

ПРОГНОСТИЧНА МОДЕЛЬ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ З УРАХУВАННЯМ ТЕРМІЧНОГО ЗНИЖЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ МОДУЛІВ

¹Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», Дніпро

Прогнозування виробітку електричної енергії є обов'язковим для мережевих фотоелектричних станцій. Згідно з вимогами енергоринку прогнозуванню підлягає щогодинний виробіток електричної енергії на добу наперед, що обумовлено термінами купівлі/продажу електричної енергії. Це прогнозування виконується за допомогою прогностичних моделей процесів фотогальванічного перетворення сонячної енергії. Така модель зазвичай включає дві складові, перша з яких є суто аналітична, детермінована модель, що враховує на момент прогнозу взаємне положення Сонця та точки геолокації фотогальванічної станції, а друга — стохастична модель з машинним навчанням, яка за результатами навчання будує функцію впливу метеорологічних факторів на рівень виробітку електроенергії. Але, як показали результати випробувань, суттєвим недоліком такого підходу, що значно погіршує результати прогнозів, є неврахування ефекту термічного зниження потужності фотоелектричної станції. З метою вдосконалення прогностичної моделі фотоелектричної станції з урахуванням ефекту термічного зниження її потужності у разі надкритичного підвищення температури її панелей побудована та досліджена імітаційна модель ефекту термічного зниження потужності фотогальванічних модулів, з яких складаються робочі панелі фотогальванічних станцій. Особливу увагу в статті приділено виявленню та дослідженню найпоширеніших метеорологічних факторів, які впливають на тепловий режим фотогальванічних модулів. За результатами проведених досліджень побудована третя складова прогностичної моделі, яка враховує ефект термічного зниження потужності фотогальванічних модулів. Результати дослідження вдосконаленої трикомпонентної прогностичної моделі мережевої фотоелектричної станції для прогнозування щогодинного виробітку електричної енергії на добу наперед показали суттєве зниження небалансу між прогнозованою та фактично виробленою електричною енергією.

Ключові слова: фотогальванічний модуль, прогностична модель, тепловий баланс, сонячна інсоляція, коефіцієнт тепловіддачі.

Вступ

Прогностична модель фотогальванічної станції є однією з найважливіших ланок у системі автоматизованого керування мережею відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Відповідно до вимог енергоринку прогнозуванню підлягає щогодинний виробіток електричної енергії на добу наперед [1]. В роботі [2] розглянуто принципи побудови прогностичних моделей фотогальванічних станцій. Серед них виділено три базових принципи: а) принцип прозорої скриньки, б) принцип чорної скриньки, в) принцип сірої скриньки. На основі аналізу низки діючих станцій Італії відмічено найбільшу ефективність гібридних прогностичних моделей, в яких поєднуються різні принципи.

Така гібридна модель побудована авторами цієї статті і пройшла апробацію на міжнародній конференції, матеріали якої опубліковано у [3]. Ця система включає дві складові: модель сонячної інсоляції за умов безхмарного неба та модель, яка враховує вплив метеорологічних факторів на рівень виробітку електричної енергії. Перша є суто аналітична, детермінована модель, що враховує на момент прогнозу взаємне положення Сонця та точки геолокації фотогальванічної станції. Друга — стохастична модель з машинним навчанням, яка за результатами навчання будує функцію впливу метеорологічних факторів на рівень виробітку електроенергії. Добуток цієї функції та рівня сонячної інсоляції, одержаної за умов безхмарного неба, дає прогнозований рівень виробітку електроенергії.

Але ця модель не враховує ефект термічного зниження потужності [4], [5] фотогальванічного модуля у складі сонячних панелей за підвищеної його температури понад критичну температуру 25 °С. Цим вноситься додаткова похибка до результатів прогнозування. Дослідження має на меті усунення цієї похибки розробкою та включенням до складу прогностичної моделі третьої складової, яка враховує вплив ефекту термічного зниження потужності фотогальванічного модуля.

Метою роботи є вдосконалення моделі фотогальванічної станції з урахуванням термічного зниження потужності фотогальванічних модулів у разі надкритичного підвищення їхньої температури.

