

УДК 621.311

doi:10.20998/2413-4295.2016.42.11

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ РЕЗЕРВУ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ ЛОКАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

П. Д. ЛЕЖНЮК, В. О. КОМАР, С. В. КРАВЧУК*

Кафедра електричних станцій і систем, Вінницький національний технічний університет, Вінниця, УКРАЇНА
*e-mail: wl_1992@mail.ru

АНотація. В статті проаналізовано роботу сонячних електричних станцій з огляду на можливість забезпечення графіка споживання. Для цього використано математичну модель гаусових сумішей, що дозволяє отримати основні ймовірнісні характеристики процесів генерування та електроспоживання. Розроблено алгоритм оцінювання коефіцієнта стабільності, що ґрунтується на аналізі отриманих характеристик. З урахуванням результатів аналізу стабільності генерування розроблено метод визначення оптимальної, за критерієм мінімуму приведених затрат, потужності, що має забезпечувати джерело резерву для підтримання відповідного рівня балансової надійності в локальній електричній системі.
Ключові слова: потужність генерування; сонячні електростанції; графік навантаження; потужність резерву; гаусові суміші розподілу; ймовірнісні характеристики; приведені затрати.

DETERMINATION OF OPTIMAL POWER RESERVES FOR CARRYING BALANCE RELIABILITY OF LOCAL ELECTRIC SYSTEM

P. LEZHNIUK, V. KOMAR, S. KRAVCHUK

Department of power plants and systems, Vinnitsa National Technical University, Vinnitsa, UKRAINE.

ABSTRACT Greater part of renewable sources of energy is represented by solar power plants (SPP). Their operation mode depends on natural conditions of the region, where they are located. That is why the problem of SPP stability estimation is important in the problem of covering the daily schedule of energy consumption. One of the aims of the research is to evaluate the probability of providing the consumption schedule by means of corresponding source on the base of statistic data.

The authors try to solve the given problem, using EM algorithm. The authors could not select the law of SPP generation distribution, applying direct analysis of statistical data, that would satisfy the character of data change, it is suggested to divide the data into the series of mixtures, each of which would correspond to normal law. EM algorithm enables to select optimal, by the criterion of maximum of probability, amount of mixtures. By the values of characteristics of these mixtures the probabilities of emergence both of certain generation and consumed power could be obtained. To reduce the negative impact of random factors, characteristic for certain periods of the day, statistic data were considered by half hour periods of the day.

In this paper, the algorithm determination of stability covering load demand their own generation of renewable energy, particularly solar power, was proposed. On the basis of this indicator the method of determining the optimum by criterion of minimum reduced cost, power, which should provide a source of reserve to maintain an appropriate level of reliability in carrying the local electrical system. This method, based on the evaluation of stability data for generating renewable energy sources, including solar power, the problem of covering a given load demand and its impact on the number electricity.

Keywords: power generation; solar power; load schedule; reserves power; Gaussian mixture distribution; probability characteristics; given the cost.

Вступ

Лева частина генерування ВДЕ припадає на розподільні електричні мережі. У випадку коли встановлена потужність ВДЕ, зокрема СЕС та ВЕС, зростає до 15% і більше, від сумарної потужності навантаження, РЕМ набуває ознак локальної електричної системи [1]. Для забезпечення належного рівня балансової надійності ЛЕС, потрібно враховувати ймовірнісний характер видачі потужності такими електростанціями [2, 9-11].

Графік генерування електричної енергії відновлюваними джерелами безпосередньо залежить від природних особливостей регіону, в якому вони розташовані. Ця особливість відновлюваних джерел

енергії (ВДЕ) вносить певні проблеми під час розв'язання задачі забезпечення надійного і якісного електропостачання споживачів. В таких умовах постає задача визначення потужності, що має забезпечувати джерело резерву.

Оскільки СЕС є нестабільним джерелом генерування, доцільно здійснити оцінювання їх впливу на балансову надійність розподільних електричних мереж. Серед існуючих показників балансової надійності (ПБН) [3,4,12-14], можна виділити такі відносні ПБН: $LOLP$, $LOLE$, $LOLH$ та J_D оскільки вони є найбільш інформативними.

