

V. M. БОДУНОВ

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДОПУСТИМИХ РІВНІВ НАПРУГИ В НИЗЬКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖАХ ПРИ ПРОЄКТУВАННІ СОЛЯЧНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПРИВАТНИХ ДОМОГОСПОДАРСТВ

Одним зі способів стимулювання розвитку відновлюваної енергетики є пільгове тарифоутворення на електроенергію для суб'єктів господарської діяльності, споживачів електричної енергії, у тому числі енергетичних кооперативів та приватних домогосподарств, генеруючі установки яких виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії. Така державна політика існує як в Україні («зелений тариф»), так і в інших країнах (Feed-in tariffs). Спрощений механізм приєднання генеруючих потужностей приватних домогосподарств та швидкий термін окупності сонячних електростанцій спричинили стрімке зростання кількості таких об'єктів. Особливістю мережевих фотоелектричних установок приватних домогосподарств полягає в тому, що інвестиції пропорційні, а іноді навіть менші за вартість додаткової реконструкції, наприклад, для збільшення пропускної здатності електричної мережі, тому, як правило, їх підключення до мереж низької напруги здійснюються без будь-яких додаткових змін перетинів ліній електропередавання. Разом із цим, згідно із законом України «Про ринок електричної енергії», приєднання генеруючих установок споживачів, у тому числі приватних домогосподарств, не повинно призводити до погіршення нормативних параметрів якості електричної енергії. Іншою особливістю даних об'єктів є майже повна відсутність інформації про параметри режиму роботи електричної мережі. В умовах відсутності достовірної інформації постає необхідність у розробці наближених методів оцінки допустимої величини потужності сонячних електростанцій приватних домогосподарств в залежності від місця приєднання, параметрів існуючої низьковольтної розподільної мережі та режимів її роботи. У статті запропоновано використання моделі розподільної мережі у вигляді лінії з рівномірним розподілом навантажень із сонячними електростанціями у вигляді зосередженого навантаження у відповідній точці лінії. Проведено моделювання розподілу напруги вздовж лінії при зміні потужності сонячних електростанцій та місця її приєднання. Отримані аналітичні співвідношення для розрахунку граничних значень потужності сонячних електростанцій для забезпечення допустимості режимних параметрів за рівнем напруги при варіюванні місця приєднання сонячних електростанцій. Запропоновано спосіб підтримки допустимого мінімального рівня напруги на затискачах споживачів у короткочасно перевантажених ділянках мережі.

Ключові слова: сонячні електростанції, розподільні електричні мережі, низька напруга, приватні домогосподарства, якість електроенергії, потужність генерації.

V. H. БОДУНОВ

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ В НИЗЬКОВОЛЬТНЫХ СЕТЯХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ ЧАСТНЫХ ДОМОХОЗЯЙСТВ

Одним из способов стимулирования развития возобновляемой энергетики является льготное тарифообразование на электроэнергию для субъектов хозяйственной деятельности, потребителей электрической энергии, в том числе энергетических кооперативов и частных домохозяйств, генерирующие установки которых производят электрическую энергию из альтернативных источников энергии. Такая государственная политика существует как в Украине («зеленый тариф»), так и в других странах (Feed-in tariffs). Упрощенный механизм присоединения генерирующих мощностей частных домохозяйств и быстрый срок окупаемости солнечных электростанций вызвали стремительный рост количества таких объектов. Особенностью сетевых фотоэлектрических установок частных домохозяйств состоит в том, что инвестиционные пропорциональны, а иногда даже меньше стоимости дополнительной реконструкции, например, для увеличения пропускной способности электрической сети, поэтому, как правило, их подключение к сетям низкого напряжения осуществляются без каких-либо дополнительных изменений сечений линий электропередачи. Вместе с тем, согласно закону Украины «О рынке электрической энергии», присоединение генерирующих установок потребителей, в том числе частных домохозяйств, не должно приводить к ухудшению нормативных параметров качества электрической энергии. Другой особенностью данных объектов является почти полное отсутствие информации о параметрах режима работы электрической сети. В условиях отсутствия достоверной информации возникает необходимость в разработке приближенных методов оценки допустимой величины мощности солнечных электростанций частных домохозяйств в зависимости от места присоединения, параметров существующей низковольтной распределительной сети и режимов ее работы. В статье предложено использование модели распределительной сети в виде линии с равномерно распределенной нагрузкой с солнечными электростанциями в виде сосредоточенной нагрузки в соответствующей точке линии. Проведено моделирование распределения напряжения вдоль линии при изменении мощности солнечных электростанций и места ее присоединения. Получены аналитические соотношения для расчета предельных значений мощности солнечных электростанций для обеспечения допустимости режимных параметров по уровню напряжения при варьировании места присоединения солнечных электростанций. Предложен способ поддержания допустимого минимального уровня напряжения на зажимах потребителей в кратковременных перегруженных участках сети.

