

НАПРУГА НА СИЛОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ ВЕНТИЛЯХ ТРИФАЗНОГО МОСТОВОГО КОМПЕНСАЦІЙНОГО ПЕРЕТВОРЮВАЧА З ОДНІЄЮ КОМУТУЮЧОЮ ЛАНКОЮ

Досліджуються умови роботи силових електричних вентилів трифазного мостового компенсаційного перетворювача з однією комутуючою ланкою, яка складається з трифазної конденсаторної батареї та трифазної групи повністю керованих приладів. Таке технічне рішення дозволяє забезпечити перезаряд конденсаторів комутуючої ланки та керування енергетичним процесом перетворювача. Разом з тим при цьому змінюються і умови роботи його силового обладнання. Основним змістом дослідження є аналіз складових зворотної напруги силових електричних вентилів компенсаційної частини перетворювача та динаміки її зміни при регулюванні електромагнітного процесу транзисторами комутуючої ланки. Це потрібно при визначенні класу вентилів, у разі впровадження перетворювача за досліджуваною схемою у виробництво. Дослідження величини і форми зворотної напруги здійснено для двох режимів: транзистори комутуючої ланки керуються у межах роботи силових електричних вентилів своєї фази та наступної. Обсяг досліджень обмежений аналізом процесів при одинарній частоті імпульсів керування. В результаті доведено, що на силових електричних вентилях компенсаційної частини перетворювача зворотна напруга менша, ніж на інших вентилях. Причиною цього є комутуюча напруга конденсаторів, яка, накладаючись на лінійну напругу вторинної обмотки перетворювального трансформатора, зменшує максимальне значення кривої зворотної напруги силових електричних вентилів.

Ключові слова: конденсаторна батарея, комутатор, комутуюча напруга, електричний вентиль.

Вступ Трифазний мостовий компенсаційний перетворювач з однією комутуючою ланкою (схема, рис. 1) має дві трифазні групи силових електричних вентилів. Одна група, яка на схемі є анодною, працює у звичайному (некомпенсаційному) режимі. Умови роботи цих вентилів нічим не відрізняються від умов роботи вентилів трифазного мостового перетворювача. Трифазна група силових електричних вентилів катодної частини перетворювача (рис. 1) працюють у компенсаційному режимі, забезпечуючи перетворювачу енергоефективний режим енергозабезпечення технологічних споживачів постійного струму. Зазначений енергетичний режим досягається за рахунок комплектації перетворювача комутуючою ланкою, яка складається з трифазної батареї конденсаторів і трифазної групи повністю керованих приладів. Таке технічне рішення захищене патентом України на корисну модель [1].

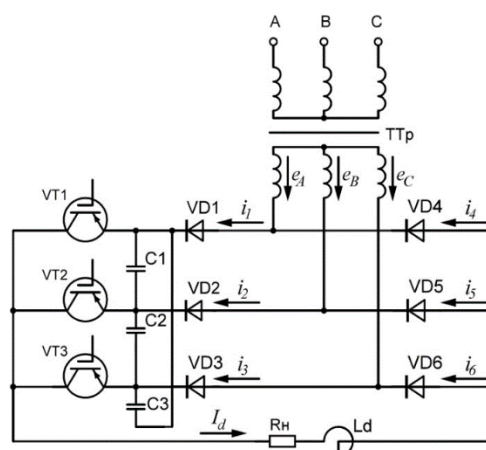


Рисунок 1 - Схема трифазного мостового компенсаційного перетворювача

Існує зацікавленість у розробці та дослідженні таких схем через їх підвищені енергетичні характеристики. Свідченням цього є інформація щодо подібних розробок, які ведуться як у далекому [2,3], так і у близькому зарубіжжі. Вітчизняні вчені також мають досягнення у розробці і дослідженні перетворювачів компенсаційного типу. Найбільш вагомі здобутки мають науковці Інституту електродинаміки НАН України. Так у публікаціях [4,5,6,7] наведені результати дослідження

електромагнітних процесів у схемі мостового перетворювача з двома комутуючими ланками, де у якості комутатора використовується трифазна група тиристорів.

Перші компенсаційні перетворювачі, створені у Київському політехнічному інституті під керівництвом відомого вченого Чиженка І.М., мали комутуючу ланку, яка складалася з трифазної конденсаторної батареї та трифазного зрівноважувального реактора. Вони добре зарекомендували себе при промисловому впровадженні у кольоровій промисловості, хімічних виробництвах та електротязі. Однак, серед недоліків, які мали такі перетворювачі, відмічалась підвищена величина зворотної напруги на силових електричних вентилях.

Мета роботи Отримати дані щодо умов експлуатації силових електричних вентилів трифазного мостового компенсаційного перетворювача та співвідношення для вибору класу вентилів відповідно до вимог технологічного процесу при його регулюванні керованими пристроями комутуючої ланки.

Результати досліджень Вхідним пристроєм досліджуваного трифазного мостового компенсаційного перетворювача є трифазний трансформатор (ТТр). Мережа живлення, до якої він підімкнений, у дослідженні вважається стандартною симетричною трифазною системою прямого чергування фаз:

$$\begin{aligned} e_A &= E_m \sin(\vartheta + \pi / 6 + \psi); \\ e_B &= E_m \sin(\vartheta - \pi / 2 + \psi); \\ e_C &= E_m \sin(\vartheta + 5\pi / 6 + \psi), \end{aligned} \quad (1)$$

де E_m - амплітуда вторинної фазної ЕРС перетворювального трансформатора; ϑ – поточна змінна; ψ – початкова фаза напруги при включенні вентиля.

Якщо знехтувати реактивним опором кола змінного струму і вважати комутаційний процес миттєвим, то кожний силовий електричний вентиль анодної частини перетворювача вступатиме в роботу один раз за період і буде працювати протягом третини періоду. Крива зворотної напруги на силовому електричному вентилі анодної частини перетворювача відома [10]. Вона має два інтервали з найбільшим миттєвим значенням, яке дорівнює амплітуді лінійної напруги вторинної обмотки перетворювального трансформатора.

Якщо при дослідженні зворотної напруги на силовому електричному вентилі анодної частини перетворювача урахувати реактивний опір кола змінного струму, її величина і форма дещо відрізняться. Ця крива матиме вісім ділянок, чотири з яких є комутаційною напругою. При цьому найбільше значення зворотної напруги може дещо перевищувати амплітудне значення лінійної напруги вторинної обмотки перетворювального трансформатора, що також детально описано у технічній літературі.

Як впливає з мети роботи, основним завданням даної публікації є дослідження зворотної напруги на силових електричних вентилях катодної групи, які працюють у компенсаційному режимі. Величина і форма цієї напруги залежить від режиму роботи перетворювача, на який, у першу чергу, впливають умови перезаряду конденсаторів комутуючої ланки. Обмежимо обсяг досліджень регулюванням транзисторів комутуючої ланки імпульсами частоти, що відповідає частоті напруги мережі живлення.

У компенсаційних перетворювачах нового покоління, до яких відноситься і досліджуваний перетворювач, на величину і форму комутуючої напруги, а, відповідно і зворотної напруги вентилів, впливають такі фактори, як момент включення в роботу повністю керованих приладів комутуючої ланки та діапазон регулювання. Тому, у публікації [8], дослідження умов перезаряду конденсаторів комутуючої ланки перетворювача за схемою рис. 1 поділено на три режими:

- регулювання здійснюється у межах роботи силового електричного вентиля своєї фази;
- регулювання здійснюється у межах роботи силового електричного вентиля наступної фази;
- регулювання здійснюється у межах роботи силового електричного вентиля попередньої фази.

Там же зазначено, що робота перетворювача у третьому режимі є недоцільною. Тож, виходячи з викладеного, дослідження щодо величини і форми зворотної напруги на силових електричних вентилях компенсаційної частини перетворювача, здійснено для двох перших режимів.

Режим 1 *Регулювання транзисторів комутуючої ланки здійснюється у межах роботи силових електричних вентилів своєї фази при одинарній частоті.*

Спочатку розглянемо режим миттєвої комутації. У катодній частині перетворювача, як і у анодній, кожний силовий електричний вентиль також буде працювати протягом третини періоду. Нехай першим вступив в роботу вентиль VD1. Поки він працює, напруги на ньому немає. Після виходу цього вентиля з роботи, включається вентиль VD2. На вентилі VD1 з'являється напруга і рівняння контуру, що проходить через зазначені вентиля, буде таким:

$$e_A - e_B = u_{VD1(1)} + u_{C1}.$$

Відповідно напруга на силовому електричному вентилі VD1 в інтервалі провідності вентиля VD2:

$$u_{VD1(1)} = e_{AB} - u_{C1} \quad (2)$$

Після виходу з роботи силового електричного вентиля VD2 включається вентиль VD3 і напругу на силовому електричному вентилі VD1 в інтервалі провідності вентиля VD3 розрахуємо наступним чином:

$$e_A - e_C = u_{VD1(2)} - u_{C3} \rightarrow u_{VD1(2)} = e_{AC} + u_{C3} \quad (3)$$

Відповідно до наведених вище рівнянь, рис. 2 ілюструє динаміку зміни величини і форми комутуючої напруги при зміні моменту вступу в роботу транзистора VT1 в діапазоні $0 \leq \theta \leq 2\pi/3$. Докладне дослідження цього питання опубліковане авторами в [8].

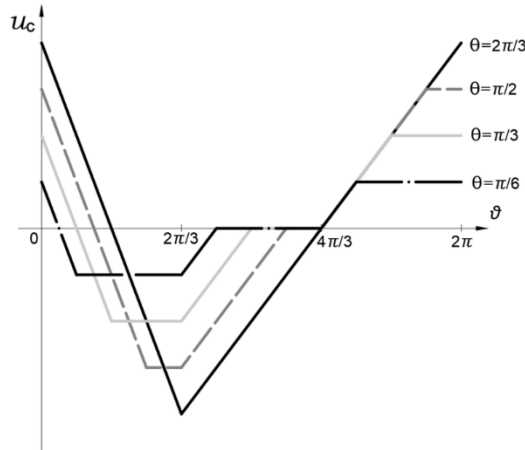


Рисунок 2 - динаміка зміни комутуючої напруги (регулювання в межах своєї фази)

При $\theta = 0$ струм через конденсатори не проходить і комутуюча напруга дорівнює нулю. По мірі зростання затримки θ , величина комутуючої напруги збільшується.

На рис. 3 відповідно до (2) і (3) побудована крива зворотної напруги на силовому електричному вентилі VD1 в одному з режимів роботи перетворювача, та показані складові цієї напруги.

Як бачимо, побудована для режиму миттєвої комутації на рис. 3,а крива зворотної напруги має чотири інтервали з різною закономірністю зміни миттєвого значення. При зміні режиму роботи перетворювача величина і форма цієї кривої буде дещо змінюватися. Однак, як показує докладний аналіз динаміки зміни напруги u_{VD1} , її найбільше значення завжди приходить на ділянці III. Ця ділянка є найбільш важливою, оскільки за максимальним значенням зворотної напруги вибирається клас силового електричного вентиля.