Методика досліджень. Дослідження виконувались за використання імітаційного моделювання та експериментально на діючій мережевій фотоелектричній станції потужністю 8 МВт, що розташована в Дніпропетровській області. Розроблено математичну та імітаційну модель явища термічного зниження потужності фотогальванічного модуля у разі надкритичного підвищення його температури. Результати імітаційного моделювання досліджувались у програмному середовищі Simulink.

Постановка завдань. Оскільки термічне зниження потужності фотогальванічного модуля є наслідком підвищення його температури понад критичний рівень, потрібно виявити метеорологічні фактори, які впливають на температуру модуля та одержати кількісні характеристики цього впливу. Для проведення цього дослідження необхідна імітаційна модель ефекту термічного зниження потужності у взаємодії з моделлю теплової рівноваги модуля з навколишнім середовищем. Звідси випливають такі *завдання*:

1. Побудова та дослідження відповідної імітаційної моделі.
2. Аналіз динамічних та статичних властивостей моделі.
3. На основі одержаних результатів побудова третьої складової прогностичної моделі, яка враховує ефект термічного зниження потужності фотогальванічного модуля.

Основна частина

Фотогальванічний модуль, який перетворює сонячну енергію в електричну, здійснює це перетворення згідно зі своїми номінальними характеристиками в обмеженому температурному діапазоні. Якщо температура модуля перевищує термічний поріг зниження потужності $\Theta_p = 25$ °С, його віддача в електричну мережу знижується пропорційно температурному коефіцієнту потужності $k_p = 0,45$ %/град. Цю залежність виробітку електроенергії від температури фотогальванічного модуля, яка також залежить від метеорологічних факторів, необхідно враховувати в структурі прогностичної моделі. Для цього у її складі необхідно враховувати теплову модель фотогальванічного модуля.

Теплова модель фотогальванічного модуля

Рівняння теплового балансу фотогальванічного модуля в умовах конвективного теплообміну з навколишнім середовищем можна подати у вигляді

$$cm \frac{dT_M^0}{dt} = \frac{S(t) \cdot F(t)}{P_H} \cdot 1000 \cdot \frac{\varepsilon}{\xi} - (T_M^0 - \theta) \cdot \alpha(V), \quad (1)$$

де T_M^0 — температура; $S(t)$ — ідеальна енергія сонячної інсоляції станції в умовах безхмарного неба; P — номінальна потужність станції; 1000 Вт/м^2 — номінальна потужність фотоелектричного перетворення з одиниці поверхні фотоелектричного модуля; $F(t)$ — функція впливу метеорологічних факторів; θ — температура повітря; V — швидкість вітру; $\alpha(V)$ — коефіцієнт тепловіддачі модуля, який враховує за заданої швидкості вітру теплопровідність повітря, його кінематичну в'язкість, коефіцієнт теплового розширення, та критерії Прандтля, Релея, Нуссельта; $c = 900 \text{ Дж/кг/К}$ — теплоємність модуля, $m = 18/1,42 \text{ кг/м}^2$ — маса модуля, яка віднесена до одиниці площини його поверхні; $\varepsilon = 0,9$ — коефіцієнт чорноти модуля, $\xi = 2$ — коефіцієнт охолодження модуля ($\xi = 1$, якщо охолодження здійснюється з однієї сторони поверхні модуля, $\xi = 2$, якщо охолодження здійснюється з двох сторін).

Вирібок електроенергії, що прогнозується, з урахуванням термічного зниження потужності фотогальванічних модулів визначається за формулою

$$\widehat{W} = \begin{cases} W^*(t) \left[1 - \frac{k_p}{100} (T_M^0 - \Theta_p) \right], & T_M^0 > \Theta_p, \\ W^*(t), & T_M^0 \leq \Theta_p, \end{cases} \quad (2)$$