Ключевые слова: солнечные электростанции, распределительные электрические сети, низкое напряжение, частные домохозяйства, качество электроэнергии, мощность генерации.

V. BODUNOV

ENSURING PERMISSIBLE VOLTAGE LEVELS IN LOW-VOLTAGE NETWORKS IN THE DESIGN OF SOLAR POWER PLANTS FOR PRIVATE HOUSEHOLDS

One way to stimulate the development of renewable energy is preferential electricity tariffs for businesses, electricity consumers, including energy cooperatives and private households, whose generators produce electricity from alternative energy sources. Such a state policy exists both in Ukraine (the "green tariff") and in other countries (Feed-in tariffs). The simplified connection mechanism of generating power of private households and the fast payback period of solar power plants have led to a rapid increase in the number of such facilities. The peculiarity of network photovoltaic installations of private households is that the investment is proportional, and sometimes even less than the cost of additional reconstruction, for example, to increase the capacity of the electrical network, so, as a rule, their connection to low voltage networks is carried out without any additional changes of intersections

© V. M. Бодунов, 2021

of power lines. At the same time, according to the Law of Ukraine on the Electricity Market, the connection of generating installations to consumers, including private households, should not lead to deterioration of regulatory parameters of electricity quality. Another feature of these objects is the almost complete lack of information about the parameters of the electrical network. In the absence of reliable information, it becomes necessary to develop approximate methods for estimating the allowable capacity of solar power plants of private households depending on the place of connection, the parameters of the modern low-quality distribution network and modes of its operation. The article proposes the use of the distribution network model in the form of a line with evenly distributed load from the solar power plants in the form of a concentrated load at the corresponding point of the line. The voltage distribution along the line is simulated when the power of the solar power plant and the place of its connection change. Analytical relations are obtained for the calculation of the solar power plants power limit values to ensure the admissibility of the mode parameters according to the voltage level when varying the solar power plant connection point. A method is proposed to maintain the allowable minimum voltage levels at the terminals of consumers in short-term congested sections of the network.

Keywords: solar power plants, electrical distribution networks, low voltage, private households, quality of electricity, generation power.

Вступ. Згідно з офіційною статистикою Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України [1] станом на 1 квартал 2021 року в Україні налічується 31923 сонячні електростанції (СЕС) у приватних домогосподарствах загальною потужністю 835 МВт. Статистика динаміки розвитку таких електростанцій за останні роки вказує на те, що зростання їх кількості триватиме і надалі.

Однією з основних причин такого бурхливого розвитку сонячної енергетики є державне стимулювання у сфері виробництва та споживання альтернативних видів палива та енергії за допомогою низки організаційно-економічних заходів [2, 3]. Наразі, державне стимулювання поновлюваної енергетики – це загальносвітова тенденція. Так, аналогічно українському «зеленому тарифу», в країнах Європи є так звані Feed-in tariffs (FITs) [4].

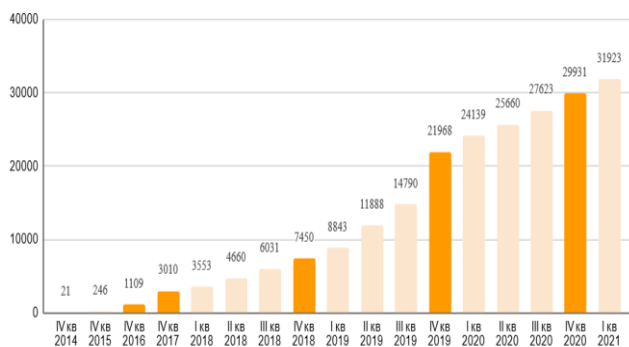


Рисунок 1 – Динаміка зростання кількості СЕС приватних домогосподарств в Україні

Основна частина таких стимулюючих заходів відноситься до потужних електростанцій, які впливають на режими роботи електричних мереж середньої та високої напруги, разом із цим, збільшення рівня автоматизації та поступове впровадження концепції Smart Grid в найближчому майбутньому долучить і електростанції приватних домогосподарств до регулювання режимів роботи низьковольтних електричних мереж.