З рис. 3,а випливає, що на ділянці III, межі якої від $(4\pi/3 - \alpha)$ до $(4\pi/3 + \theta)$, напруга u_{VD1} має дві складові (3): перша з них є лінійною напругою вторинної обмотки перетворювального трансформатора, а друга – ділянкою фазної напруги комутуючого конденсатора u_{C3} . На цій ділянці комутуюча напруга є прямою, що не проходить через початок координат. Запишемо її рівняння, виходячи з наступних умов:

$$\text{при } \vartheta = 4\pi/3 - \alpha, u_{C3} = 0;$$

$$\text{при } \vartheta = 4\pi/3 + \theta, u_{C3} = \sin \alpha.$$

Після необхідних математичних перетворень, отримаємо закономірність зміни комутуючої напруги на ділянці III кривої зворотної напруги

$$u_{C3(III)}(\vartheta) = \frac{\sin \alpha}{\theta + \alpha} \left(\vartheta - \frac{4\pi}{3} + \alpha \right),$$

і закономірність зміни самої зворотної напруги на цій ділянці

$$u_{VD1(III)}(\vartheta) = \sin \vartheta + \frac{\sin \alpha}{\theta + \alpha} \left(\vartheta - \frac{4\pi}{3} + \alpha \right) \quad (4)$$

Розрахуємо момент максимального значення кривої зворотної напруги силових електричних вентилів катодної частини перетворювача за досліджуваних у цій частині умов роботи перетворювача.

Дослідимо (4) на максимум: $\frac{u_{VD1(III)}(\vartheta)}{d\vartheta} = \cos \vartheta + \frac{\sin \alpha}{\theta + \alpha}$. Виходячи з останнього, крива зворотної напруги набуває максимального значення у момент:

$$\vartheta = \arccos\left(-\frac{\sin \alpha}{\theta + \alpha}\right) \quad (5)$$

Тож вибір класу силових електричних вентилів катодної частини перетворювача здійснюється за співвідношенням

$$u_{VD1max} = \sin \left[\arccos \left(-\frac{\sin \alpha}{\theta + \alpha} \right) \right] + \frac{\sin \alpha}{\theta + \alpha} \left[\arccos \left(-\frac{\sin \alpha}{\theta + \alpha} \right) - \frac{4\pi}{3} + \alpha \right] \quad (6)$$

Якщо урахувати у дослідженні реактивність кола змінного струму, коли комутація не буде миттєвою, форма кривої зворотної напруги зміниться. Її побудову з урахуванням складових, здійснено на рис. 3,б.

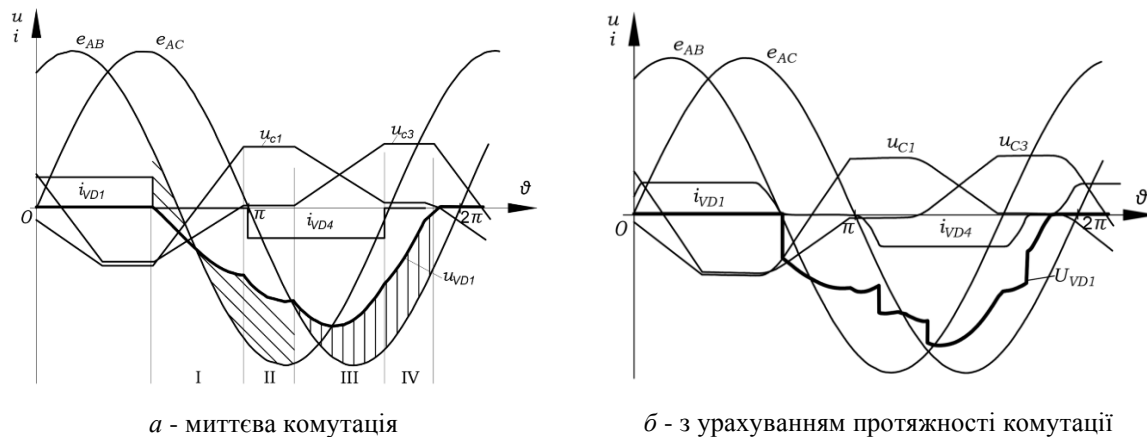


Рисунок 3 - зворотна напруга на силовому електричному вентилі катодної частини перетворювача

Дослідження динаміки зміни величини і форми цієї напруги у випадку, коли регулювання транзисторів комутуючої ланки здійснюється у межах роботи силових електричних вентилів своєї фази при одинарній частоті, показує, що максимальне значення зворотної напруги силових електричних вентилів катодної частини перетворювача можна розраховувати за співвідношенням (6).

Режим 2 Регулювання транзисторів комутуючої ланки здійснюється у межах роботи силових електричних вентилів наступної фази при одинарній частоті.

Як і у попередньому дослідженні спочатку розглянемо режим миттєвої комутації. Динаміка зміни величини і форми комутуючої напруги при миттєвій комутації струму силовими електричними вентилями представлено на рис. 4. Характерною особливістю сімейства кривих комутуючої напруги є те, що вони не мають ділянок з нульовим значенням, а числові значення додатної і від'ємної частини симетричні відносно осі абсцис.

На рис. 5 побудована крива зворотної напруги на силовому електричному вентилі VD1 в одному з режимів роботи перетворювача, та показані складові цієї напруги. При побудові використані співвідношення (2), (3) і криві рис. 4.

Як бачимо побудова кривої зворотної напруги відповідає такому режиму роботи перетворювача, при якому крива комутуючої напруги симетрична відносно осі абсцис за формою. Тому крива зворотної напруги на силовому електричному вентилі має два однакових максимуму, значення яких дещо менше за амплітуду лінійної напруги вторинної обмотки перетворювального трансформатора. При інших режимах роботи перетворювача форма кривої зворотної напруги і величина змінюються, але її максимальне значення не перевищує амплітудного значення лінійної напруги вторинної обмотки перетворювального трансформатора.

Урахування протяжності комутаційного процесу змінює форму кривої зворотної напруги силових електричних вентилів. Дану обставину ілюструє рис. 7. Але і за цих умов найбільше значення кривої u_{VD1} не перевищує амплітудного значення лінійної напруги вторинної обмотки перетворювального трансформатора.

Висновки Наукові дослідження публікації, підтверджують, що при регулюванні режиму роботи трифазного мостового компенсаційного перетворювача через транзистори комутуючої ланки, суттєвим є питання, у межах якої фази і з якою частотою формуються імпульси керування транзисторами. Дослідження двох режимів роботи при частоті імпульсів керування, що мають частоту напруги мережі живлення, дозволяють зробити наступні висновки.

При регулюванні транзисторів у межах роботи силових електричних вентилів своєї фази, змінюється величина і форма комутуючої напруги. Це, в свою чергу, призводить до зміни величини і форми зворотної напруги силових електричних вентилів компенсаційної частини перетворювача. Але

при будь-якій затримці подачі на транзистор імпульсу керування, максимальне значення зворотної напруги буде меншим за амплітудне значення лінійної напруги вторинної обмотки перетворювального трансформатора. Що є перевагою нового покоління компенсаційного перетворювача, досліджуваного у публікації.

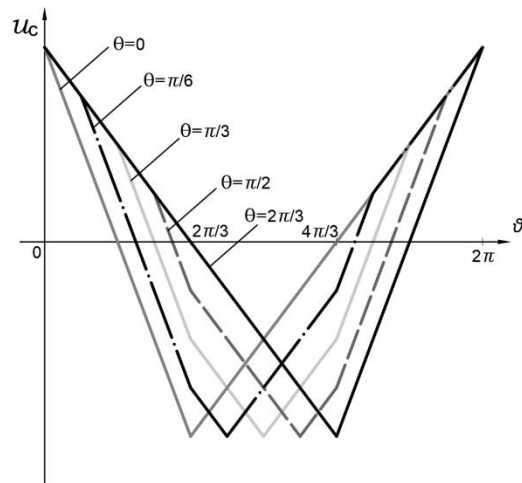
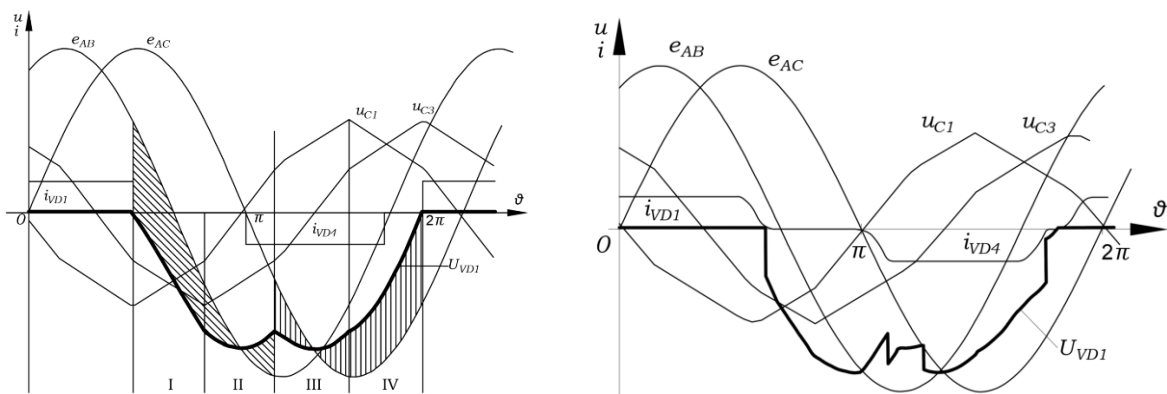


Рисунок 4 - динаміка зміни комутуючої напруги (регулювання в межах наступної фази)



а - миттєва комутація

б - з урахуванням протяжності комутації

Рисунок 5 - зворотна напруга на силовому електричному вентилі катодної частини перетворювача

Якщо транзистори комутуючої ланки регулюються у межах роботи силового електричного вентиля наступної фази, ефективність регулювання є меншою. Це пояснюється тим, що у такому режимі роботи перетворювача, змінюється лише форма комутуючої напруги, а її максимальне значення залишається незмінним. Але і у зазначеному режимі роботи, максимальне значення кривої зворотної напруги силових електричних вентилів компенсаційної частини, не перевищує амплітудного значення лінійної напруги вторинної обмотки перетворювального трансформатора.

Список використаної літератури.

1. Бойко В.С. Трифазний мостовий компенсаційний перетворювач. Патент України на корисну модель № 142864, 2020.
2. David Trainer, Alvaston (GB); Ruchira Withanage, Stafford (GB); Robert Whitehouse, Stafford (GB); Andrew Cross, Great Haywood (GB). Multilevel voltage source converter. Patent No.: US 8,879,291 B2, 2014.
3. Gan Wei; Ji Hongchao; Yang Xingwu. A three-phase PWM rectifier with reactive power compensation function. 2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 30 March 2015. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/APPEEC.2014.7066073>.
4. Чиженко О.І. Аналіз електромагнітних дій у компенсаційному випрямлячі при обмежених значеннях індуктивності дроселя, що згладжує. Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. 2001. Енергоефективність. С. 17–27.

