|, \quad (4)$$

де $e_i = v_i - \hat{v}_i$ – абсолютна похибка прогнозу.

У таблицях 2, 3 наведено похибки прогнозування швидкості вітру в разі застосування різних методів для даних, отриманих із дискретністю 5 хв та 1 год у разі горизонту прогнозування на 1–6 інтервалів.

Таблиця 2

Горизонт прогнозу \ Метод	1	2	3	4	5	6
Метод Адамса	10,38%	10,67%	11,33%	11,22%	11,67%	11,31%
Метод Гемінга	14,76%	15,97%	13,06%	13,71%	12,06%	12,01%
Метод Мілна	15,38%	18,47%	15,39%	18,22%	15,26%	15,17%
Поліном Ньютона 1-го степеня	13,97%	14,19%	12,39%	12,48%	11,39%	11,21%
Поліном Ньютона 2-го степеня	15,86%	18,41%	14,53%	16,68%	13,37%	14,31%
Поліном Ньютона 3-го степеня	18,76%	19,73%	17,70%	21,42%	17,41%	20,90%

Таблиця 3

Горизонт прогнозу \ Метод	1	2	3	4	5	6
Метод Адамса	14,91%	14,88%	15,77%	16,80%	16,74%	17,00%
Метод Гемінга	23,30%	22,27%	20,43%	20,07%	21,53%	20,50%
Метод Мілна	25,20%	26,70%	27,50%	26,42%	29,74%	28,33%
Поліном Ньютона 1-го степеня	20,77%	18,83%	17,95%	17,29%	18,83%	17,34%
Поліном Ньютона 2-го степеня	26,93%	28,37%	24,66%	24,67%	25,26%	26,28%
Поліном Ньютона 3-го степеня	35,28%	42,98%	37,48%	39,70%	41,26%	43,30%

Порівнюючи дані табл. 2 та 3, бачимо, що для більшості методів величина похибки прогнозування зростає в разі збільшення горизонту прогнозу. Точність прогнозування для даних, отриманих із дискретністю 5 хв, у 1,5–2 рази більша, ніж для даних, отриманих із дискретністю 1 год, тому для прогнозування краще використовувати дані, отримані з меншою дискретністю. Використовуючи для прогнозування швидкості вітру метод Адамса з горизонтом прогнозу до 30 хв, у межах ± 34 % від середнього значення енергії, можна керувати заряджати або розряджати накопичувач.

Висновок. Для забезпечення ефективної роботи накопичувача в системі з вітрогенератором, тобто відповідної величини зони керованої роботи, необхідно діставати дані з меншою дискретністю та обирати метод прогнозування швидкості вітру, що забезпечує мінімальну похибку прогнозування. Серед розглянутих методів прогнозування найменшу похибку дає метод Адамса – приблизно 12 % для даних із дискретністю 5 хв та приблизно 17 % для даних із дискретністю 1 год.

1. Жуйков В.Я., Лук'яненко Л.М., Миколаєць Д.А., Осипенко К.С., Стелюк А.О., Терещенко Т.О., Ямненко Ю.С. Підвищення ефективності систем з відновлюваними джерелами енергії: монографія. К.: Кафедра, 2018. 368 с.
2. Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні. (Development of renewable energy sources in Ukraine), 2017. URL: <http://energymagazine.com.ua/wpcontent/uploads/2017/03/Rozvitok-VDE-v-Ukrai-ni.pdf>. (Дата звернення: 07.02.2019).
3. Жуйков В.Я., Осипенко К.С. Принцип невизначеності Гейзенберга при оцінці рівня енергії, що генерується відновлюваними джерелами. *Технічна електродинаміка*. 2017. № 1. С. 10–16.
4. Turing A. On Computable Numbers, with an Application to the Entscheidungsproblem. *Proceedings of the London Mathematical Society*. London, Mathematical Society, 1937. Vol. 42. Pp. 230–265.
5. Жуйков В.Я., Осипенко К.С.. Вплив статистичного характеру параметрів елементів системи на рівень заряду накопичувача. *Технічна електродинаміка*. 2019. № 1. С.16–20.
6. Кривцов В.С., Олейников А.М., Яковлев А.И. Неисчерпаемая энергия. Кн. 1. Ветроэлектрогенераторы. Харьков: Национальный аэрокосмический университет «Харьковский авиационный институт», 2003. 400 с.
7. MegaWatt Technology - Вітрогенератор СВ-3,1. URL: <https://megawatt-technology.all.biz/vtrogenerator-sv-3-1-g17708723>. (Дата звернення: 07.02.2019).
8. Белгидромет. URL: <http://pogoda.by/>. (Дата звернення: 07.02.2019).
9. NOAA – National Centers For Environmental Information. URL: <https://www.ncdc.noaa.gov/crn/sensors.htm?stationId=1801#wind>. (Дата звернення: 07.02.2019).
10. Калинин В.Ф, Набатов К. А., Шувалов А. М., Кобелев А. В. О возможностях использования альтернативных источников энергии. Вестник ТГТУ. 2003. Том 9. № 3. С.450–456.
11. Бахвалов Н.С., Жидков Н.П., Кобельков Г.М. Численные методы. М.: Бином, 2004. 634 с.
12. Süli, E. & Mayers, D. F. Introduction to numerical methods. Cambridge University Press; 1st Edition, 2003.
13. Ghofrani M., Alolayan M. Time Series and Renewable Energy Forecasting. 2018.