Відповідно до статті 63 Закону України «Про ринок електричної енергії» [3], постачальник універсальних послуг зобов'язаний купувати електричну енергію, вироблену генеруючими установками приватних домогосподарств, встановлена потужність яких не перевищує 50 кВт, за «зеленим» тарифом в обсязі, що перевищує місячне споживання електричної енергії такими приватними домогосподарствами. Однак, відповідно до статті 58 цього закону, приєднання генеруючих установок

споживачів, у тому числі приватних домогосподарств, не повинно призводити до погіршення нормативних параметрів якості електричної енергії в мережі та безпеки постачання.

Особливість мережевої фотоелектричної установки для приватних домогосподарств полягає в тому, що інвестиції пропорційні, а іноді навіть менші за вартість додаткової реконструкції, наприклад, для збільшення пропускної здатності електричної мережі, тому, як правило, їх підключення до розподільних електричних мереж низької напруги здійснюються без будь-яких додаткових змін перетинів ліній електропередач (ЛЕП).

Таким чином, реальна окупність мережевої фотоелектричної установки повинна враховувати не тільки метеорологічні особливості регіону, але й особливості режимів роботи електричних мереж. Отже, при виробництві електроенергії з СЕС в розвантажену розподільну мережу може виникнути ситуація, коли напруга на генераторі досягне гранично допустимого значення, і доведеться обмежити виробництво.

Задачами вибору ефективних режимів генерації потужності поновлюваних джерел та місця їх приєднання займаються як українські [5–9] так і зарубіжні [10–16] вчені. При цьому в якості критеріїв оптимізації використовують [5, 10, 11, 16]:

- сумарні втрати активної потужності;
- технологічні витрати електричної енергії в мережі;
- показники, які характеризують надійність електропостачання;
- функції витрат та прибутку;
- якість напруги;
- сумарну потужність генерації та інші.

Більшість запропонованих підходів стосується джерел розподіленої генерації з потужностями від сотень кВт до сотень МВт. В той же час, нестача вихідної інформації по режимам роботи діючих низьковольтних електричних мереж приватного сектору унеможливило використання точних методів розрахунку режимів, тому на етапі попереднього аналізу можливості приєднання СЕС приватного домогосподарства ключовим питанням є оцінка забезпечення нормативних параметрів якості електричної енергії в мережі [3].

Мета роботи. Оцінити потужність СЕС приватного домогосподарства із урахуванням вимоги щодо допустимого відхилення напруги.

Виклад основного матеріалу. У зв'язку з тим, що адекватні вимірювання режиму роботи низьковольтної розподільної мережі можливо забезпечити лише на

головній ділянці, пропонується використання моделі лінії з рівномірно розподіленим навантаженням по довжині. Така модель є досить характерною для ЛЕП, прокладених вздовж вулиць приватного сектору міст та сільських регіонів. Розглянемо зміну значень напруги в низьковольтній розподільній електричній мережі довжиною L з приєднаною потужністю генерації на відстані X від початку лінії.

Розрахунки режимів проведено з наступними припущеннями:

- розподільна мережа не має розгалужень;
- навантаження рівномірно розподілене вздовж лінії;
- відома сумарна потужність навантаження на початку лінії;
- СЕС приєднана на відносній відстані Δ від початку лінії;
- потужність енергосистеми набагато більша, ніж потужність навантаження та електростанції приватного домогосподарства, що дозволяє враховувати енергосистему, як джерело необмеженої потужності з незмінною електрорушійною силою;
- втрата напруги визначається за поздовжньою складовою;
- коефіцієнт потужності СЕС близький до одиниці.