– математичне очікування річного недовідпуску електроенергії споживачам $M(\Delta W)$ (за кордоном

аналогами є *EUE* – *Expected Unserved Energy* або *LOEE*– *Loss of Energy Expectation*, МВт год/рік);
– математичне очікування компенсаційних затрат від ненадійного електропостачання споживачів (для заданих характеристик питомих затрат y_0) (млн. грн);
– *LOLP* (*Loss of Load Probability*) – ймовірність втрати навантаження (в.о.)

$$LOLP = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N P_{ik} (\Delta P_{ik}) \quad (1)$$

де $Q_i = 1/T$ – ймовірність ступені графіка навантаження; P_{ik} – ймовірність стану генерувальних потужностей пов'язаних з відмовою агрегатів; $\Delta P_{ik} = P_{Гik} - P_{Нik} < 0$ – дефіцит потужності в розподільних електричних мережах для k -го випадкового стану генерувальних потужностей;
– *LOLE* (*Loss of Load Expectation*) і *LOLH* – тривалість втрати навантаження, відповідно в кількості діб і годин на рік)

$$LOLE = \sum_{i=1}^T Q_i P_{i \text{ діб}} \sum_{k=1}^N P_{ik} (\Delta P_{ik})$$

$$LOLH = \sum_{i=1}^T Q_i P_{i \text{ год}} \sum_{k=1}^N P_{ik} (\Delta P_{ik}) \quad (2)$$

де $P_{i \text{ діб}}, P_{i \text{ год}}$ – тривалість i -го періоду, відповідно діб і годин.

Для ЕЕС інтегральні ПБН визначаються за допомогою частинних похідних математичного очікування недовідпуску електроенергії для всієї ЕЕС за параметрами системи – оперативним резервом потужності територіальних зон і запасам пропускної спроможності ліній електропередач між ними. В роботі [5] показано, що такі частинні похідні можуть визначатися аналізом двоїстих оцінок (m_j) для j -х параметрів лінійної моделі, які дорівнюють *одиниці*, у випадку коли генерувальна потужність зони, що розглядається впливає на зміну системного дефіциту потужності, і *нулю*, в іншому випадку.

Вираз, для визначення інтегральних ймовірностей дефіциту потужності відповідає (3):

$$J_{Дj} = \frac{\partial M[\Delta W]}{\partial R_j} = \sum_{u=1}^U Q_u \sum_{z=1}^Z Q_z \sum_{k=1}^K Q_k m_j^{u,z,k} \quad (3)$$

де $M[\Delta W]$ – математичне очікування річного об'єму недовідпуску електроенергії, у в.о;

R_j – кількість електроенергії, що повинно забезпечити джерело резерву для j -тої територіальної зони, у в.о.

Q_u та Q_z – відносний час існування u -того та z -того часового інтервалу зміни навантаження;

Q_k – ймовірність існування k -того випадкового стану системи, що викликане аварійним виходом генерувального обладнання на u -тому сезонному та z -тій добовій зміні навантаження; $m_j^{u,z,k}$ – двоїста оцінка лінійного програмування (ЛП) для j -тої територіальної зони; U та Z – число відповідно сезонних і добових інтервалів зміни навантаження; K – число випадкових станів ЕЕС, що моделюється статистичними методами.

Однак, перераховані показники: *LOLP*, *LOLE*, *LOLH* та $J_{Дj}$, по-перше, не враховують залежності роботи СЕС від природних умов, а, по-друге, не дозволяють характеризувати стабільність цих джерел по відношенню до графіка навантаження, оскільки розроблялись для генерувальних потужностей, режим роботи яких є повністю керованим.

Тому для локальних електричних систем, потрібно розробити додатковий показник який дасть змогу характеризувати стабільність генерування СЕС, що дозволить оцінити вплив останніх на балансову надійність.

Мета роботи

Метою статті є розробка методу визначення потужності, що має забезпечувати джерело резерву для підтримання належного рівня балансової надійності в локальній електричній системі. Для цього потрібно здійснити оцінювання стабільності покриття графіка навантаження генеруванням СЕС.

Виклад основного матеріалу

Оцінювання стабільності покриття заданого графіка електроспоживання потенційно можливим генеруванням сонячної електростанції здійснюється на основі аналізу статистичних даних генерування СЕС та потужності навантаження протягом року (рис.1).

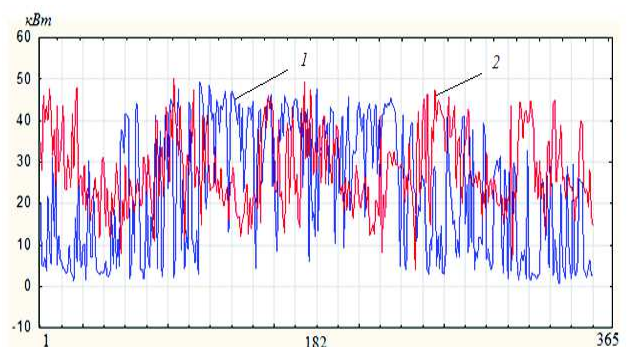


Рис. 1 – Зміна потужності генерування СЕС (1) та навантаження (2) протягом року в заданий проміжок часу доби