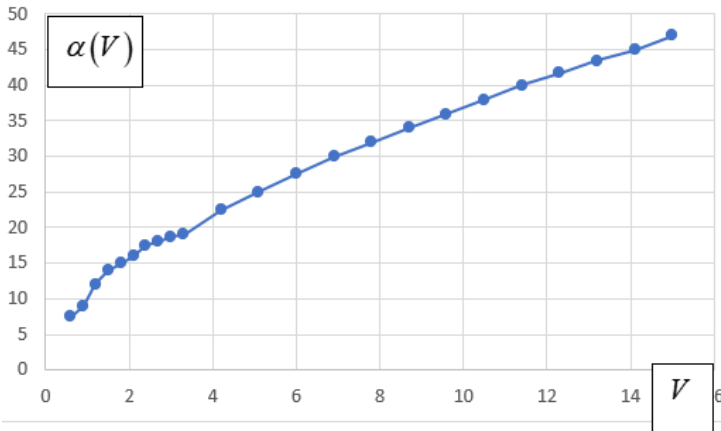


Рис. 1. Залежність коефіцієнта тепловіддачі модуля від швидкості вітру

де $\Theta_p = 25^\circ\text{C}$ — термічний поріг зниження потужності модуля, $k_p = 0,45\%$ /град — температурний коефіцієнт потужності; W^* — прогнозований виробіток електроенергії без урахування ефекту термічного зниження потужності фотогальванічних модулів.

Залежність коефіцієнта тепловіддачі модуля $\alpha(V)$ від швидкості вітру [6] показано на рис. 1.

Функціональна схема імітаційної моделі процесу термічного зниження потужності фотогальванічної станції у середовищі Simulink показано на рис. 2.

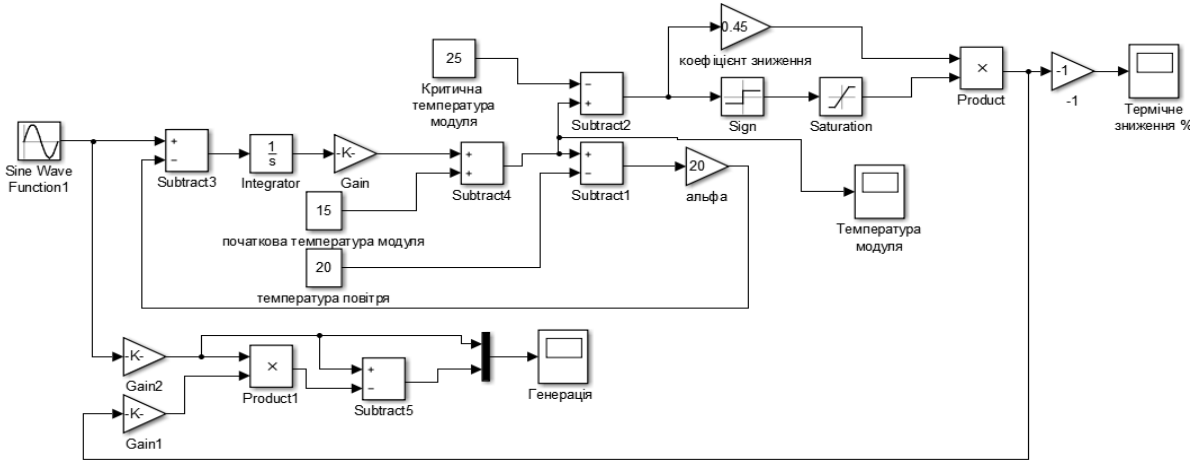


Рис. 2. Імітаційна модель процесу термічного зниження потужності фотогальванічної станції

Результати моделювання подані на рис. 3 та 4.