За таких припущень втрата напруги від джерела до довільної точки x на ділянці від енергосистеми до СЕС ($x \leq \Delta \cdot L$) дорівнюватиме [17]:

$$\Delta U(x) = \frac{P_L(r_0 + x_0 \cdot \operatorname{tg}\varphi_L)}{2 \cdot U_{nom} \cdot L} \cdot (2L \cdot x - x^2) - \frac{P_{CES} \cdot r_0 \cdot x}{U_{nom}}, \quad (1)$$

а для ділянки $x > \Delta \cdot L$:

$$\Delta U(x) = \frac{P_L(r_0 + x_0 \cdot \operatorname{tg}\varphi_L)}{2 \cdot U_{nom} \cdot L} \cdot (2L \cdot x - x^2) - \frac{P_{CES} \cdot \Delta \cdot L}{U_{nom}}, \quad (2)$$

де P_L – сумарна активна потужність лінії електропередавання, кВт;

$\operatorname{tg}\varphi_L$ – коефіцієнт потужності сумарного навантаження, відн. од.;

r_0, x_0 – погонні активний та індуктивний опори, Ом/км, ЛЕП довжиною L , км;

U_{nom} – номінальна напруга мережі, кВ;

P_{CES} – активна потужність СЕС, кВт;

Δ – відносна відстань від початку лінії до СЕС в долях від загальної довжини L , відн. од.;

x – координата поточної точки, км.

На рис. 2 наведено приклад моделювання режиму напруги вздовж ЛЕП з розподіленим навантаженням при зміні потужності СЕС.

В якості тестової мережі прийнята повітряна ЛЕП протяжністю 0,5 км із сумарним навантаженням 45 кВт, $\operatorname{tg}(\varphi) = 0,3$ (що є характерним для низьковольтних розподільних мереж сільськогосподарських регіонів).

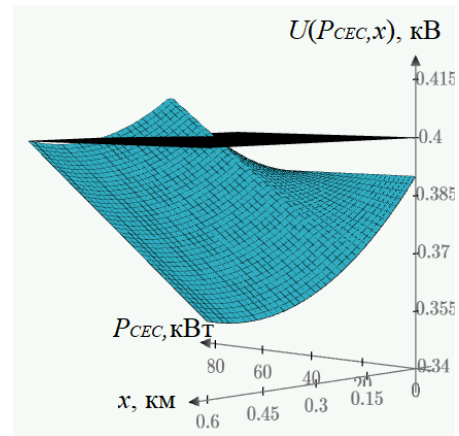


Рисунок 2 – Розподіл напруги вздовж лінії при зміні потужності СЕС

Перегин характеристики на рис. 2 відповідає відстані від початку лінії до точки приєднання СЕС (в даному прикладі прийнято $\Delta \cdot L = 0,2$ км). Чорною площиною показано максимально допустиме значення напруги споживачів згідно ГОСТ 13109 $U_{max} = 1,05 \cdot U_{nom}$. Як видно з рисунку, за великих значень потужності СЕС напруга поблизу СЕС може перевищувати максимально допустиме значення. Приймаючи, що напруга на початку лінії дорівнює U_0 , а у точці приєднання СЕС – U_{max} , з урахуванням (1) отримуємо:

$$P_{max} = P_L \frac{(r_0 + x_0 \cdot \operatorname{tg}\varphi_L) \cdot (2 - \Delta)}{2r_0} + \frac{U_{nom}(U_{max} - U_0)}{r_0 \cdot L \cdot \Delta \cdot 10^{-3}}. \quad (3)$$

На рис.3 наведено розподіл напруги вздовж лінії для максимально допустимих значень потужності СЕС за дотримання максимально допустимого рівня напруги у споживачів.