5. Butkevych O., Chyzhenko O., Popovych O., Trach I., Golovan I. A study of transitional modes of the electric network with the powerful electromechanical load and FACTS. IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), 2019, p. 261-266, <http://dx.doi.org/10.1109/ESS.2019.8764223>.

6. Chyzhenko O.I., Trach I.V. An impact of changes in the inductance of distributions network on the modes and parameters of equipment of thyristor compensator of reactive power. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2017. No 4. Pp. 48-54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2017.04.048>.

7. Буткевич О.Ф., Чиженко О.І., Попович О.М., Трач І.В., Вплив FACTS на режим електричної мережі за прямого пуску потужної асинхронної машини у складі комплексного навантаження. *Технічна електродинаміка*. 2018. №6. С. 62-68.

8. Бойко, В. і Шкардун, О. 2023. Умови перезаряду конденсаторів комутуючої ланки трифазного мостового компенсаційного перетворювача. *Технічна електродинаміка*. 3 (Квіт.2023),013. DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2023.03.013>.

V. Boiko¹, Dr. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0003-1018-0642

O. Shkardun¹, Ph. D. student, ORCID 0000-0001-7980-8114

¹National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

VOLTAGE ON THE POWER ELECTRIC DIODES OF A THREE-PHASE BRIDGE COMPENSATION CONVERTER WITH ONE COMMUTATING LINK

The operating conditions of power electric diodes of a three-phase bridge compensation converter with one commutating link, which consists of a three-phase capacitor battery and a three-phase group of fully controlled devices, are investigated. This technical solution makes it possible to ensure the recharging of the capacitors of the commutating link and the control of the energy process of the converter. At the same time, the operating conditions of its power equipment also change. The main content of the study is the analysis of the components of the reverse voltage of the power electric diodes of the compensation part of the converter and the dynamics of its change during the regulation of the electromagnetic process by transistors of the commutating link. This is required when determining the class of diodes in the case of introducing a converter according to the scheme under study into production. The study of the magnitude and form of the reverse voltage was carried out for two modes: the transistors of the commutating link are controlled within the framework of the operation of the power electric diodes of their phase and the next one. The volume of research is limited to the analysis of processes at a single frequency of control pulses. As a result, it was proved that on the power electric diodes of the compensation part of the converter, the reverse voltage is less than on other valves. The reason for this is the commutating voltage of the capacitors, which, superimposed on the line voltage of the secondary winding of the converter transformer, reduces the maximum value of the reverse voltage curve of the electric diodes.

Keywords: capacitor battery, commutating, commutating voltage, electric diod.

1. Boiko V.S. Three-phase bridge compensation converter: Patent UA for utility model № 142864, 2020. (Ukr).

2. David Trainer, Alvaston (GB); Ruchira Withanage, Stafford (GB); Robert Whitehouse, Stafford (GB); Andrew Cross, Great Haywood (GB). Multilevel voltage source converter. Patent No.: US 8,879,291 B2, 2014.

3. Gan Wei; Ji Hongchao; Yang Xingwu. A three-phase PWM rectifier with reactive power compensation function. 2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 30 March 2015. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/APPEEC.2014.7066073>.

4. Chizhenko A.I. Analysis of electromagnetic processes in a compensation rectifier with limited values of the inductance of the smoothing choke. Publ. of the Institute of Electrodynamics. Energy efficiency: Zb. Sciences. pr. K.: IED NANU, 2001, pp. 17-27.

5. Butkevych O., Chyzhenko O., Popovych O., Trach I., Golovan I. A study of transitional modes of the electric network with the powerful electromechanical load and FACTS. IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), 2019, p. p. 261-266, <http://dx.doi.org/10.1109/ESS.2019.8764223>. (Ukr).

6. Chyzhenko O.I., Trach I.V. An impact of changes in the inductance of distributions network on the modes and parameters of equipment of thyristor compensator of reactive power. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2017. No 4. Pp. 48-54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2017.04.048>.

7. Butkevych O.F., Chizhenko O.I., Popovych O.M., Trach I.V., Influence of FACTS on the electric network mode during direct start of a powerful asynchronous machine as part of a complex load. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2018. No 6. pp. 62-68.

8. Boyko, V. and Shkardun, O. 2023. Conditions for recharging the capacitors of the commutating device of a three-phase bridge compensation converter. *Technical electrodynamics*. 3 (Apr.2023),013. DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2023.03>

Надійшла: 27.09.2023

Reviewed: 27.09.2023

ВПЛИВ ЧАСТОТИ ДІАГНОСТУВАННЯ РЕЗЕРВНОГО ДЖЕРЕЛА ЖИВЛЕННЯ НА НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Ця стаття присвячена дослідженню впливу частоти діагностування резервного джерела живлення на надійність електропостачання, оцінці економічного ризику від переривання електропостачання у випадках резервування основного джерела живлення та його відсутності. Дослідження проводилось у контексті створення системи автоматичного діагностування джерел електроенергії на базі двигуна внутрішнього згорання, проте набуло додаткової актуальності у часи енергетичної нестабільності, викликані війною.

В статті розглядається ділянка виробництва, кінцевий продукт якої отримується шляхом виконання послідовних операцій, а переривання будь-якої з них призводить до браку продукції. За вхідними даними оцінюється вартість одиниці продукції та час необхідний на її виготовлення, що дозволяє оцінити середній дохід ділянки за годину. Розраховується час, який втрачається при перериванні електроенергії, економічний ефект такої події та ризик. Далі розглядається аналогічна ситуація але за умови резервування з урахуванням експлуатаційної готовності резервного джерела живлення. Вважається, що технічний стан резервного джерела живлення може змінитись на несправний випадково, і залишатиметься в ньому до фактичного встановлення цього. Розраховуються ймовірність переривання електропостачання і ризик за таких умов. Отримані дані порівнюються та надаються рекомендації щодо підвищення надійності резервування.

Ключові слова: *технічні ризики, електропостачання, резервування, діагностування, надійність, коефіцієнт готовності*

Тематика впливу частоти діагностування на надійність електропостачання досить актуальна і важлива в галузі енергетики та управління мережами. Вона стосується питань ефективного та надійного функціонування електричних мереж і має значення для забезпечення якісного електропостачання для споживачів. Дослідження впливу частоти діагностування на надійність електропостачання може включати в себе аналіз оптимальної стратегії обслуговування, розробку систем моніторингу та діагностики, а також вивчення впливу цих факторів на загальну надійність мережі та витрати на обслуговування[1,2]. Частота діагностування означає, наскільки часто проводяться перевірки, обслуговування та ремонтні роботи на об'єктах енергосистеми. Велика частота діагностування може допомогти виявити і усунути проблеми швидше, що сприяє підвищенню надійності. Однак це також може збільшити витрати і впливати на загальну доступність електроенергії.

Оптимальна частота діагностування може варіюватися в залежності від таких факторів: [3,4]

1. Тип обладнання: Різні типи двигунів внутрішнього згорання (наприклад, дизельні, бензинові, газові) можуть вимагати різного роду діагностики та різної частоти перевірок.

2. Умови експлуатації: Частота діагностування може залежати від умов, в яких працює резервне джерело енергії, таких як температура, вологість, навантаження тощо.

3. Стратегія обслуговування: Вона може включати в себе регулярні планові перевірки, а також реактивну діагностику в разі виявлення аномалій.

4. Вимоги до надійності і безпеки: Вищі вимоги до надійності можуть вимагати частіших перевірок та діагностики.

Для визначення оптимальної частоти діагностування резервного джерела електроенергії, рекомендується проводити аналіз ризиків та враховувати специфіку вашого обладнання та умов його експлуатації.

Надійність і технічний ризик - це два поняття, які пов'язані, але вони можуть розглядатися окремо, оскільки вони охоплюють різні аспекти в управлінні системами та обладнанням. Важливо розрізняти ці два поняття, оскільки підходи до їх управління і мінімізації можуть бути різними. Надійність може бути однією з складових зниження технічного ризику, але вони не обов'язково ідентичні. Управління ризиком передбачає визначення потенційних загроз і розробку стратегій їх мінімізації чи управління ними, включаючи ризики, пов'язані з надійністю системи.

Ще не так давно, у часи масових відключень електроенергії (зима 2022-2023 рік), популярність автономних електростанцій на базі двигуна внутрішнього згорання значно зросла. Через впроваджені

графіки відключення електроенергії, час живлення, що припадав на робочий день суттєво знизився і становив декілька годин на робочу добу. Нерідко траплялись випадки повної відсутності живлення терміном більше 18 годин, а ввімкнення відбувалось у нічний час [5]. В таких умовах значимість електростанцій на базі двигунів внутрішнього згоряння для малих підприємств, громадських закладів, офісів суттєво підвищилась та фактично обумовлювала доступ електричної енергії.

Дизель-генератори (ДГУ) є надійними та довговічними джерелами електроенергії, які застосовуються в різних галузях, включаючи промисловість, комерцію, медицину, будівництво та приватні будинки. Вони відрізняються простою конструкцією, довговічністю та надійністю в різних кліматичних умовах. Дизельні двигуни мають високий коефіцієнт корисної дії та використовуються як резервне джерело енергії у випадку відключення основного джерела живлення. Регулярний технічний сервіс і обслуговування допомагають забезпечити їх надійну роботу.

Частота технічного обслуговування для дизель-генераторів (ДГУ) може відрізнятися в залежності від виробника, моделі, робочих умов і інтенсивності використання. Проте загальні рекомендації щодо обслуговування ДГУ включають щоденну перевірку готовності та виявлення видимих проблем, щомісячні огляди з випробуваннями під навантаженням, щорічне комплексне технічне обслуговування, яке передбачає заміну фільтрів, масла і свічок запалювання, а також перевірку стану двигуна, генератора та системи керування. Крім того, автоматична система запуску та перемикання для резервного живлення потребує регулярного тестування на відключення основного джерела електроенергії. [6]

Час, протягом якого технічний стан генератора залишається близьким до ідеального або не відрізняється від стану, в якому він був на момент перевірки, залежить від кількох факторів:

1. Інтенсивність використання: Якщо генератор використовується регулярно та піддається значним навантаженням, його знос може бути великим, і він може потребувати більш частого обслуговування та технічного догляду.

2. Якість обслуговування: Регулярний та якісний технічний сервіс і заміна експлуатаційних матеріалів, таких як масло, фільтри та свічки запалювання, допомагають підтримувати генератор у хорошому стані протягом тривалого часу.

3. Умови експлуатації: Генератори, що працюють в агресивних умовах навколишнього середовища (наприклад, висока вологість, екстремальні температури, пил), можуть швидше піддаватися зносу і потребувати частішого обслуговування.

4. Вік та якість генератора: Сам генератор також відіграє важливу роль. Нові, якісні генератори, зазвичай, більш тривалі та можуть зберігати свою надійність довше.