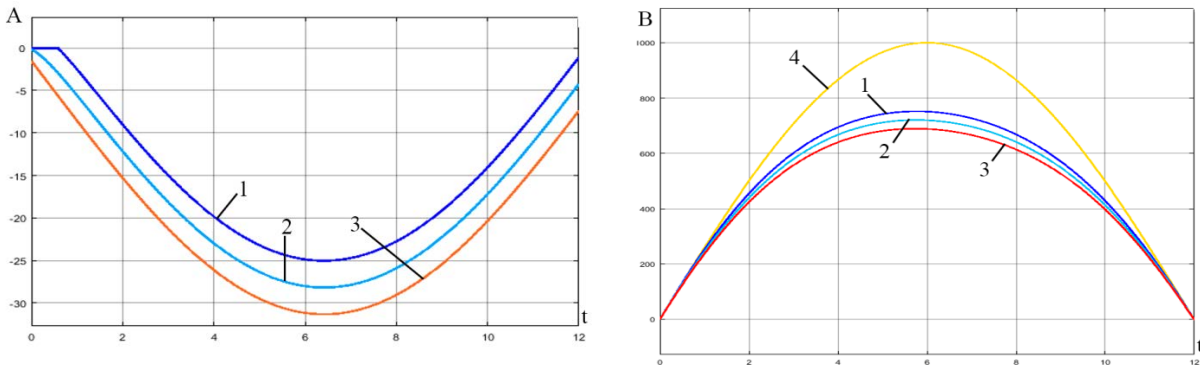


Рис. 3: термічне зниження потужності за швидкості вітру 0,6 м/с; А — відсоток зниження потужності;

В — вироблення електроенергії; t — час, 1 — початкова температура модуля 15°C ; температура повітря — 21°C ;

2 — початкова температура модуля — 20°C , температура повітря — 28°C ;

3 — початкова температура модуля — 23°C , температура повітря — 35°C ;

4 — генерація без урахування термічного зниження потужності

Результати моделювання вказують на те, що на термічне зниження потужності фотогальванічної станції найбільше впливає швидкість вітру. Як можна бачити з наведених діаграм, не зважаю-

чи на суттєве підвищення температури повітря, внаслідок підвищення швидкості вітру потужність знижується значно менше.

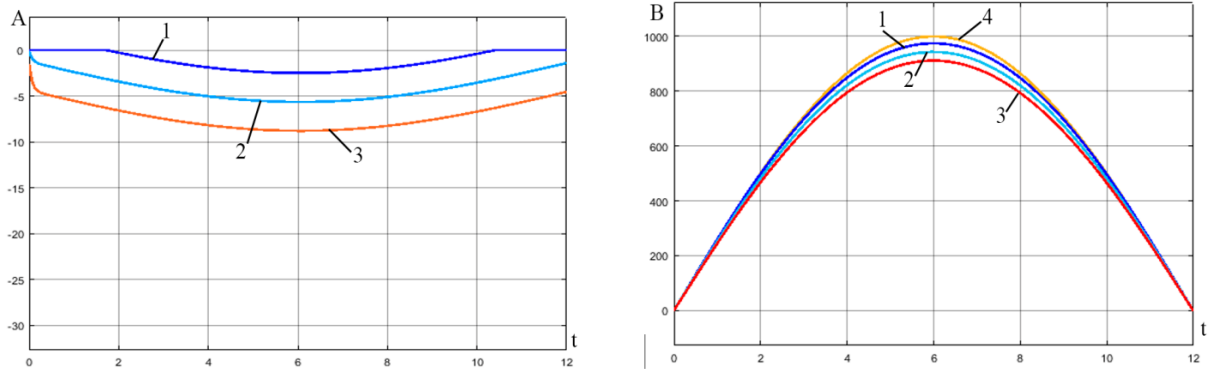


Рис. 4: термічне зниження потужності за швидкості вітру 15 м/с; А — відсоток зниження потужності; В — вироблення електроенергії; t — час; 1 — початкова температура модуля 15 °С, температура повітря 21 °С; 2 — початкова температура модуля 20 °С, температура повітря 28 °С; 3 — початкова температура модуля 23 °С, температура повітря 35 °С; 4 — генерація без урахування термічного зниження потужності

Постійна часу нагрівання модуля

$$T = \frac{cm}{\alpha(V)} = \frac{900 \cdot 18}{\alpha(V) \cdot 1,42} = \frac{11408,45}{\alpha(V)} (c). \quad (3)$$