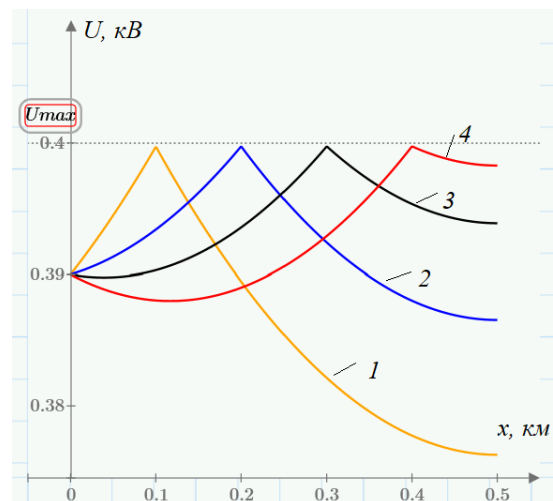


Рисунок 3 – Розподіл напруги вздовж лінії при забезпеченні обмеження $U \leq U_{max}$:

1 – $\Delta = 0,2$ відн. од., $P_{CES} = 77,7$ кВт;

2 – $\Delta = 0,4$ відн. од., $P_{CES} = 56,3$ кВт;

3 – $\Delta = 0,6$ відн. од., $P_{CES} = 45,8$ кВт;

4 – $\Delta = 0,8$ відн. од., $P_{CES} = 38,1$ кВт

Подальший розвиток інтелектуальних мереж (Smart Grid) потребуватиме гнучкості систем управління режимами не лише електростанцій системоутворювальної мережі, але й міні- та мікроелектростанцій приватних домогосподарств, в тому числі з використанням джерел негарантованої генерації. Досягти часткової керованості таких джерел можна за рахунок використання когенерації та/або акумулювання енергії [7, 10].

За акумулювання енергії з'явиться можливість, наприклад, підтримувати допустимі мінімальні рівні напруги на затискачах споживачів в короткочасно перевантажених ділянках мережі. Оскільки найменші значення напруги можуть спостерігатися в найбільш електрично віддаленій точці від центра живлення, то, з урахуванням (2), отримаємо необхідне мінімальне значення потужності місцевої генерації:

$$P_{min} = P_L \frac{(r_0 + x_0 \cdot tg\varphi_L)}{2 \cdot \Delta \cdot r_0} - \frac{U_{nom}(U_0 - U_{min})}{r_0 \cdot L \cdot \Delta \cdot 10^{-3}} \quad (4)$$

Якщо за результатом розрахунку (4) вийде від'ємне значення, це означитиме, що перевантаження із недопустимими зниженнями напруги відсутнє і додаткові заходи для підвищення рівня напруги не потрібні.

На рис. 4 наведено розподіл напруги вздовж лінії для перевантаженої низьковольтної ЛЕП із підвищенням рівня напруги за рахунок локальної електростанції або накопичувача електроенергії.

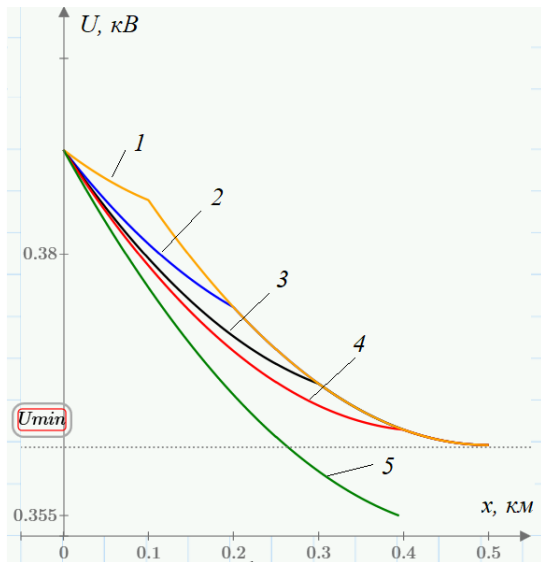


Рисунок 4 – Розподіл напруги вздовж лінії при забезпеченні обмеження $U \geq U_{min}$:

- 1 – $\Delta = 0,2$ відн. од., $P_{CEC} = 28,4$ кВт;
- 2 – $\Delta = 0,4$ відн. од., $P_{CEC} = 14,2$ кВт;
- 3 – $\Delta = 0,6$ відн. од., $P_{CEC} = 9,5$ кВт;
- 4 – $\Delta = 0,8$ відн. од., $P_{CEC} = 7,1$ кВт;
- 5 – $P_{CEC} = 0$

Як видно з рис. 3 та 4, найбільш ефективним з точки зору регулювання напруги є розташування СЕС

ближче до кінця лінії, але в реальних умовах подібні електростанції будуються на території домогосподарств, що і визначає точку приєднання джерела до розподільних мереж.