Цілком можливо, що після проведення технічного обслуговування генератора (ДГУ), який на перший погляд перебував у працездатному стані, можуть виникнути проблеми або несправності через декілька днів або тижнів. Це може трапитися з кількох причин: [7,8]

1. Приховані дефекти: Деякі дефекти або знос можуть бути невидимими при початковому огляді і виявлятися тільки при більш інтенсивному використанні або при перевірці на більш пізніх етапах експлуатації.

2. Механічні навантаження: Інтенсивне використання або екстремальні умови експлуатації можуть призвести до додаткового зносу та прискореного зносу ключових компонентів.

3. Помилки при обслуговуванні: Якщо технічне обслуговування було виконано неправильно або були допущені помилки при заміні компонентів, це може призвести до проблем.

4. Випадкові фактори: Деякі несправності можуть виникнути через випадкові фактори, такі як коротке замикання або стрибки напруги в електромережі, які можуть пошкодити генератор.

Для мінімізації ризику таких ситуацій важливо дотримуватися рекомендацій виробника щодо обслуговування та регулярно проводити тестування генератора на його працездатність. Також слід уважно відслідковувати умови експлуатації і, за необхідності, коригувати графік технічного обслуговування відповідно до інтенсивності використання і умов роботи генератора.

Зазвичай, бажаним є коефіцієнт готовності (або надійності), що дорівнює або близький до 1, що означає, що генератор повинен бути готовим до включення у будь-який момент без затримок або відмов. Це особливо важливо в критичних сферах, таких як медичні установи, телекомунікації, фінансові установи та інші, де безперебійне електропостачання обов'язкове. Проте в деяких випадках, особливо в менш критичних ситуаціях або з обмеженими бюджетами, можна допустити більш низький коефіцієнт готовності [9,10]. Це може означати, що генератор буде готовим до роботи з затримками або у випадку відмови основного джерела живлення. Але важливо розуміти, що більш низький коефіцієнт готовності може підвищити ризик зупинок та втрати продуктивності і бути неприйнятним у деяких обставинах.

У різних країнах та регіонах можуть діяти різні нормативи та стандарти, що регулюють надійність та доступність електропостачання. Зазвичай постачальники електроенергії зобов'язані дотримуватися певних норм надійності та надавати певні гарантії, але вони можуть відрізнятися в залежності від місцезнаходження. У США, наприклад, компанії, що розподіляють електроенергію, зазвичай підпадають під нагляд і регулювання місцевих установ, таких як комісії з публічних служб. Ці комісії встановлюють

стандарти якості електропостачання, які включають в себе вимоги до мінімальних показників надійності, таких як час простою та частота відмов. Вони також встановлюють процедури для компенсації споживачів у разі порушення цих нормативів. У європейських країнах також існують нормативи та директиви, що регулюють якість та надійність електропостачання. Наприклад, Директива 2009/72/ЄС Європейського Союзу встановлює обов'язки для національних регуляторів у сфері енергетики, спрямовані на забезпечення надійності та якості послуг у секторі енергетики [11]. Показники надійності електропостачання можуть відрізнятися в залежності від конкретної країни, регіону і навіть від постачальника електроенергії. У Європейському Союзі та інших розвинених країнах, як правило, встановлюються досить жорсткі стандарти надійності електропостачання, і показники часу перебоїв (середній час, протягом якого електропостачання відсутнє) зазвичай досить низькі. Наприклад, стандарти надійності електропостачання в Європейському Союзі часто визначають, що середній час перебоїв (SAIDI - System Average Interruption Duration Index) не повинен перевищувати декілька десятків хвилин на рік на одного споживача [12, 13]. В Україні також діє нормативна база, яка регулює надійність електропостачання, і вона може варіюватися в різних регіонах країни. В Україні також використовується показник SAIDI, однак точні значення можуть змінюватися з часом і можуть відрізнятися в залежності від поточної ситуації та регіональних умов.

Мета роботи: оцінити вплив частоти діагностування резервного джерела живлення на надійність електропостачання.

Задачі:

1. Оцінити ризики від переривання електропостачання;
2. Оцінити ризики від несправного стану дизельної електростанції;
3. Оцінити ступінь зменшення ризику переривання електропостачання в залежності від частоти діагностування резервного джерела живлення.

Матеріали і результати досліджень

1. Ризики від переривання електропостачання

1.1. Розрахунок прибутку ділянки виробництва

Розглянемо ділянку виробництва, функція якої – у робочі години виробляти продукцію, яка продається підприємством.

Вважатимемо, що результат роботи розглядуваної ділянки виробництва в середньому приносить дохід підприємству у 400 тис. грн. в місяць.

Для виготовлення одиниці продукції виконуються наступні операції:

Назва операції	Час, необхідний на виконання, хв
A	22 – 32
B	8 – 15
C	12 – 14
	$\Sigma 44 – 61$

Позначимо процес вироблення одиниці продукції **K** таким, що складається з послідовних операцій **A, B і C**.

$$K = A + B + C; \quad (1)$$

Розрахуємо середні затрати часу на виконання цих операцій:

$$T_{KC} = \frac{44 + 61}{2} = 52.5 \text{ хв} = \frac{52.5}{60} \text{ год} = 0.875 \text{ год} \quad (2)$$

Вважаємо процес виготовлення **K** одиниці продукції неперервним, тобто аварійне переривання процесу призводить до браку продукції.

Норма на виготовлення складає 10 одиниць продукції на день.

Кількість одиниць продукції, вироблених за місяць: 210.

Визначимо дохід, який припадає на одиницю виробленої продукції:

400 тис. грн. / 210 \approx 1900 грн.

Відповідно, дохід за годину:

$$C_{\max} = \frac{1900}{44 / 60} \approx 2591 \frac{\text{грн}}{\text{год}} \quad (3)$$

$$C_{\min} = \frac{1900}{61 / 60} \approx 1869 \frac{\text{грн}}{\text{год}} \quad (4)$$

Для подальших розрахунків прийємо середній дохід ділянки за годину:

$$C = \frac{C_{\max} + C_{\min}}{2} = \frac{2591 + 1869}{2} = 2230 \frac{\text{грн}}{\text{год}} \quad (5)$$

1.2. Статистика аварій в електропостачанні

Покладемо, що за останні 2 роки на розглядуваній ділянці налічується 6 випадків переривання електропостачання з середнім часом на відновлення $T_{ВДН} = 3$ год. В зв'язку з неперервністю технологічного процесу, аварія, що сталась посеред виготовлення чергової одиниці продукції, призводить до втрат часу на розпочатий елементарний технологічний процес, а також втрат матеріалів, енергії, часу на повторне ввімкнення обладнання (якими знехтуємо в даному прикладі).

$$T_{ВТР} = T_{ВДН} + T_{КР}; \quad T_{ВДН} = 3 \text{ год}; \quad T_{КР} \in (0; T_{КС}) = (0; 0.875) \text{ год} \quad (6)$$

$T_{ВТР}$ - час, який втрачається ділянкою виробництва при виникненні аварії в електропостачанні.

$T_{КР}$ - час виконання технологічного процесу до переривання електропостачання.

Вважаємо, що аварія в електропостачанні настає випадково і рівновірогідно в будь-який час. Тому середній час виконання технологічного процесу до переривання електропостачання складає

$$T_{КР} = \frac{0 + T_{КС}}{2} = \frac{0 + 0.875}{2} \approx 0.44 \text{ год} \quad (7)$$

Отже, визначимо втрати часу виробництва при аварії:

$$T_{ВТР} = T_{ВДН} + T_{КР} = 3 + 0.44 = 3.44 \text{ год} \quad (8)$$

Тоді, втрати від аварій в електропостачанні на ділянці в грошовому еквіваленті складають:

$$C_A = C \cdot T_{ВТР} = 2230 \cdot 3.44 = 7671.2 \text{ грн} \quad (9)$$

Зважаючи на час спостереження - 2 роки, за який сталось 6 випадків, і середньомісячну кількість робочих годин на місяць - 168, то ймовірність перебування мережі в неробочому стані (ймовірність переривання електропостачання) становить:

$$p_E = \frac{6 \cdot T_{ВДН}}{2 \cdot 12 \cdot 168} = \frac{6 \cdot 3}{2 \cdot 12 \cdot 168} = 0.0045 \quad (10)$$

Розрахуємо економічний ризик від аварійного переривання електропостачання:

$$R = p_E \cdot C_A = 0.0045 \cdot 7671.2 \approx 34.5 \text{ грн} \quad (11)$$

Прийнято рішення резервувати електропостачання ділянці за допомогою дизельної електростанції (далі – генератор).

2. Ризики від несправного стану генератора.

Розглянемо випадок, коли стан генератора перевіряється раз на 3 місяці.

За 2 роки генератор виробничої ділянці пройшов 8 перевірок, в результаті яких було встановлено: 6 справних станів, 2 несправних. Припустимо, що час перебування генератора в несправному стані до фактичного встановлення цього під час перевірки становив 26 днів і 54 дні відповідно. Тоді, розрахункова ймовірність перебування генератора в несправному стані:

$$p_G = \frac{26 + 54}{2 \cdot 365} = 0.1096 \quad (12)$$

Розглянемо подію виникнення аварії в електропостачанні в момент несправного стану дизельної електростанції. Ймовірність якої:

$$p_{\Sigma} = p_E \cdot p_G = 0.0045 \cdot 0.1096 \approx 0.0005 \quad (13)$$

В результаті такої події виникає ситуація переривання електропостачання без резервування, втрати від якої оцінені в п.1.2. та становлять $C_A = 7671.2$ грн.

Співвіднесемо ймовірності переривання електропостачання до і після резервування:

$$\gamma = \frac{P_E}{P_\Sigma} = \frac{0.0045}{0.0005} = 9 \quad (14)$$

тобто ризик у випадку резервування знизився в 9 разів.

Розглянемо ту ж ситуацію але за умови проведення діагностування щомісяця. Для наочності прийемо, що за два роки генератор так само двічі опинився у несправному стані, проте в такому випадку час перебування в ньому буде обмежений періодом діагностування його технічного стану – для даного прикладу прийемо за 26 та 27 діб відповідно. Зважаючи на це:

$$P'_\Gamma = \frac{26+27}{2 \cdot 365} = 0.0725 \quad (15)$$

$$\gamma = \frac{P_E}{P'_\Sigma} = \frac{0.00450}{0.00033} \approx 13.79 \quad (16)$$

Слід зауважити, що це співвідношення не залежить від ймовірності виникнення аварії в електропостачанні, а визначається лише ймовірністю перебування резервного джерела живлення в несправному стані.

$$\gamma = \frac{P_E}{P_\Sigma} = \frac{P_E}{P_E \cdot P_\Gamma} = \frac{1}{P_\Gamma} \quad (17)$$

Якщо представити вираз ймовірності несправного стану генератора в загальному вигляді, отримаємо:

$$P_\Gamma = \frac{t_\Pi}{t_P + t_\Pi} \quad (18)$$

де t_Π - час вимушених простоїв обладнання; t_P - сумарний час роботи.