УДК 621.314

ВЛИЯНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СКОРОСТИ ВЕТРА НА ВЕЛИЧИНУ ЗОНЫ УПРАВЛЯЕМОЙ РАБОТЫ НАКОПИТЕЛЯ В СИСТЕМЕ С ВЕТРОГЕНЕРАТОРОМ

Е.С. Клен, канд. техн. наук, М.К. Яременко, В.Я. Жуйков, докт. техн. наук

Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского»,

пр. Победы, 37, Киев, 03056, Украина

e-mail: actionfenix@gmail.com

В статье проведен анализ влияния погрешности прогнозирования скорости ветра на величину зоны управляемой работы накопителя. Приведена формула для расчета мощности на выходе ветрогенератора по известным значениям скорости ветра. Показано, что при достижении погрешности прогнозирования скорости ветра значения в 20 %, зона управляемой работы накопителя исчезает. Обоснована необходимость сравнения методов прогнозирования с разной дискретностью данных для обеспечения минимально возможной погрешности прогнозирования и определения влияния дискретности данных на погрешность. Приведены формулы схемы «предиктор-корректор» для методов Адамса, Хеминга и Милна. Приведена вторая интерполяционная формула Ньютона для интерполяции / экстраполяции в конце таблицы данных. Для оценки точности прогноза применена средняя относительная погрешность МАРЕ. Показано, что погрешность прогнозирования меньше при использовании данных с меньшей дискретностью. Показано, что при использовании метода Адамса с горизонтом прогноза до 30 мин в пределах $\pm 34\%$ от среднего значения энергии можно управляемо заряжать или разряжать накопитель. Библ. 11, рис. 2, табл. 3.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, ветрогенератор, прогнозирование, теория мартингалов, метод Адамса, интерполяционный полином Ньютона.

THE INFLUENCE OF THE WIND SPEED PREDICTION ERROR ON THE SIZE OF THE STORAGE CONTROLLED OPERATION ZONE IN THE SYSTEM WITH THE WIND GENERATOR

K.S. Klen, M.K. Yaremenko, V.Ya. Zhuykov,

National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute,

pr. Peremohy, 37, Kyiv, 03056, Ukraine

e-mail: actionfenix@gmail.com

The article analyzes the influence of wind speed prediction error on the size of the controlled operation zone of the storage. The equation for calculating the power at the output of the wind generator according to the known values of wind speed is given. It is shown that when the wind speed prediction error reaches a value of 20%, the controlled operation zone of the storage disappears. The necessity of comparing prediction methods with different data discreteness to ensure the minimum possible prediction error and determining the influence of data discreteness on the error is substantiated. The equations of the "predictor-corrector" scheme for the Adams, Heming, and Milne methods are given. Newton's second interpolation formula for interpolation/extrapolation is given at the end of the data table. The average relative error of MARE was used to assess the accuracy of the prediction. It is shown that the prediction error is smaller when using data with less discreteness. It is shown that when using the Adams method with a prediction horizon of up to 30 min, within $\pm 34\%$ of the average energy value, the drive can be controlled or discharged in a controlled manner. Ref. 11, fig. 2, tables 3.

Keywords: renewable energy sources, wind generator, prediction, martingale theory, Adams method, Newton's interpolation polynomial.

1. Zhuikov V. Y., Lukianenko L. M., Mykolaiets D. A., Osypenko K. S., Steliuk A. O., Tereshchenko T. O. & Yamnenko Y. S. Improving the efficiency of systems with renewable energy sources: a monograph. Kyiv: Kafedra. 2018. 368 p. (Ukr)
2. Rozvytok vidnovlyuvanykh dzherel energiyi v Ukraini. (Development of renewable energy sources in Ukraine), 2017. URL: <http://energymagazine.com.ua/wpcontent/uploads/2017/03/Rozvytok-VDE-v-Ukraini.pdf>. (Accessed: 07.02.2019).
3. Zhuikov V. Y. & Osypenko K. S. Heisenberg uncertainty principle in estimating the level of energy generated by renewable sources. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2017. No 1. Pp. 10–16. (Ukr)

4. Turing A. On Computable Numbers, with an Application to the Entscheidungsproblem. *Proceedings of the London Mathematical Society*. London, Mathematical Society, 1937. Vol. 42. Pp. 230–265.
5. Zhuikov, V. Y., & Osypenko, K. S. The influence of the statistical nature of the parameters of the system elements on the charge level of the drive. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2019. No 1. Pp. 16–20. (Ukr)
6. Krivcov V., Olejnikov A., and A. Y. *Inexhaustible energy. Book. 1. Wind power generators*. Kharkiv: Natsyonalnyi Aerokosmycheskyi Unyversytet Kharkovskyyi Avyatsyonnyi Ynstitut, 2003. 400 p. (Rus)
7. MegaWatt Technology. Wind turbine SV-3.1. (n.d.). Retrieved from <https://megawatt-technology.all.biz/vtrogenerator-sv-3-1-g17708723> (Accessed: 07.02.2019).
8. Belhydromet. (n.d.). Retrieved from <http://pogoda.by/> (Accessed: 07.02.2019).
9. NOAA National Centers For Environmental Information (n.d.). URL:<https://www.ncdc.noaa.gov/crn/sensors.htm?stationId=1801#wind>.
10. Kalinin, V., Nabatov, K., Shuvalov, A., & Kobelev, A. On the possibilities of using alternative energy sources. *Vestnik TGTU*. 2003. V. 9. No 3. Pp. 450–456. (Rus)
11. Bakhvalov N.S., Zhydkov N.P., Kobelkov G.M. Numerical methods. Moscow: Binom. 2004. 634 p. (Rus)
12. Süli E. & Mayers D. F. Introduction to numerical methods. Cambridge University Press; 1st Edition, 2003.
13. Ghofrani M., Alolayan M. Time Series and Renewable Energy Forecasting. 2018.

Надійшла: 28.02.2020

Received: 28.02.2020