Запропоновані в даній роботі співвідношення (3 і 4) можуть дозволити на попередньому, допроектному етапі, за наявності мінімуму вихідних даних, оцінити потужність майбутньої СЕС із урахуванням вимоги щодо допустимого відхилення напруги або дати відповідь на питання щодо необхідності реконструкції ЛЕП для підвищення її пропускної здатності.

Висновки. Отримані співвідношення дозволяють оцінити потужність СЕС приватних домогосподарств із урахуванням вимоги щодо допустимого відхилення напруги.

Як видно з графіків на рис. 3 та 4, чим ближче СЕС до кінця лінії, тим менше допустиме значення потужності генерації. У таких випадках виробник енергії повинен подбати про те, як реалізувати вироблену енергію за години мінімальних навантажень, наприклад, перетворюючи її в тепло або акумулюючи в інший спосіб.

Отримані результати можна застосувати у попередньому обґрунтуванні мережевих фотоелектричних установок приватних домогосподарств та електростанцій, що приєднуються до низьковольтних розподільних електричних мереж.

Список літератури

1. Сонячні електростанції у приватних домогосподарствах: динаміка розвитку. URL: <https://saee.gov.ua/uk/content/sesd> (дата звернення: 10.06.2021).
2. Про альтернативні види палива: Закон України від 14.01.2000 № 1391-XIV. *Відомості Верховної Ради України*. 2000. № 12. Ст. 94.
3. Про ринок електричної енергії України: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. *Відомості Верховної Ради*. 2017. № 27–28. Ст. 312.
4. *Feed-in tariffs (FITs) in Europe*. URL: <https://www.pv-magazine.com/features/archive/solar-incentives-and-fits/feed-in-tariffs-in-europe/> (дата звернення: 10.06.2021).
5. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 1. С. 46–53.
6. Праховник А. В., Попов В. А., Ярмолюк Е. С., Кокорина М. Т. Перспективи и пути развития распределенной генерации в Украине. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2012. № 2. С. 7–14.
7. Жаркін А. Ф., Новський В. О., Попов В. А., Ярмолюк О. С. Підвищення ефективності керування режимами розподільних мереж за умов застосування розосереджених джерел генерації та засобів акумулювання електроенергії. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 3, С. 37–43. doi: 10.15407/techned2021.03.037
8. Lezhniuk P. D., Komar V. A., Sobchuk D. S. Method for Determination of Optimal Installed Capacity of Renewable Sources of Energy by the Criterion of Minimum Losses of Active Power in Distribution System. *Energy and Power Engineering*. 2014. Vol. 6. P. 37–46 doi: 10.4236/epe.2014.63005
9. Bodunov V., Kulko T., Prystupa A., Gai A. Topological Task of Distributed Generation Placement Using a Pareto optimization. *2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. 2018. P. 183–188, doi: 10.1109/IEPS.2018.8559502
10. Georgilakis P. S., Hatziaargyriou N. D. Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. *IEEE Transactions on Power Systems*.