В такому разі формула (17) набуває наступного вигляду:

$$\gamma = \frac{1}{P_\Gamma} = \frac{t_P + t_\Pi}{t_\Pi} = \frac{1}{1 - \frac{t_P}{t_P + t_\Pi}} = \frac{1}{1 - K_\Gamma} \quad (19)$$

де K_Γ - коефіцієнт готовності об'єкту.

Оскільки ймовірність несправного стану генератора є величиною невизначеною, якщо на основі неї робити припущення щодо поведінки стану обладнання у майбутньому, то коефіцієнт готовності – показник на який можна орієнтуватись чи до якого можна прямувати. Зважаючи на це, формула (19) має більший інтерес у практичному застосуванні. Зобразимо графічно залежність ступеню зменшення ризику при варіюванні коефіцієнту готовності в межах від 0,85 до 0,99 з кроком 0,01.

Тобто якщо розглянути формулу (19) у граничному співвідношенні, отримаємо, що ступінь зменшення ризику переривання електропостачання прямує до нескінченності при наближенні коефіцієнту готовності до одиниці.

$$\lim_{K_\Gamma \rightarrow 1} (\gamma(K_\Gamma)) = \infty \quad (20)$$

Це означає, що при зменшенні періоду між діагностуваннями резервного джерела живлення, ймовірність виникнення аварії переривання електропостачання знижується, тобто зростає надійність електропостачання об'єкта. При чому, максимальне значення надійності досягається при застосуванні систем автоматичного діагностування (моніторингу) стану дизельної електростанції.

Висновки

Втрати коштів підприємством при виникненні аварії в електропостачанні дільниці з місячним доходом 400 тис. грн. на місяць складають 7671.2 грн. Ймовірність виникнення аварії з електропостачанням $p_E=0,0045$. Ризик від аварійного переривання електропостачання: $R=34,5$ грн. Ймовірність аварії електропостачання при резервуванні $p_\Sigma=0,0005$, що в 9 разів менше ніж при відсутності резервування, і може бути зменшена іще за рахунок зменшення періоду перевірок стану дизельної електростанції. Ступінь зменшення ризику виникнення аварії визначається коефіцієнтом готовності. Максимальне значення надійності досягається при застосуванні систем автоматичного діагностування (моніторингу) стану дизельної електростанції.

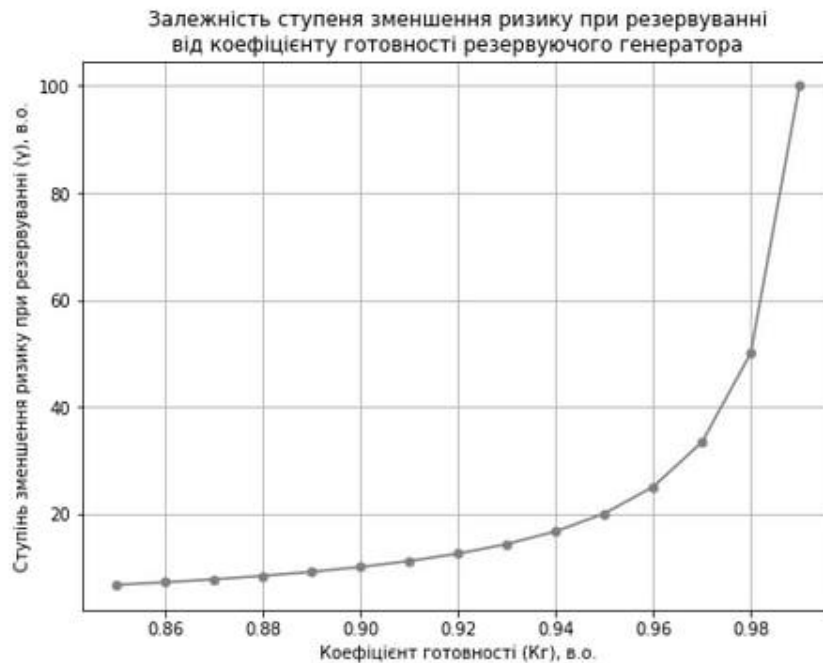


Рисунок 1 – Залежність ступеня зменшення ризику аварії переривання електропостачання при резервуванні, в залежності від коефіцієнту готовності резервуючого генератора

Недоліки

Математичну модель розрахунку ризику побудовано на припущеннях щодо: випадковості виникнення аварій; порівняно низьких коштах матеріалу та енергії по відношенню до вартості одиниці продукту; неперервності процесу виготовлення; порівняно невеликих затратах часу на ввімкнення та налаштування обладнання на роботу після ліквідації аварії.

Список використаної літератури.

1. Удосконалення методології системи технічного обслуговування і ремонту тягових підстанцій [Текст]: монографія / О. О. Матушевич. – Дніпропетровськ: Дніпропетр. нац. ун-т залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2015 – 295 с.
2. Лут М.Т., Мірошник О.В., Трунова І.М.. Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК.: Підручник для студентів ВНЗ. – Харків: Факт, 2008. - 438 с. ISBN 978-966-637-575-2
3. Коваленко А. В. Діагностування рухомого складу електричного транспорту : конспект лекцій (для магістрантів 1 курсу всіх форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / А. В. Коваленко, В. М. Шавкун, В. В. Ліньков. – Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – 152 с.
4. Основи діагностики автомобіля: Навчально-методичний посібник до практичних та самостійних робіт студентів вищих навчальних закладів України / Укладачі: Люлька В.С., Коньок М.М., Перинський Ю.Є., Клімов О.М. – Чернігів: ЧНПУ імені Т.Г. Шевченка, 2013. – 188 с.
5. Чому струм відключають не за графіком, не всім і так надовго – роз'яснення енергетиків. *MS.DETECTOR.MEDIA*, 2022 : веб-сайт. URL: <https://ms.detector.media/print/30569/> (дата звернення: 12.10.2023)
6. Калкаманов С. А. Конспект лекцій з дисциплін «Технічна діагностика електромеханічних систем», «Діагностування рухомого складу електричного транспорту» (для студентів усіх форм навчання за напрямом підготовки 6.050702 «Електромеханіка» спеціальності "Електричний транспорт") / С. А. Калкаманов, А. В. Коваленко, В. М. Шавкун; Харк. нац. ун-т міськ. госпва ім. О. М. Бекетова – Х.: ХНУМГ, 2014. – 152 с.
7. Cavalcante, Cristiano & Lopes, Rodrigo. Opportunistic Maintenance Policy for a System with Hidden Failures: A Multicriteria Approach Applied to an Emergency Diesel Generator. *Mathematical Problems in Engineering*, 2014. p. 1-11. DOI: 10.1155/2014/157282.
8. Fehr, Stephen J.. "Emergency Diesel-Electric Generator Set Maintenance and Test Periodicity" (2017). Doctor of Philosophy (PhD), Dissertation, Engineering Management & Systems Engineering, Old Dominion University, DOI: 10.25777/q2nk-n411

9. Кадацький А.Ф. Системи електроживлення підприємств зв'язку: Навчальний посібник з дисципліни «Електроживлення систем зв'язку»: Частина 1. Навчально-методичний посібник; Частина 2. Методичні вказівки / А.Ф. Кадацький, О.П. Русу – Одеса: ОНАЗ ім. О.С.Попова, 2016. – 76 с.

10. Кулик В. В. Оцінювання балансової надійності відновлюваних джерел електроенергії у розподільних мережах з розрахункових графіків генерації та споживання / В.В. В. Кулик, В. ф. Кириченко // Вісник Вінницького політехнічного інституту. - 2018. - № 1. - С. 72-79.

11. Європейський Парламент і Рада. (2009). Директива 2009/72/ЄС від 13.07.2009 Про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії та про скасування Директиви 2003/54/ЄС. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=83431 (дата звернення: 12.10.2023)

12. CEER. (2018). CEER Benchmarking Report 6.1 – Continuity of Electricity and Gas supply. [C18-EQS-86-03]. URL: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c> (дата звернення: 12.10.2023)

13. U.S. Energy Information Administration. (2022). Form EIA-861, Annual Electric Power Industry Report. URL: <https://www.eia.gov/electricity/annual/pdf/epa.pdf> (дата звернення: 12.10.2023)

S. Zaychenko¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0002-8446-5408

R. Kulish¹, Ph. D. student, ORCID 0000-0003-0647-1578

¹National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

INFLUENCE OF DIAGNOSTICS FREQUENCY OF BACKUP POWER SUPPLY ON THE RELIABILITY OF ELECTRICITY SUPPLY

The article is dedicated to studying the impact of the frequency of diagnosing a backup power source on the reliability of electricity supply and assessing the economic risk of power interruptions in cases of backup or its absence. The study was conducted in the context of developing an automatic diagnosis system for power sources based on internal combustion engines, which has gained additional relevance during times of energy instability caused by the war.

To justify the necessity of installing a backup power source and its timely diagnosis, the relationship between the probability of power interruption before and after backup on a production line is analyzed. The final product of the line results from a sequence of operations, and any interruption in any of them leads to defective production. Based on input data, the cost of one unit of the product and the time required for its production are estimated, allowing for an hourly income assessment for the production area. The time lost during a power interruption, the economic impact of such an event, and the associated risks are calculated.

Similarly, the situation is considered, but with backup in place, taking into account the operational readiness of the backup power source. It is assumed that the technical condition of the backup power source may randomly deteriorate and remain in that state until it is actually restored. The probabilities of power interruption and the associated risks under these conditions are calculated. The obtained data is compared, and recommendations are provided for increasing the reliability of backup.

The results of the research reveal that the installation of a backup power source significantly reduces the risk of power interruption. The inspection period for the diesel generator can be reduced to enhance the reliability of backup, with the maximum level achieved through the use of an automatic diagnosis system for the diesel generator's condition.

Keywords: *technical risks, electricity supply, backup, diagnostics, reliability, coefficient of readiness*

References

1. Matushevich, O. O. (2015). Improvement of the methodology of technical maintenance and repair of traction substations. Dnipro: Dnipro National University of Railway Transport named after Academician V. Lazaryan [in Ukrainian].

2. Lut, M. T., Miroshnyk, O. V., Trunova, I. M. (2008). Fundamentals of technical operation of agricultural machinery and equipment: A textbook for university students. Kharkiv: Fact. ISBN 978-966-637-575-2 [in Ukrainian].

3. Kovalenko, A. V., Shavkun, V. M., Lin'kov, V. V. (2019). Diagnostics of the rolling stock of electric transport: Lecture notes (for master's degree students of all forms of training in the specialty 141 – Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics). Kharkiv: O. M. Beketov Kharkiv National University of Municipal Economy [in Ukrainian].

4. Lyulka, V. S., Konok, M. M., Perinskyi, Yu. Ye., Klimov, O. M. (2013). Fundamentals of car diagnostics: Educational and methodical manual for practical and independent work of students of higher

educational institutions of Ukraine. Chernihiv: T.H. Shevchenko Chernihiv National Pedagogical University [in Ukrainian].