На основі аналізу даних розроблено алгоритм оцінювання стабільності генерування СЕС в задачі покриття заданого графіка навантаження (рис. 2)

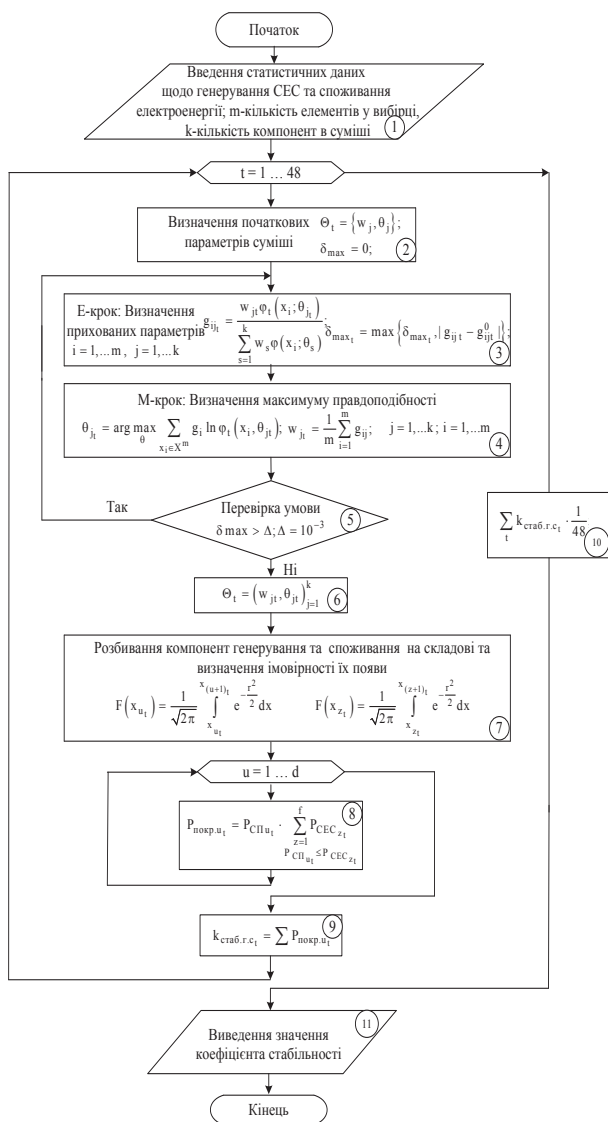


Рис. 2– Зміна потужності генерування СЕС протягом року

Так відповідно до рисунку 2, ЕМ-алгоритм (блоки 1-6) [6], маючи статистичні дані процесів генерування та електроспоживання (блок 1) та початкове наближення параметрів сумішей і критерій зупинки (блок 2) дозволяє визначити параметри суміші гаусових розподілів (математичне очікування, середньоквадратичне відхилення та вагу компоненти суміші).

В блоці 3, позначаємо через $p(x, \theta_j)$

щільність ймовірності того, що елемент вибірки генерування належить j -тій компоненті суміші згідно формули повної ймовірності

$p(x, \theta_j) = p(x)P(\theta_j | x)$. Вводимо позначення

$g_{ij} = P(\theta_j | x)$ - невідома апостеріорна ймовірність того, що елемент вибірки взятий з j -тої компоненти суміші. Таку ймовірність можна визначити використовуючи формулу Байєса. Блок 4 вирішує оптимізаційну задачу визначення оптимальної ваги компонентів суміші w_j за критерієм максимуму правдоподібності.

Ітераційний процес зупиняється, коли значення

$$Q(\Theta) = \sum_{i=1}^m \ln \sum_{j=1}^k w_j p_j(x_i) \rightarrow \max(\Theta) \text{ або}$$

значення прихованих змінних G перестають суттєво змінюватись (блок 5). Отримані параметри суміші розподілів генерування СЕС та електроспоживання (блок 6), за допомогою інтегралу ймовірності зважені компоненти сумішей розбиваються на складові з певним кроком (блок 7), слід зауважити, що чим менший крок розбиття суміші тим точність розрахунку більша. В блоці 8 відбувається перевірка чи перевищує рівень генерування необхідний рівень споживання. Зрозуміло, що протягом сезону добові графіки генерування ВДЕ змінюються, так само як і добові графіки електроспоживання. Отже ймовірні випадки забезпечення балансу між генерованою і спожитою електричною енергією. При цьому ймовірності цих рівнів генерування додаються. У випадку незабезпечення балансу потужності можливостями ВДЕ відповідні ймовірності не враховуються. Після порівняння всіх можливих складових компонент генерування ВДЕ з відповідним рівнем складових компонент споживання, що відповідає певному часовому проміжку доби, сума покритих складових компонент генерування множиться на ймовірність появи цього рівня споживання (блок 9). Далі процес повторюється для іншої ступені споживання.