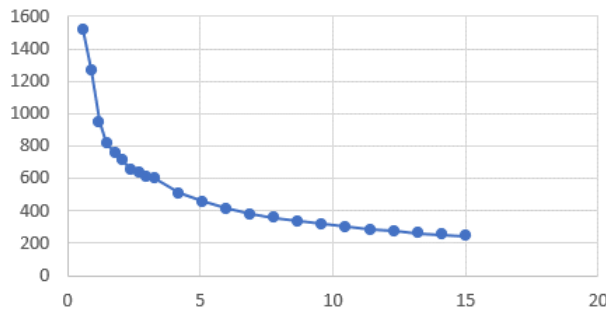


Рис. 5. Діаграма залежності постійної часу нагрівання модуля від швидкості вітру

Залежність постійної часу нагрівання фотоелектричного модуля від швидкості вітру (у м/с) показана на рис. 5.

Оскільки найбільша постійна часу не перевищує 30 хвилин, температуру модуля, усереднену на годині, можна знайти за умовою теплової рівноваги з рівняння (3). Вважаючи $\frac{dT_M^0}{dt} = 0$, отримаємо

$$T_M^0 = \frac{S(t) \cdot F(t) \cdot \varepsilon}{\alpha(v) \cdot \xi} + \theta_a, \quad (4)$$

де θ_a — температура повітря.

Підставляючи (4) в (2), отримуємо додаткову до основної модель термічного зниження потужності.

$$\hat{W}(t) = \begin{cases} W^*(t) \left[1 - \frac{k_p}{100} \left(\frac{S(t) \cdot F(t) \cdot \varepsilon}{\alpha(v) \cdot \xi} + \theta_a - \Theta_p \right) \right], & \frac{S(t) \cdot F(t) \cdot \varepsilon}{\alpha(v) \cdot \xi} + \theta_a > \Theta_p, \\ W^*(t), & \frac{S(t) \cdot F(t) \cdot \varepsilon}{\alpha(v) \cdot \xi} + \theta_a \leq \Theta_p, \end{cases} \quad (5)$$

Експериментальні випробування прогностичної моделі, доповненої моделлю термічного зниження потужності, здійснено на діючій фотоелектричній станції потужністю 8 МВт, що розташована в Дніпропетровській області.

Результати експерименту подані у таблиці та на діаграмах рис. 6, 7.

Результати експерименту

Дата/час	Хмарність, %	Температура повітря, °С	Вітер, м/с	Прогноз без кор.	Прогноз з кор.	Факт
03.09.2023 07:00	14,3	14,3	2,4	265	277	180
03.09.2023 08:00	8,3	16,3	2,4	928	953	1210
03.09.2023 09:00	4,7	18,7	2,6	2762	2734	2890
03.09.2023 10:00	6,3	20,7	2,8	4726	4514	4330
03.09.2023 11:00	6,3	22,2	3,7	5870	5533	5420

Продовження таблиці

Дата/час	Хмарність, %	Температура повітря, °C	Вітер, м/с	Прогноз без кор.	Прогноз з кор.	Факт
03.09.2023 12:00	7,3	23,5	3,9	6201	5790	5510
03.09.2023 13:00	14,7	24,4	3,8	6089	5665	5701
03.09.2023 14:00	21,5	24,5	3,7	5848	5453	5454
03.09.2023 15:00	28,3	25,2	3,7	5368	5019	5250
03.09.2023 16:00	19,4	25,0	3,6	4356	4128	3640
03.09.2023 17:00	15,4	24,7	3,7	2719	2634	2390
03.09.2023 18:00	11,3	23,8	3,8	1126	1117	1460
03.09.2023 19:00	8,3	21,7	3,3	279	282	350