- 2013, Vol. 28, No. 3, P. 3420–3428. doi: 10.1109/TPWRS.2012.2237043
11. Akorede M. F., Hizam H., Aris I. A review of strategies for optimal placement of distributed generation in power distribution systems. *Research Journal of Applied Sciences*. 2010, No. 5 (2), P. 137–145.
 12. Abu-Mouti F. S., El-Hawary M. E. Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2011, Vol. 26, No. 4, P. 2090–2101. doi: 10.1109/TPWRD.2011.2158246
 13. Banerjee B., Islam S. M. Reliability based optimum location of distributed generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2011, Vol. 33, No. 8, P. 1470–1478. doi: 10.1016/j.ijepes.2011.06.029
 14. Hamed H., Gandomkar M. A straightforward approach to minimizing unsupplied energy and power loss through DG placement and evaluating power quality in relation to load variations over time. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2012, Vol. 35, No. 1, P. 93–96. doi: 10.1016/j.ijepes.2011.10.001
 15. Bhumkittipich K., Phuangpornpitak W. Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation for Power Loss Reduction using Particle Swarm Optimization. *Energy Procedia*. 2013, Vol. 34, P. 307–317. doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.759
 16. Yadav A., Srivastava L. Optimal Placement of Distributed Generation: An Overview and Key Issues. *2014 International Conference on Power Signals Control and Computations (EPSCICON)*. 2014, P. 1–6, doi: 10.1109/EPSCICON.2014.6887517
 17. Bodunov V., Kulko T. Peculiarities of the feasibility study for on-grid photovoltaic installation of private household. *Proceedings of the 2nd Annual conference "Technology transfer: innovative solutions in Social Sciences and Humanities"*. P. 7–9. doi: 10.21303/2613-5647.2019.00924
 7. Zharkin A. F., Novskiy V. O., Popov V. A., Yarmoliuk O. S. Pivvyshchennya efektyvnosti keruvannya rezhymamy rozpodil'nykh merezh za umov zastosuvannya rozoseredzhenykh dzherel heneratsiyi ta zasobiv akumuluyuvannya elektroenerhiyi [Improving the efficiency of distribution network control under the conditions of application of distributed sources generation of electrical energy and means of its accumulation]. *Technical Electrodynamics*. 2021, no. 3, pp. 37–43. doi: 10.15407/techmed2021.03.037
 8. Lezhniuk P. D., Komar V. A., Sobchuk D. S. Method for Determination of Optimal Installed Capacity of Renewable Sources of Energy by the Criterion of Minimum Losses of Active Power in Distribution System. *Energy and Power Engineering*. 2014, vol. 6, pp. 37–46 doi: 10.4236/epe.2014.63005
 9. Bodunov V., Kulko T., Prystupa A., Gai A. Topological Task of Distributed Generation Placement Using a Pareto optimization. *2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. 2018, pp. 183–188, doi: 10.1109/IEPS.2018.8559502
 10. Georgilakis P. S., Hatzigiorgiou N. D. Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2013, vol. 28, no. 3, pp. 3420–3428. doi: 10.1109/TPWRS.2012.2237043
 11. Akorede M. F., Hizam H., Aris I. A review of strategies for optimal placement of distributed generation in power distribution systems. *Research Journal of Applied Sciences*. 2010, no. 5 (2), pp. 137–145.
 12. Abu-Mouti F. S., El-Hawary M. E. Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2011, vol. 26, no. 4, pp. 2090–2101. doi: 10.1109/TPWRD.2011.2158246
 13. Banerjee B., Islam S. M. Reliability based optimum location of distributed generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2011, vol. 33, no. 8, pp. 1470–1478. doi: 10.1016/j.ijepes.2011.06.029
 14. Hamed H., Gandomkar M. A straightforward approach to minimizing unsupplied energy and power loss through DG placement and evaluating power quality in relation to load variations over time. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2012, vol. 35, no. 1, pp. 93–96. doi: 10.1016/j.ijepes.2011.10.001
 15. Bhumkittipich K., Phuangpornpitak W. Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation for Power Loss Reduction using Particle Swarm Optimization. *Energy Procedia*. 2013, vol. 34, pp. 307–317. doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.759
 16. Yadav A., Srivastava L. Optimal Placement of Distributed Generation: An Overview and Key Issues. *2014 International Conference on Power Signals Control and Computations (EPSCICON)*. 2014, pp. 1–6, doi: 10.1109/EPSCICON.2014.6887517
 17. Bodunov V., Kulko T. Peculiarities of the feasibility study for on-grid photovoltaic installation of private household. *Proceedings of the 2nd Annual conference "Technology transfer: innovative solutions in Social Sciences and Humanities"*. pp. 7–9. doi: 10.21303/2613-5647.2019.00924

References (transliterated)