По завершенню перебору всіх компонент суміші споживання результуюче значення ймовірності забезпечення балансу множиться на ймовірність появи цього періоду часу. Якщо мова йде про півчасовий графік, то ця ймовірність визначається як $1/48$ (блок 10). В блоці 11 виводиться кінцеве значення коефіцієнта стабільності.

Для перевірки відповідності коефіцієнта стабільності генерування СЕС загальноприйнятому ПБН J_d було проведено розрахунки, результати яких показані на рисунку 3. З рисунку видно, що інтегральний показник дефіциту потужності не дає змогу оцінити можливість забезпечення балансу генеруванням СЕС.

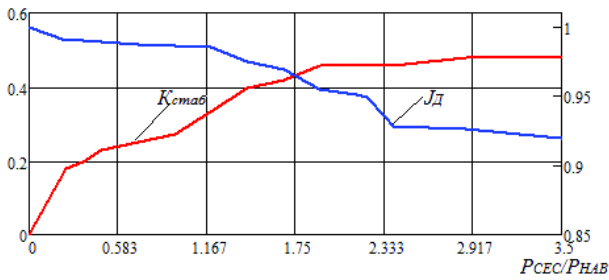


Рис. 3 – Зображення невідповідності показника стабільності показнику J_D у випадку підключення СЕС

Цей показник дозволяє враховувати ймовірнісну складову виробітку електроенергії на сонячних електростанціях. Зрозуміло, що генерування СЕС не завжди дозволить підтримувати балансову надійність, як окремого споживача, так і ЛЕС в цілому.

Одним з основних шляхів забезпечення балансової надійності є резервування [5]. Тому питання визначення необхідного рівня резерву, в умовах впровадження відновлюваних джерел електроенергії, генерування яких є нестабільним, особливо важливе.

Задача визначення оптимальної потужності резерву ЛЕС незалежно від принципів керування [7] повинна відповідати мінімуму приведених затрат на створення надлишкової потужності резерву та враховувати затрати, що будуть компенсуватись в разі незабезпечення балансової надійності споживачів ЛЕС. Отже цільову функцію можна записати наступним чином [5]:

$$Z_{\Sigma}(P) = Z_R(P) + Z_L(P) + M[U](P) \rightarrow \min, \quad (4)$$

де P – показники, що характеризують засоби забезпечення балансової надійності (резерви генерувальних потужностей і запаси пропускної спроможності ліній електропередач в кВт);

$Z_R(P) = \sum_{j=1}^n z_{R_j}^{num} \cdot R_j$ – затрати на резерв генерувальної потужності R_j для всіх j -тих ЛЕС;

$Z_L(P) = \sum_{i=1}^m z_{L_i}^{num} \cdot P_i^L$ – затрати на запаси пропускної спроможності ліній електропередач (ПСЛЕП);

$z_{R_j}^{num}$, $z_{L_i}^{num}$ – питомі затрати (грн./кВт) відповідно на створення резерву генерування в j -тій ЛЕС і затрати на підтримання запасу ПСЛЕП відповідно; $M[U](P)$ – компенсаційні затрати споживачам електроенергії в разі незабезпечення балансової надійності.

Оскільки значна частина ВДЕ під'єднана до електричної мережі з боку споживачів, то це значно підвищує ПСЛЕП, виходячи з цього в цільовій функції (4), складова затрат по підтриманню

відповідного рівня ПСЛЕП $Z_L(P)$ не сильно впливатиме на загальні затрати на підтримання відповідного рівня резерву.

В роботі [8], пропонується визначати потужність, що має забезпечувати джерело резерву та визначити економічний ефект від такого визначення на основі використання ПБН J_D . Проте використання інтегрального показника дефіциту потужності не враховує нестабільність генерування ВДЕ.

Особливо важливою така проблема постає в задачі підвищення балансової надійності ЛЕС, де сумарна частка генерування ВДЕ досить значна, тому з цим потрібно рахуватись при визначенні потужності джерела резерву.

Для цього потрібно здійснити аналіз ймовірнісних характеристик процесів генерування СЕС та навантаження та на основі таких досліджень здійснити оцінювання найбільших значень недовідпуску електроенергії (рис.4).