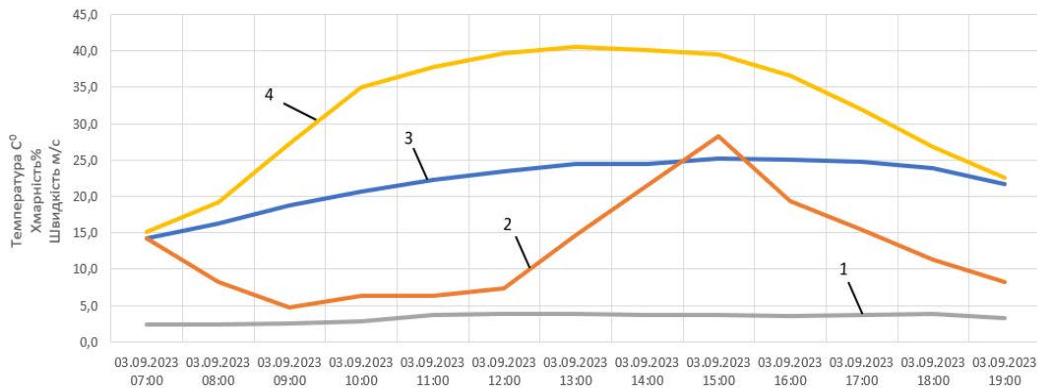


Рис. 6. Діаграма зміни у часі метеорологічних факторів: 1 — швидкість вітру; 2 — рівень хмарності; 3 — температура повітря; 4 — температура фотоелектричного модуля

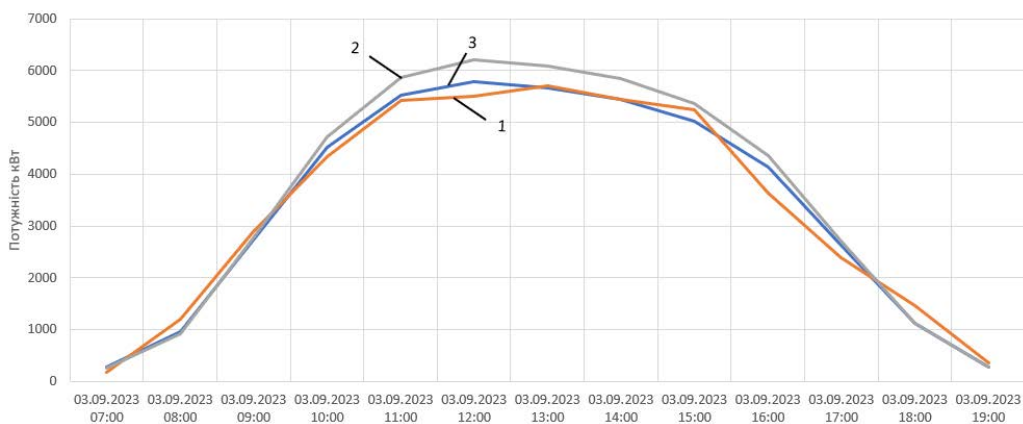


Рис. 7. Результати прогнозування: 1 — фактичний виробіток електроенергії; 2 — прогноз виробітку без корекції термічного зниження потужності модуля, 3 — прогноз виробітку з корекцією термічного зниження потужності модуля

Висновки

Побудована та досліджена імітаційна модель термічного зниження потужності фотогальванічного модуля. Виявлено, що з підвищенням швидкості вітру від 0,6 м/с до 15 м/с незалежно від підвищення температури повітря зниження потужності станції зменшується від 30 % до 7 %. Це означає, що швидкість вітру є переважним фактором моделі термічного зниження потужності фотогальванічної станції.

Отримана та експериментально перевірена формула, що відображає залежність величини термічного зниження потужності станції від інтенсивності сонячної інсоляції, температури повітря та коефіцієнта тепловіддачі модуля, що також залежить від швидкості вітру.

За результатом аналізу динамічних та статичних властивостей моделі отримана оцінка постійної часу нагрівання фотогальванічного модуля, яка зменшується від 1500 с до 200 с у разі підвищення швидкості вітру від 0,6 м/с до 15 м/с. Оскільки найбільша постійна часу не перевищує 30 хвилин, прогнозовану температуру модуля, усереднену на годині, можна знайти за умови стаціонарного режиму теплової рівноваги.