1. *Sonyachni elektrostantsiyi u pryvatnykh domohospodarstvakh: dynamika rozvytku* [Solar power plants in private households: development dynamics]. Available at: <https://sae.gov.ua/uk/content/sesd> (accessed 10.06.2021).
2. Pro al'ternatyvni vydy palyva [About alternative fuels]: Law of Ukraine on 14.01.2000 № 1391-XIV. *Bulletin of the Verkhovna Rada of Ukraine*. 2000, № 12, art. 94.
3. Pro rynek elektrychnoyi enerhiyi Ukrainy [On the Electricity Market]: Law of Ukraine on 13.04.2017 № 2017 VIII. *Bulletin of the Verkhovna Rada of Ukraine*. 2017, № 27–28, art. 312.
4. *Feed-in tariffs (FITs) in Europe*. Available at: <https://www.pv-magazine.com/features/archive/solar-incentives-and-fits/feed-in-tariffs-in-europe/> (accessed 10.06.2021).
5. Kyrylenko O. V., Pavlovskiy V. V., Lukianenko L. M. Tekhnichni aspekty vprovadzhennya dzherel rozpodil'noyi heneratsiyi v elektrychnykh merezhakh [Technical aspects of adoption of distributed generation sources in electric mains]. *Technical Electrodynamics*. 2011, no. 1, pp. 46–53.
6. Prakhovnyk A. V., Popov V. A., Yarmolyuk O. S., Kokorina M. T. Perspektivy i puti rozvitiya raspredelennoyi generatsii v Ukraine [Perspectives and trends of distributed generation development in Ukraine]. *Power engineering: economics, technique, ecology*. 2012, no. 2, pp. 7–14.
7. Zharkin A. F., Novskiy V. O., Popov V. A., Yarmoliuk O. S. Pivvyshchennya efektyvnosti keruvannya rezhymamy rozpodil'nykh merezh za umov zastosuvannya rozoseredzhenykh dzherel heneratsiyi ta zasobiv akumuluyuvannya elektroenerhiyi [Improving the efficiency of distribution network control under the conditions of application of distributed sources generation of electrical energy and means of its accumulation]. *Technical Electrodynamics*. 2021, no. 3, pp. 37–43. doi: 10.15407/techmed2021.03.037
8. Lezhniuk P. D., Komar V. A., Sobchuk D. S. Method for Determination of Optimal Installed Capacity of Renewable Sources of Energy by the Criterion of Minimum Losses of Active Power in Distribution System. *Energy and Power Engineering*. 2014, vol. 6, pp. 37–46 doi: 10.4236/epe.2014.63005
9. Bodunov V., Kulko T., Prystupa A., Gai A. Topological Task of Distributed Generation Placement Using a Pareto optimization. *2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. 2018, pp. 183–188, doi: 10.1109/IEPS.2018.8559502
10. Georgilakis P. S., Hatzigiorgiou N. D. Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2013, vol. 28, no. 3, pp. 3420–3428. doi: 10.1109/TPWRS.2012.2237043
11. Akorede M. F., Hizam H., Aris I. A review of strategies for optimal placement of distributed generation in power distribution systems. *Research Journal of Applied Sciences*. 2010, no. 5 (2), pp. 137–145.
12. Abu-Mouti F. S., El-Hawary M. E. Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2011, vol. 26, no. 4, pp. 2090–2101. doi: 10.1109/TPWRD.2011.2158246
13. Banerjee B., Islam S. M. Reliability based optimum location of distributed generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2011, vol. 33, no. 8, pp. 1470–1478. doi: 10.1016/j.ijepes.2011.06.029
14. Hamed H., Gandomkar M. A straightforward approach to minimizing unsupplied energy and power loss through DG placement and evaluating power quality in relation to load variations over time. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2012, vol. 35, no. 1, pp. 93–96. doi: 10.1016/j.ijepes.2011.10.001
15. Bhumkittipich K., Phuangpornpitak W. Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation for Power Loss Reduction using Particle Swarm Optimization. *Energy Procedia*. 2013, vol. 34, pp. 307–317. doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.759
16. Yadav A., Srivastava L. Optimal Placement of Distributed Generation: An Overview and Key Issues. *2014 International Conference on Power Signals Control and Computations (EPSCICON)*. 2014, pp. 1–6, doi: 10.1109/EPSCICON.2014.6887517
17. Bodunov V., Kulko T. Peculiarities of the feasibility study for on-grid photovoltaic installation of private household. *Proceedings of the 2nd Annual conference "Technology transfer: innovative solutions in Social Sciences and Humanities"*. pp. 7–9. doi: 10.21303/2613-5647.2019.00924

Надійшло (received) 13.06.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Бодунов Вадим Миколайович (Бодунов Вадим Николаевич, Vodunov Vadim) – кандидат технічних наук, доцент кафедри електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій Національного університету «Чернігівська політехніка»; м. Чернігів, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2882-5787>; e-mail: vad1979@ukr.net.