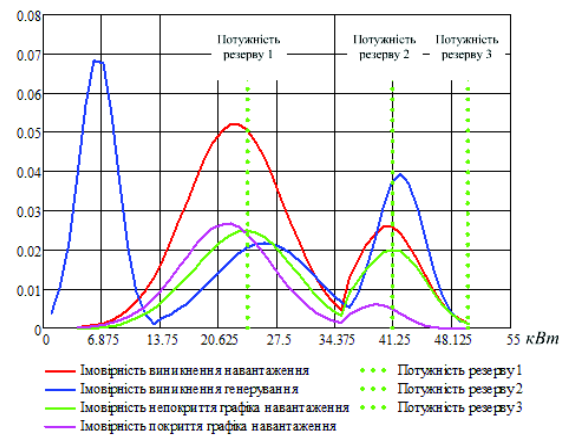


Рис. 4 – Зміна ймовірності покриття графіка навантаження генеруванням СЕС протягом року на t -тому проміжку часу доби

Графік зміни ймовірності не покриття графіка навантаження, має декілька найбільш ймовірних значень недовідпуску електроенергії, при яких потрібно забезпечити відповідну потужність резерву («Потужність резерву 1» та «Потужність резерву 2») рис.4, що стосується пропонованої «Потужності резерву 3», тут береться до уваги те, що взимку СЕС видає практично мінімум від встановленої потужності, а потужність навантаження при цьому досить велика, тому і розглядається випадок мінімуму генерування при максимумі навантаження.

На основі ймовірностей очікуваних значень недовідпуску електроенергії, можна визначити нестабільність покриття ГЕН генеруванням ВДЕ у вигляді коефіцієнту нестабільності:

$$k_{не\ стаб.t} = 1 - k_{стаб.t}. \quad (5)$$

Коефіцієнт нестабільності $k_{не\ стаб. t}$ буде показувати ймовірність не покриття графіка навантаження генерування СЕС на t -тому проміжку часу доби, тобто ймовірність виникнення певної величини дефіциту потужності.

Даний показник можна пов'язати з економічними показниками цільової функції (4):

$$M[\Delta W] = T_p P_{рез} \left[k_{не\ стаб}^{(P_{рез.1})} + k_{не\ стаб}^{(P_{рез.2})} + \dots + k_{не\ стаб}^{(P_{рез.m})} \right] = T_p P_{рез} \sum_{i=1}^m k_{не\ стаб}^{(P_{рез.i})} \quad (6)$$

де T_p – час для якого оцінюється математичне очікування недовідпущеної електроенергії; $T_p = 8760$ год.; $P_{рез}$ – потужність резерву,

а $k_{не\ стаб}^{(P_{рез.1})} = S_0^{(P_{рез.2})} + \dots + S_0^{(P_{рез.m})}$ – ймовірності появи дефіциту потужності в $P_{рез.1}$ і більше, $k_{не\ стаб}^{(P_{рез.2})} = S_0^{(P_{рез.3})} + \dots + S_0^{(P_{рез.m})}$ – ймовірності появи дефіциту потужності в $P_{рез.2}$ і більше відповідно.

Графічна інтерпретація даного показника подана на рисунку 5.

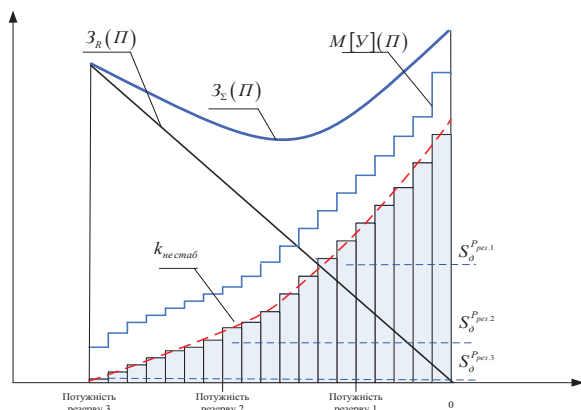


Рис. 5 – Графічне зображення взаємозв'язку іменованих та відносних (ймовірнісних) ПБН в ЛЕС

Видно, що коефіцієнт нестабільності змінює своє значення при запропонованих значеннях потужності резерву $R = r \cdot P_{рез}$, при збільшенні потужності резерву він зменшується, а при зменшенні – навпаки, зростає. Оптимальному рівню надійності ЛЕС, відповідає значення мінімуму приведених затрат на резервування $Z_{\Sigma}(P)$ (4), без урахування складової, що враховує затрати на ПСЛЕП $Z_L(P)$. Враховуючи лінійність взаємозв'язку затрат на створення резерву потужності $Z_R(P)$ з самою