5. "Why electricity is disconnected not according to the schedule, not for everyone, and not for long – explanations from the energy sector." MS.DETECTOR.MEDIA, 2022: Website. URL: <https://ms.detector.media/print/30569/> (Accessed: October 12, 2023) [in Ukrainian].

6. Kalkamanov, S. A., Kovalenko, A. V., Shavkun, V. M. (2014). Lecture notes on the disciplines "Technical Diagnostics of Electromechanical Systems" and "Diagnostics of the Rolling Stock of Electric Transport" (for students of all forms of training in the direction of preparation 6.050702 "Electromechanics" in the specialty "Electric Transport"). Kharkiv: O. M. Beketov Kharkiv National University of Municipal Economy [in Ukrainian].

7. Cavalcante, Cristiano & Lopes, Rodrigo. (2014). Opportunistic Maintenance Policy for a System with Hidden Failures: A Multicriteria Approach Applied to an Emergency Diesel Generator. *Mathematical Problems in Engineering*, 1-11. DOI: 10.1155/2014/157282 [in English].

8. Fehr, Stephen J. (2017). "Emergency Diesel-Electric Generator Set Maintenance and Test Periodicity" (Doctoral dissertation, Engineering Management & Systems Engineering, Old Dominion University). DOI: 10.25777/q2nk-n411 [in English].

9. Kadackiy, A. F., Rusu, O. P. (2016). Power supply systems of communication enterprises: Educational manual for the discipline "Power Supply Systems of Communication." Odessa: ONAZ named after O.S. Popov [in Ukrainian].

10. Kulyk, V. V., Kyrychenko, V. F. (2018). Assessment of the balance reliability of renewable energy sources in distribution networks based on generation and consumption schedules. *Bulletin of Vinnytsia Polytechnic Institute*, 1, 72-79 [in Ukrainian].

11. European Parliament and Council. (2009). Directive 2009/72/EC of July 13, 2009, on common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=83431 (Accessed: October 12, 2023) [in English].

12. CEER. (2018). CEER Benchmarking Report 6.1 – Continuity of Electricity and Gas supply. [C18-EQS-86-03]. URL: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c> (Accessed: 12.10.2023) [in English].

13. U.S. Energy Information Administration. (2022). Form EIA-861, Annual Electric Power Industry Report. URL: <https://www.eia.gov/electricity/annual/pdf/epa.pdf> (Accessed: 12.10.2023) [in English].

Надійшла: 18.10.2023

Received: 18.10.2023

ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN ENERGY

УДК 629.031

DOI 10.20535/1813-5420.4.2023.290936

Т.В. Бібік¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0003-0134-6022

І.А. Остапенко¹, інженер, ORCID 0000-0003-3980-1609

В.Г. Гончарук¹, аспірант, ORCID 0009-0007-9647-1462

¹Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

МЕТОДИКА ОТРИМАННЯ ІОНІЗУЮЧОГО ВИПРОМІНЮВАННЯ НА ОСНОВІ ЕФЕКТУ ГАЛЬМІВНОГО ВИПРОМІНЮВАННЯ

Основною проблемою зняття з експлуатації ядерних установок (ЯУ) є переробка або захоронення радіоактивних відходів. Основним методом є захоронення радіоактивних відходів (РАВ) у спеціальних контейнерах з охолодженням, які потребують постійного нагляду та обслуговування. Як результат маємо велику площу з РАВ яку потрібно утримувати, захищати та обслуговувати. Альтернативою є переробка відходів задля зменшення їх габаритів та, можливо, повторного використання. Скориставшись явищем гальмівного випромінювання можна отримати випромінювання з визначеним енергетичним спектром. Це можливо дозволить іонізувати атоми визначеного ізотопу, що в свою чергу дозволить скористатись взаємодією іонізованих частинок з магнітним полем. Магнітне поле зможе перемістити іонізовані частинки тим самим відділивши їх від неіонізованих.

Ключові слова: радіоактивні відходи, модернізація, ядерна енергоустановка, магнітне поле, іонізовані частинки.

Вступ

Вже існує багато типів прискорювачів заряджених частинок які використовуються для дослідів. Наприклад генератор Ван де Граафа, проста конструкція для показовості наявності явища гальмівного випромінювання. Але при детальному вивченні установки виявилось що є суттєвий недолік, енергія пучка електронів має нерівномірний спектр, коливання наскільки значні що отримати строго визначений перевипромінених хвиль буде неможливо.

Наступний генератор це бетатрон. Досить гарна установка в якості спектру регулювання і точності, але габаритна, має велику вагу, а також розгін електронів займає досить великий період часу. Дорогоартісна установка у виготовленні.

Найбільш гарним варіантом для випробувань в роботі буде лінійний прискорювач. Малогабаритний, швидкий, може робити пучок електронів дуже точного спектру.

Проаналізувавши багато літератури та користуючись досвідом, зроблено припущення що бомбардування високоенергетичними електронами мішені з металу можливо отримати рентгенівське поле.

Коли заряджена частинка рухається в речовині – відбувається її розсіяння в електростатичних полях атомних ядер і електронів. В результаті виникає гальмівне випромінювання що пропорційне квадрату, прискорення а частинки

$$E=2e^2a^2/3c^2, \quad (1)$$

Де, E – енергія що випромінюється зарядом e, c – швидкість світла. Гальмівне випромінювання лежить в основі рентгенівського випромінювання в рентген апаратах за рахунок емісії.

Емісія електронів – випромінювання електронів з катода під дією зовнішнього електричного поля. Також є поняття вторинної електронної емісії – це явище вибивання електронів із твердого тіла пучками швидких заряджених частинок.

Принцип дії рентгенівських трубок зав'язаний на використанні гальмівного випромінювання. Рентгенівські промені виникають при сильному прискоренні заряджених частинок, або при високоенергетичних переходах у електронних оболонках атомів або молекул. Обидва ефекти

використовуються в рентгенівських трубках [1].

Так як прискорення обернено пропорційне масі частинки, то протон не може скласти конкуренції електрону і гальмівне випромінювання електрона буде в тисячі разів інтенсивніше ніж гальмівне випромінювання протона. Спектр енергій гальмівного випромінювання безперервний, та має верхню границю що дорівнює початковій енергії електрона.

Для перевірки було побудовано експериментальну установку та проведено ряд експериментів. Необхідні складові:

- Блок живлення (БЖ).
- Помножувач напруги.
- Захисний корпус.
- Місце проведення експериментів.

Блок живлення

Кожен електричний прилад неодмінно споживає струм з різними характеристиками. Для живлення ПН потрібен постійний струм батарейки або ШІМ сигнал.

За основу взято блок живлення перевірки SMD компонентів електросхем з параметрами 5 вольт та 1 ампер на виході та переобладнав його з модулем регулювання напруги та іншим трансформатором [2].

Коротко про внесені зміни у схему.

R2 змінюється для збільшення порогу спрацьовування захисту від перевищення струму в 2 рази.

VD1 треба перевернути, тому що індикація зроблена так, що в робочому режимі світлодіод світиться червоним, а при спрацьовуванні захисту – зеленим що є косметичною більше зміною, але потрібною.

Rp слід додати для того, щоб при спрацьовуванні захисту на коротке замикання не «прострілювались» та не виходили з ладу транзистори Q1, Q2.

R19 слід зменшити, щоб розширити діапазон регулювання напруги до 15В.

R21 слід замінити, тому що при колишньому номіналі при напрузі 15В, резистор починає перегріватись, чорніти а також диміти.

Отримано блок живлення 15 вольт та 2 ампера на виході (див. рис. 1).

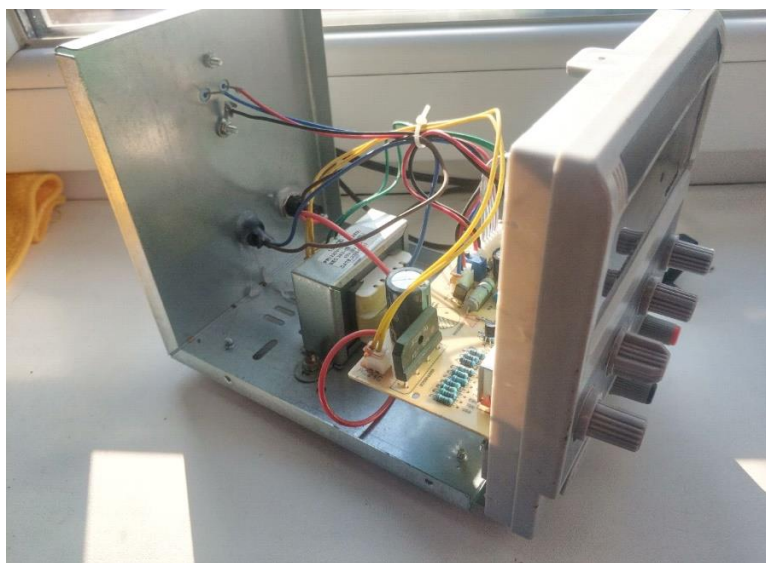


Рисунок 1 - блок живлення

Помножувач напруги

Для отримання високоенергетичного електрона можна використовувати різні методи, генератор Ван Де Граафа, батарея конденсаторів, бетатрон тощо. Найліпшими за простоту обравно ГВДГ та каскади з діодів та конденсаторів.

В роботі використано простий каскадний помножувач (див. рис. 2).

Каскадний генератор – прискорювач прямої дії, заряджені частинки в даному приборі прискорюються безпосередньо за рахунок великої різниці потенціалів. В каскадних генераторах високу постійну напругу отримують з низької перемінної напруги за допомогою помножувачів напруги [3].

Коли на вході від'ємна напівхвиля змінної напруги, перший діод відкритий і перший конденсатор заряджається до максимального значення вхідної напруги. При зміні полярності перший діод закривається, а другий навпаки відкривається, таким чином заряджаючи другий конденсатор. При кожній зміні вхідної полярності напруги – заряд ємностей послідовно сумується. Таким чином вихідна напруга – подвоєна вхідна напруга помножена на кількість каскадів.