На основі отриманих результатів побудована третя складова прогностичної моделі, яка враховує ефект термічного зниження потужності фотогальванічного модуля. Експериментальна перевірка моделі на діючій станції потужністю 5 МВт підтвердила зниження похибки прогнозу від 691 кВт без корекції до 280 кВт з корекцією. Таким чином, включення у прогностичну модель мережевої фотогальванічної станції додаткової моделі явища термічного зниження потужності дозволило зменшити небаланс щогодинного прогнозу з фактичною генерацією електроенергії у 1,75 разів, завдяки чому у такій самій пропорції зменшується штраф, що накладається на станцію за цей небаланс. Цим підтверджується ефективність розробленої моделі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] J. Sowinski, "The Impact of the Selection of Exogenous Variables in the ANFIS Model on the Results of the Daily Load Forecast in the Power Company," *Energies*, MDPI, vol. 14, pp. 1-18, 2021.
- [2] Lorenzo Gigoni, et al., *Day-Ahead Hourly Forecasting of Power Generation from Photovol-taic Plants*, arXiv:1903.06800v1 [cs.LG], 26 Feb. 2019.
- [3] Alexandr Zaslavskiy, and Oleh Karpenko, "Prognostic Model of a Photovoltaic Power Plant," *Lecture Notes in Networks and Systems*, vol. 344, pp. 91-103, Chernihiv, Ukraine MODS, June 28-July 01, 2021.
- [4] Tom Markvart, and Luis Castaner, *Practical handbook of photovoltaics fundamentals and applications*. Oxford: Elsevier Ltd, 2003, p. 1015.
- [5] Aldo V. Da Rosa. *Fundamentals of Renewable Energy Processes*. London: Elsevier Inc, 2009, p. 818.
- [6] Adrian Bejan, *Convection Heat Transfer*. John Wiley & Sons, Inc, 2013, p. 858. [Electronic resource]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781118671627> .

Рекомендована кафедрою комп'ютеризованих електромеханічних систем і комплексів ВНТУ

Стаття надійшла до редакції 4.03.2024

Карпенко Олег Вікторович — асистент кафедри кіберфізичних та інформаційно-вимірювальних систем, e-mail: karpenko.o.v@nmu.one ;

Заславський Олександр Михайлович — канд. техн. наук, доцент кафедри кіберфізичних та інформаційно-вимірювальних систем.

Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», Дніпро

O. V. Karpenko¹
O. M. Zaslavskiy¹

Predictive Model of the Photoelectric Plant Taking into Account Thermal Reduction of Photoelectric Modules Power

¹National Technical University «Dnipro Polytechnic», Dnipro

Forecasting the generation of electrical energy is mandatory for grid photoelectric plants. According to the requirements of the energy market, the hourly production of electricity for a day in advance is subject to forecasting, which is determined by the terms of purchase/sale of electricity. This forecasting is performed using predictive models of photovoltaic solar energy conversion processes. Such a model usually includes two components: the first of which is a purely analytical, deterministic model that takes into account the relative position of the Sun and the geolocation points of the photovoltaic station at the time of the forecast, and the second is a stochastic model with machine learning, which, based on the results of the training, builds a function of the influence of meteorological factors on level of electricity generation. But, as the results of the tests showed, a significant drawback of this approach, which significantly worsens the forecast results, is the failure to take into account the effect of thermal reduction of the power of the photovoltaic plant. In order to improve the prediction model of a photovoltaic plant, taking into account the effect of thermal reduction of its power at a supercritical increase in the temperature of its panels, a simulation model of the effect of thermal reduction of the power of photovoltaic modules, which make up the working panels of photovoltaic plants, was built and studied. Special attention is paid in this paper to the identification and study of the dominant meteorological factors, influencing the thermal mode of photovoltaic modules. According to the results of the research, the third component of the prediction model was built, which takes into consideration the effect of thermal reduction of photovoltaic modules power. The results of the study of the revised three-component prediction model of the grid photoelectric station for the forecasting the hourly production of electric energy a day in advance showed a significant decrease in the imbalance between the predicted and actually produced energy.

Keywords: photovoltaic module, prediction model, heat balance, solar insolation, heat return coefficient.

Karpenko Oleh V. — Assistant of the Chair of Cyberphysics and Information and Measurement Systems, e-mail: karpenko.o.v@nmu.one ;

Zaslavskiy Olexandr M. — Cand. Sc. (Eng.), Associate Professor of the Chair of Cyberphysics and Information and Measurement Systems