величиною резерву $Z_R(P) = \sum_{j=1}^n Z_{R_j}^{num} \cdot r \cdot P_{рез}$ і

пропорційності мат. очікування компенсаційних затрат $M[Y](P)$ недовідпущеної електроенергії кінцевому споживачеві $M[\Delta W]$, мається на увазі $M[Y](P) = y_0 \cdot M[\Delta W](P)$, можна відносно просто знайти мінімум функціонала (4)[8]:

$$\frac{\partial Z_{\Sigma}(P)}{\partial r} = Z_{R_j}^{num} \cdot P_{рез} + \frac{y_0 \partial M[\Delta W]}{\partial r} = 0. \quad (7)$$

З рисунку 5 видно, що при збільшенні резерву потужності R в ЛЕС на величину $P_{рез}$, величина мат. очікування недовідпуску електроенергії в відповідності до (6) зменшиться і буде становити:

$$M[\Delta W]^{(P_{рез.1})} = T_p P_{рез} \left[k_{не\ стаб}^{(P_{рез.2})} + k_{не\ стаб}^{(P_{рез.3})} + \dots + k_{не\ стаб}^{(P_{рез.m})} \right] = T_p P_{рез} \sum_{i=1}^m k_{не\ стаб}^{(P_{рез.i})} \quad (8)$$

Враховуючи різницю між (6) та (8) визначаємо залежність $\frac{\partial M[\Delta W]}{\partial r}$:

$$\frac{\partial M[\Delta W]}{\partial r} = -T_p P_{рез} k_{не\ стаб}^{(P_{рез})}. \quad (9)$$

Якщо вираз (7) переписати з урахуванням (9) показник нестабільності генерування СЕС для ЛЕС можна представити у вигляді:

$$k_{не\ стаб} = \frac{Z_{R_j}^{num}}{y_0 T_p}. \quad (10)$$

Дещо схожий зв'язок при визначенні потужності резерву має інтегральний показник появи дефіциту потужності J_d [8], проте в основі визначення даного показника лежить оцінювання ймовірностей аварійний станів системи та пов'язаних з цим недовідпусків електроенергії.

Що стосується показників ПБН, що широко використовуються закордоном (*LOLP*, *LOLE* та *LOLH*), можна зробити висновок, що дані показники не враховують нестабільну природу генерування ВДЕ. Тому, для оцінки такої нестабільності, в задачі визначення потужності резерву, було розроблено показник $k_{не\ стаб}$ що якісно характеризує можливості ВДЕ для забезпечення балансової надійності. Застосування даного показника, дозволяє визначити оптимальну потужність резерву, за критерієм мінімуму приведених затрат (4) енергопостачальної

компанії та враховує нестабільність процесу генерування ВДЕ.

Висновки

За допомогою визначеного коефіцієнта стабільності, з урахуванням ймовірнісних характеристик процесів генерування та споживання електроенергії визначено найбільш ймовірні значення недовідпущеної електроенергії. На основі цієї інформації, запропоновано метод визначення оптимальної, за критерієм мінімуму приведених затрат енергопостачальної компанії, потужності резерву, що враховує нестабільність процесу генерування ВДЕ.

Список літератури

1. **Бурикін, О. Б.** Оптимізація режиму локальних електричних систем з відновлювальними джерелами енергії / **О. Б. Бурикін, Ю. В. Малогулко** // *Наукові праці ДонНТУ. Серія «Електротехніка і енергетика»* – 2013. – № 2 (15). – С. 42-46.
2. **Лежнюк, П. Д.** Оцінювання ймовірнісних характеристик генерування сонячних електростанцій в задачі інтелектуалізації локальних електричних систем / **П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук** // *Вісник НТУ «ХП»*, Серія: *Нові рішення в сучасних технологіях*. – Харків: НТУ «ХП». – 2016. – №18 (1190). – С. 92-100. – doi: 10.20998/2413-4295.2016.18.14.
3. **Dimitri Kecocioglu** Reliability Engineering Handbook / **Dimitri Kecocioglu** // PTR Prentice Hall, New Jersey. – 1991. – Vol II. – P. 341-349.
4. **Шефтель, З. Г.** Теорія ймовірностей: Монографія / **З. Г. Шефтель** // *Київ: Наукова думка*. – 1994. – 274 с.
5. **Чукреев, Ю. Я.** К вопросу нормирования вероятностных показателей балансовой надежности территориальных зон электроэнергетической системы / **Ю. Я. Чукреев** // *Научно-технический сборник. Коммунальное хозяйство міст. Серія: Технічні науки та архітектура*. – Харків: ХНАМГ. – 2011. – Випуск 101. – С. 364-371.
6. **Айвазян, С. А.** Прикладная статистика: Классификация и снижение размерности / **С. А. Айвазян, В. М. Бухштабер, И. С. Енюков, Л. Д. Мешалкин**. – М.: *Финансы и статистика*. – 1989. – 607 с.
7. **Рубаненко, О. Є.** Оптиміальне керування нормальними режимами ЕЕС з врахуванням чутливості потужності і технічного стану регулюючих пристроїв / **О. Є. Рубаненко, В. О. Лесько, О. О. Рубаненко** // *Вісник Хмельницького національного університету*. – 2013. – №1. – С.160-165.
8. **Маркович, И. М.** Режимы энергетических систем / **И. М. Маркович**. – Изд. 4-е, переработ. и доп. – М., «Энергия». – 1969.
9. **Satiago, G.** Prosumer-based control architecture for the future electricity grid / **G. Satiago, M. Costley, N. Ainsworth** // *IEEE International Conference on Control Applications (CCA)* – 2011. – No. 1. – P. 43-48. – doi: 10.1109/CCA.2011.6044467.
10. **Agarwal, Y.** Understanding the role of buildings in a smart microgrid / **Y. Agarwal, T. Weng, R. Gupta** // *2011 Design, Automation & Test in Europe*. – 2011. – P. 1-6. – doi: 10.1109/DATE.2011.5763195.