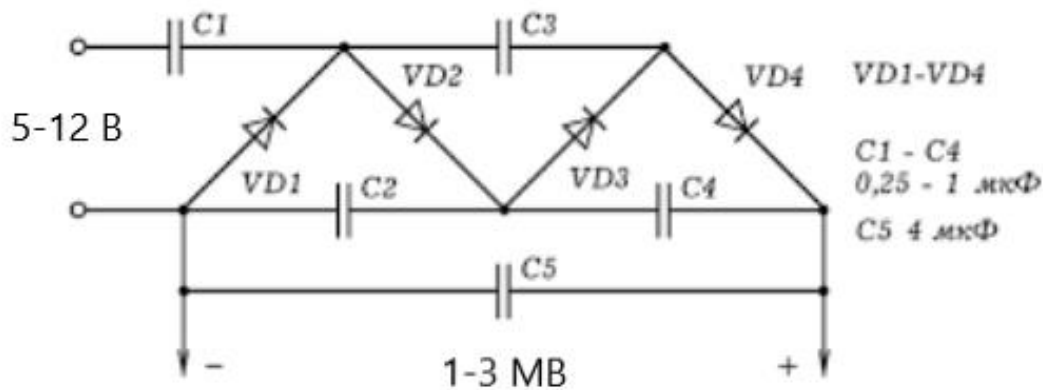


Рисунок 2 - каскадний помножувач

При проведенні дослідів наявний прискорювач вийшов з ладу через високу для нього напругу, один з конденсаторів надувся та перестав тримати ємність. Він був замінений та досліди продовжились. Але все ж після останнього експерименту заради отримання максимального розряду прискорювач знову був виведений з ладу високою напругою. Заявлена напруга прискорювача була 3 МВ, але фактична була значно меншою 3 кВ. Фактично було вираховано вже після першої поломки і розбору обладнання на компоненти, тож після першої поломки було збільшено кількість каскадів в тричі [4].

Найбільш відомим прискорювачем прямої дії є електростатичний генератор (генератор Ван де Грааф), де частки або іони ядер прискорюються безпосередньо за рахунок одно- або дворазового (в тандемі) проходження величезної постійної різниці потенціалів V , що досягає 20 мільйонів вольт. Частка, що має заряд Ze , набуває в такому прискорювачі кінетичну енергію $T = ZeV$. Істотною перевагою прискорювачів прямої дії є безперервність, висока інтенсивність і висока стабільність по енергії прискореного пучка. Струм пучка на прискорювачах Ван-де-Грааф може досягати декількох міліампер. Однак, в таких прискорювачах важко забезпечити енергію частинок більше 40-50 МеВ для протонів і для досягнення ще більших енергій використовують лінійні прискорювачі [5].

ГВДГ при пробному використанні не дав потужності достатньої для експерименту (див. рис. 3). Для отримання високих енергій використовують великі установки які коштують сотні тисяч гривень, тому варіант такого джерела електронів не виправдав себе.

Невдалий генератор був виконаний з наступних матеріалів:

- Металічна сфера (з багатьох слоїв фольги та харчової плівки)
- Електрод
- Ролик
- Діелектрична стрічка
- Щітка
- Ролик
- Джерело електроенергії.
- Захисний корпус

ЗК виконаний зі свинця та представляє собою куб котрим накривається рентгенівське поле. Також для захисту схеми живлення та управління її теж поміщено в корпус з фанери котрий збереже обладнання від механічних ушкоджень, пилу тощо.

В ЗК вкладається рентген плівка для фіксації гамма поля. Це простий метод фіксації, якщо буде можливість – перевірка буде з персональним дозиметром.

Ідеальним варіантом є вакуумна скляна колба з розрядником та пластиною всередині. Це вирішить одразу декілька проблем:

- окислення пластини;
- втрати енергії електронів на взаємодію з середовищем;

Також необхідною для масштабних дослідів складовою є активне охолодження елементів живлення та пасивне охолодження помножувача напруги.

Проведення дослідів

Конструкція була дороблена та готова до експлуатації. Для початку були налаштовані параметри блоку живлення щоб не вивести з ладу прискорювач на мінімальні показники напруги у 8 вольт. Бомбардування мішені виконувалось циклічно по 5 секунд з паузою в 5 секунд. Помічено що дуга прострілює мішень в різних місцях, з мішені виходить в одному місці (див рис 4). На рисунку зліва катод, видно що мішень засвічена зверху і знизу, а посередині ледь помітне потемнення, камера, на жаль не точно зафіксувала дугу.

Після проведення першого дослідів отримані неутішні результати. Плівка засвічена тільки з країв та не інтенсивно, можливо це відбулось якраз тому що електрони влучаючи в мішень починали рух до точки виходу з мішені попутно розсіюючись, а гальмівне випромінювання повторює траєкторію руху електронів в речовині. Плівка була зафіксована у рамці для рентгенівського апарату, що не пропускає альфа та слабе бета випромінювання. Дослід виконувався на низькій напрузі (див. рис. 5).

Ножиці та ключі на фото використані для того щоб побачити на рентген плівці силуети, що достовірно б довело присутність випромінювання саме під час дослідів. Часто на плівці через неправильне користування під час проявлення стають видимими артефакти.

Після дослідів мішень була утилізована. Через перегрів в одному місці з'явився отвір.

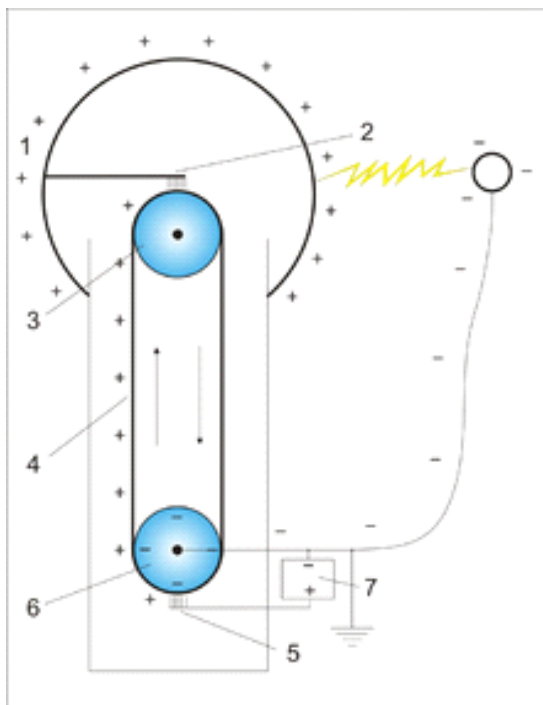


Рисунок 3 - принципова схема ГВДГ



Рисунок 4 - дуга пробою

На рисунку 6 видно пучок електронів зліва що летить від катода та має конусоподібну форму.

Мішень виконана зі свинця, максимально тонкого задля зменшення поглинання випромінювання в самому металі, тому це дешево та просто, заздалегідь було підготовлено десять мішеней, з розбіжністю в товщині.

Після просвітлення мішені зроблене припущення про напрямок випромінювання, а також потужність. Тому наступного разу були внесені такі корективи:

- Напряга була збільшена до максимально допустимої для стабільної роботи.
- Була замінена мішень на потовщену в два рази.
- Під час бомбардування мішень зміщувалася.
- Плівка була без рамки, але в захисному пакеті (захищає від альфа випромінювання).
- Плівка була скручена в тубус, а мішень з прискорювачом поміщена всередину.
- Половину часу мішень опромінювалась стабільною дугою без пробоїв дивитись рисунок 6.

Другу половину на максимальній напрузі, це дало свої результати дивитись рисунок 7.

Зверху видно рівномірне опромінювання, імовірно з'явилось через стабільну дугу тому що засвічення «м'яке», а в лівій верхній четвертині видимі плями малого діаметру але спричинені сильнішим опромінюванням сам дослід проводився в закритому приміщенні без доступу світла та з мінімальним другорядним опромінюванням.

Упаковка з рентген плівкою відкривалась у темному приміщенні, освітленому світлодіодним ліхтарем потужністю 1,5 Вт, на відстані 2 метрів, що є допустимими параметрами. Такі умови гарантують запобігання виникнення артефактів на плівці.

Обробка проводилась при температурі розчину 20 градусів по цельсію 8 хвилин. Промивка відбувалась за температури 25 градусів С на протязі 30 секунд. Через 30 секунд після промивання проводилась процедура фіксації. Фіксування проводилось при температурі 20 градусів на протязі 10 хвилин і знову плівка промивалась. Після плівка сушилась в спеціальній пічці до повного висихання, це зайняло не більше 15 хвилин. Проявник використовувався ХімРей.



Рисунок 5 - рамка з предметами для силуету

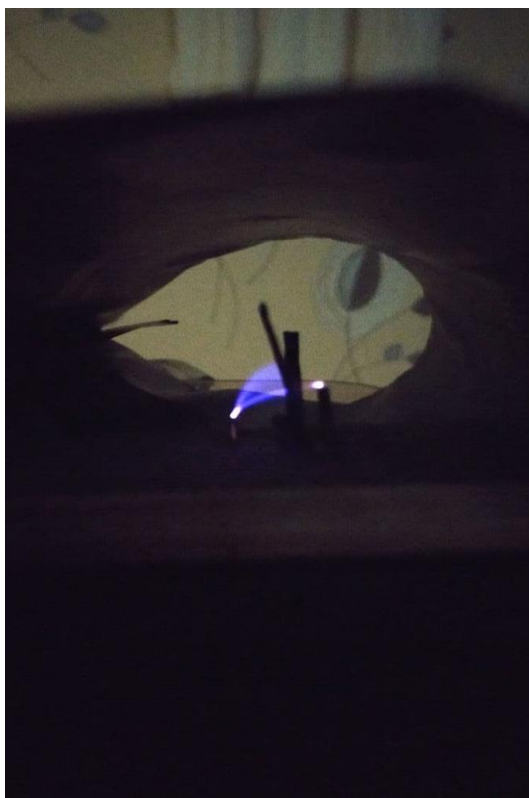


Рисунок 6 - стабільна дуга



Рисунок 7 - плівка після досліді з внесеними корективами

Висновки

1. Результатом досліді на рисунку 7 є овали. При цьому овали з'явилися позаду катоду, а це означає що рентгенівські промені мають не рівно направлений характер руху.
2. Можна стверджувати що промені рухались не крізь мішень, а в протилежному напрямі.
3. Прийняте рішення для подальших дослідів використовувати лінійний прискорювач електронів.

Список використаної літератури

1. Ядерна фізика в інтернеті [Електронний ресурс]/ <http://nuclphys.sinp.msu.ru/>
2. Отрашенков Ю. М. — 1978 г. Энциклопедическая книга о кибернетике.
3. Аматорська автоматика. <http://geekmatic.in.ua/>
4. Фрауэнфельдер Г., Хенли Э. Субатомная физика. — М. : Мир, 1979. — 736 с.
5. «Prinzip Einer Methode Zur Herstellung Von Kanalstrahlen Hoher Voltzahl», Gustav Ising, Arkiv för matematik, astronomi och fysik (in German) 18 (30): 1-4 (1924)

T. Bibik¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-0134-6022

I. Ostapenko¹, engineer, ORCID 0000-0003-3980-1609

V. Goncharuk¹, Ph. D. student, ORCID 0009-0007-9647-1462

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

**THE METHOD OF OBTAINING IONIZING RADIATION BASED
ON THE EFFECT OF BRAKE RADIATION**

The main problem of the decommissioning of nuclear installations (NPPs) is the processing or disposal of radioactive waste. The main method is the burial of radioactive waste (RAW) in special refrigerated containers that require constant supervision and maintenance. As a result, we have a large area with RW that needs to be maintained, protected and serviced. An alternative is to recycle waste to reduce its dimensions and possibly reuse it. Taking advantage of the phenomenon of bremsstrahlung, it is possible to obtain radiation with a defined energy spectrum. It is possible to ionize the atoms of a certain isotope, which in turn will make it possible to use the interaction of ionized particles with a magnetic field. The magnetic field will be able to move ionized particles, thereby separating them from non-ionized ones.