11. **Chowdhury, A. A.** Reliability Modeling of Distributed Generation in Conventional Distribution Systems Planning and Analysis / **A. Chowdhury** // *IEEE Transactions on Industry Application*. – 2003. – Vol. 39, No.5. – P. 1493-1498. – doi: 10.1109/TIA.2003.816554.
12. **Bae, I.** Reliability Evaluation of Distributed Generation Based on Operation Mode / **I. Bae, J. Kim** // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2007. – Vol. 22, No. 2. – P. 785-790. – doi:10.1109/TPWRS.2007.894842.
13. **Medeiros, R.** Assessment of Operating Condition Dependent Reliability Indices in Microgrids / **R. Medeiros, X. Xu, E. Makram** // *Journal of Power and Energy Engineering*. – 2016. – No. 4. – P. 56-66. – doi: 10.4236/jpee.2016.44006.
14. **Kondo, T.** Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices / **T. Kondo, Jumpei Baba, Akihiko Yokoyama** // *Electrical Engineering in Japan*. – 2008. – Vol. 165. – № 3. – P. 16-28. – doi: 10.1002/ej.20499.

Bibliography (transliterated)

1. **Burykin, O. B., Malohulko, Y.** Optimizatsiya rezhimu lokal'nikh elektrichnikh sistem z vidnovlyuval'nimi dzherelami energii [Optimization of the regime of local power systems with renewable energy]. *Proceedings of DonNTU. Series "Electrical Engineering and Energy"*, 2013, 2 (15), 42-46.
2. **Lezhniuk, P. D., Komar, V. A., Kravchuk, S. V.** Evaluation of probability characteristics of solar power generation in the problem of intellectualization of local electric systems. *Vestnik NTU "KPI" Series: Bulletin of NTU "KhPI". Series: New solutions in modern technologies*, Kharkov: NTU "KPI", 2016, 18(1190), 92-100, doi: 10.20998/2413-4295.2016.18.14.
3. **Dimitri Kecocioglu** Reliability Engineering Handbook. PTR Prentice Hall, New Jersey, 1991, Vol II, 341-349.
4. **Sheftel, Z. G.** Probability: Monograph. Kyiv: *Naukova Dumka*, 1994, 274 p.
5. **Chukreev, U. Y.** K voprosu normirovaniya veroyatnostnykh pokazateley balansovoy nadezhnosti territoria'nykh zon elektroenergeticheskoy sistemy [On the question of the valuation of probability metrics carrying reliability territorial zones of power system]. *Naukovo-tekhnichnyi zbirnik. Komunal'ne gospodarstvo mist. Seriya: Tekhnichni nauki ta arkhitektura [Scientific and technical collection. Utilities city. Series: Engineering and Architecture]*. Kharkov: KSAME, 2011, 101, 364-371.
6. **Ayvazyan, S. A., Buchstaber, V., Enyukov, Y. S., Meshalkyn, L. D.** Applied Statistics: Classification and Reduction razmernosty. *Moscow: Finance and Statistics*, 1989, 607 p.
7. **Rubanenko, O. E., Lesko, V. A., Rubanenko, A. A.** Optimal control of normal modes EEC with regard to sensitivity and technical state power control devices. *Herald of Khmelnytsky National University*, 2013, 1, 160-165.
8. **Markovic, I. M.** Regimes of power machinery. Ed. 4th, pererabot. and ext., Moscow, "Energy", 1969.
9. **Satiago, G., Costley, M., Ainsworth, N.** Prosumer-based control architecture for the future electricity grid. *IEEE International Conference on Control Applications (CCA)*, 2011, 1, 43-48, doi: 10.1109/CCA.2011.6044467.

10. **Agarwal, Y., Weng, T., Gupta, R.** Understanding the role of buildings in a smart microgrid. *2011 Design, Automation & Test in Europe*, 2011, 1-6, doi: 10.1109/DATE.2011.5763195.
11. **Chowdhury, A. A.** Reliability Modeling of Distributed Generation in Conventional Distribution Systems Planning and Analysis. *IEEE Transactions on Industry Application*, 2003, **39** (5), 1493-1498, doi: 10.1109/TIA.2003.816554.
12. **Bae, I., Kim, J.** Reliability Evaluation of Distributed Generation Based on Operation Mode. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, **22**(2), 785-790, doi: 10.1109/TPWRS.2007.894842.
13. **Medeiros, R., Xu, X., Makram, E.** Assessment of Operating Condition Dependent Reliability Indices in Microgrids. *Journal of Power and Energy Engineering*, 2016, **4**, 56-66, doi: 10.4236/jpee.2016.44006.
14. **Kondo, T., Jumpei Baba, Akihiko Yokoyama** Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices. *Electrical Engineering in Japan*, 2008, **165**(3), 16-28, doi: 10.1002/ej.20499.

Відомості про авторів (About authors)

Лежнюк Петро Дем'янович – доктор технічних наук, професор, Вінницький національний технічний університет, завідувач кафедри електричних станцій і систем; Вінниця, Україна; e-mail: lpd@inbox.ru

Lezhniuk Petro D. – Dr. Sc., Professor, Head of Department of power plants and systems, Vinnitsa National Technical University, Vinnitsa, Ukraine.; e-mail: lpd@inbox.ru.

Комар В'ячеслав Олександрович – кандидат технічних наук, доцент, Вінницький національний технічний університет, доцент кафедри електричних станцій і систем; Вінниця, Україна; e-mail: kvo76@mail.ru

Komar Vyacheslav O. – Candidate of Technical Sciences (Ph. D.), Docent, Associate Professor, assistant professor of electrical plants and systems; Vinnitsa, Ukraine; e-mail: kvo76@mail.ru.

Кравчук Сергій Васильович – аспірант, Вінницький національний технічний університет, аспірант кафедри електричних станцій і систем; Вінниця, Україна; e-mail: w1_1992@mail.ru.

Kravchuk Sergey V. – postgraduate student, Vinnitsa National Technical University, graduate student of power plants and systems; Vinnitsa, Ukraine; e-mail: w1_1992@mail.ru.

Будь ласка посилайтесь на цю статтю так:

Лежнюк, П. Д. Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи/ **П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук** // *Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях.* – Харків: НТУ «ХПІ». – 2016. – № 42 (1214). – С. 69-75. – doi: 10.20998/2413-4295.2016.42.11.

Please cite this article as:

Lezhniuk, P., Komar, V., Kravchuk, S. Determination of optimal power reserves for carrying balance reliability of local electric system. *Bulletin of NTU "KhPI". Series: New solutions in modern technologies.* – Kharkiv: NTU "KhPI", 2016, **42** (1214), 69–75, doi: 10.20998/2413-4295.2016.42.11.

Пожалуйста ссылайтесь на эту статью следующим образом:

Лежнюк, П. Д. Определение оптимальной мощности резерва для обеспечения балансовой надежности локальной электрической системы / **П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук** // *Вестник НТУ «ХПИ», Серія: Новые решения в современных технологиях.* – Харьков: НТУ «ХПИ». – 2016. – № 42 (1214). – С. 69-75. – doi: 10.20998/2413-4295.2016.42.11.

АНОТАЦІЯ В статті проаналізована робота сонячних електростанцій з урахуванням можливості забезпечення графіка потреби. Для цього використано математичну модель гауссових сумішей, що дозволяє отримати основні ймовірнісні характеристики процесів генерації та електропотреблення. Розроблено алгоритм оцінки коефіцієнта стабільності, оснований на аналізі отриманих характеристик. З урахуванням результатів аналізу стійкості генерування розроблено метод визначення оптимальної по критерію мінімуму приведених витрат, потужності, яка повинна забезпечувати джерело резерву для підтримання відповідного рівня балансової надійності в локальній електричній системі.

Ключевые слова: мощность генерации; солнечные электростанции; график нагрузки; мощность резерва; гауссовы смеси распределения; вероятностные характеристики; приведенные затраты.

Поступила (received) 12.12.2016