Keywords: radioactive waste, modernization, nuclear power plant, magnetic field, ionized particles.

References

1. Nuclear physics on the Internet [Electronic resource] <http://nuclphys.sinp.msu.ru/>
2. Yu. M. Otryashenkov — 1978. Encyclopedic book on cybernetics.
3. Amateur automation. [Electronic resource] <http://geekmatic.in.ua/>
4. Frauenfelder H., Henly E. Subatomic physics. — М.: Мир, 1979. — 736 p.
5. «Prinzip Einer Methode Zur Herstellung Von Kanalstrahlen Hoher Voltzahl», Gustav Ising, Arkiv för matematik, astronomi och fysik (in German) 18 (30): 1-4 (1924)

Надійшла: 04.07.2023

Received: 04.07.2023

ЦІЛЬОВІ ПОКАЗНИКИ НИЗЬКОВУГЛЕЦЕВОГО РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

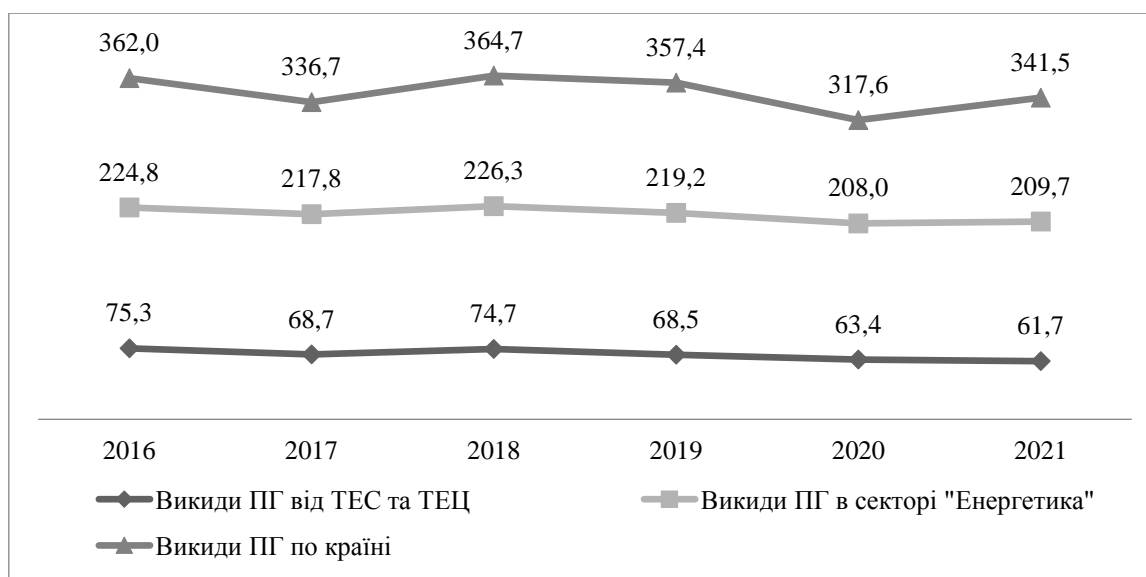
Зобов'язання України як сторони Паризької кліматичної угоди щодо скороченням викидів парникових газів з поступовим збільшенням їх амбітності передбачає низьковуглецевий розвиток економіки з декарбонізацією її секторів. Електроенергетика України з 20% внеском у загальні викиди ПГ, обумовленими в основному спалюванням викопного палива на ТЕС та ТЕЦ зі значною часткою вугілля у балансі, має пройти трансформацію її структури для зниження карбоємності виробництва електроенергії з очікуваним зростанням споживання електроенергії. Метою статті є огляд поточних та перспективних зобов'язань України щодо її низьковуглецевого розвитку та формування відповідних цільових показників розвитку електроенергетичного сектору України. Визначено основні зобов'язання щодо низьковуглецевого розвитку, що містяться у Оновленому національно визначеному внеску України з 65% скороченням викидів ПГ у 2030 році порівняно з 1990 роком, Національній економічній стратегії на період до 2030 р. з задекларованим досягненням вуглецевої нейтральності економіки до 2060 року та закладеною у Енергетичній стратегії України до 2050 року вуглецевою нейтральністю енергетичного сектору з максимальним скороченням використання вугілля. Запровадження механізму прикордонного вуглецевого коригування з оподаткуванням імпортованої в ЄС електроенергії з 2026 року може стати певною перешкодою для імпорту електроенергії при об'єднанні ринків електроенергії України та ЄС, і стане ще одним чинником необхідності зростання частки низьковуглецевої та безвуглецевої генерації.

Ключові слова: електроенергетика, низьковуглецевий розвиток, карбоємність, вуглецева нейтральність, викиди парникових газів, механізм прикордонного вуглецевого коригування.

Вступ. Прагнення країн до низьковуглецевого розвитку обумовлено очікуваними негативними для планети наслідками зміни клімату через зростання антропогенних викидів парникових газів, що спостерігаються з початком індустріального періоду. Рамкова конвенція ООН зі зміни клімату (РКЗК ООН) поєднала 198 країн світу у прагненні стабілізації концентрації парникових газів в атмосфері на такому рівні, який не допускав би небезпечного антропогенного впливу на клімат Землі. Згідно з підписаним у 1997 році Кіотським протоколом країни домовилися скоротити та стабілізувати рівень викидів парникових газів з кількісними показниками зниження викидів до 2020 року відносно 1990 року. Якщо розвинуті європейські країни мали забезпечити скорочення викидів ПГ в середньому на 8% від базового року, то для України як країни з перехідною економікою обмеженням було неперевищення рівня базового року.

На заміну Кіотському протоколу, термін дії якого спливав у 2020 році, було розроблено Паризьку кліматичну угоду до РКЗК ООН, яка набула чинності у листопаді 2016 року. Паризька угода, яку Україна ратифікувала однією з перших серед європейських країн [1], є одним із основних документів щодо національних зобов'язань по скороченню викидів ПГ. Метою Паризької Угоди [2] є стримування зростання глобальної середньої температури значно нижче 2°C понад доіндустріального рівня і докладання зусиль з метою обмеження зростання температури до 1,5°C; підвищення здатності адаптуватися до несприятливих наслідків зміни клімату, а також сприяння опірності до зміни клімату та низьковуглецевому розвитку таким чином, щоб не ставити під загрозу виробництво продовольства. На відміну від Кіотського протоколу, Паризька кліматична угода передбачає, що зобов'язання зі скорочення викидів ПГ в атмосферу беруть на себе всі держави, що приєдналася до цієї Угоди, незалежно від ступеня їхнього економічного розвитку з визначенням індивідуального для кожної країни національно-визначеного внеску (НВВ) у досягнення глобальної мети з конкретним рівнем скорочення вуглецевих викидів. Ці НВВ мають оновлюватися через кожні п'ять років зі збільшення амбітності зобов'язань щодо скорочення викидів ПГ.

Електроенергетичний сектор України, основними джерелами викидів парникових газів якого є спалювання викопного палива на ТЕС та ТЕЦ, останніми роками мав приблизно 20% внесок у загальні викиди ПГ по країні. Сектор «Енергетика», до якого входить енергетичне споживання палива в усіх секторах економіки та викиди при його добуванні, обробці та транспортуванні, має приблизно 62-64% від загальних викидів ПГ (рис. 1).

Рисунок 1 - викиди ПГ в Україні за 2016-2021 роки, млн т CO₂-екв. [3]

Метою статті є огляд поточних та перспективних зобов'язань України щодо низьковуглецевого розвитку її економіки та формування відповідних цільових показників при визначенні перспектив розвитку електроенергетичного сектору України.

Матеріал і результати досліджень У першому Очікуваному національно визначеному внеску Паризької угоди, поданому до Секретаріату РКЗК ООН у 2015 році [4], Україна взяла зобов'язання щодо неперевищення у 2030 р загальних нетто викидів ПГ на рівні 60 % від рівня 1990 року [5].

Стратегічні напрями переходу економіки України на траєкторію низьковуглецевого зростання на засадах сталого розвитку визначено у розробленій і затвердженій у липні 2018 року на засіданні Кабінету Міністрів Стратегії низьковуглецевого розвитку України до 2050 року [6], в якій скорочення рівня викидів ПГ до 2050 року очікується до 31-34 % від рівня 1990 року. Переглядати стратегію зі збільшенням рівня амбітності та урахуванням національних обставин заплановано принаймні кожні п'ять років. В енергетиці основними рушійними заходами низьковуглецевого розвитку визначено збільшення виробництва та споживання електричної енергії з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), екологічно стале виробництво та розширення використання біомаси (біопалива), виробництво біогазу та розширення його використання для виробництва теплової та електричної енергії, підвищення ефективності роботи електростанцій, розвиток ядерної енергетики, модернізація, інтелектуалізація електричних мереж, підтримка впровадження технологій акумулювання енергії, розвиток технологій виробництва водню, запровадження ринкових механізмів скорочення викидів ПГ.

Сталий низьковуглецевий розвиток всіх галузей економіки є одним з цільових стратегічних завдань прийнятого на початку 2019 року Закону України «Про Основні засади (стратегію) державної екологічної політики України на період до 2030 року» [7]. Це передбачає створення умов для декарбонізації енергетичного сектору, активного впровадження технологій енергозбереження та підвищення енергоефективності, збільшення виробництва енергії за рахунок відновлювальних та альтернативних джерел, впровадження найкращих наявних низьковуглецевих, ресурсозберігаючих технологій виробництва, а також сучасних будівельних технологій з тепло- та енергозбереження, що дасть змогу істотно зменшити обсяг викидів парникових газів та забруднюючих речовин в атмосферне повітря, а також скидання забруднюючих речовин у водойми. Викиди ПГ мають не перевищувати в 2030 році 60% від рівня 1990 року, а частка відновлювальної енергії від її загального споживання в 2030 р. повинна становити не менше 17%.

У проекті Концепції «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року [8], розробленої у 2020 році, перехід до кліматично нейтральної економіки України у соціально прийнятний та економічно ефективний спосіб передбачено до 2070 року. Проміжною ціллю при такому переході стане скорочення викидів ПГ в 2030 році до рівня, який мав бути визначений в другому НВВ України. До 2050 року передбачається збільшення частки ВДЕ у виробництві електроенергії до 70% зі значним внеском (до 15%) електроенергії від дахових сонячних електростанцій в домогосподарствах та бізнесі. Частка атомної генерації в електроенергетичному балансі України зменшиться до 20-25%, а гідроенергетики – залишиться на поточному рівні. Вугільні ТЕС до 2050 року будуть повністю замінено із запровадженням нових високоманеврових генеруючих потужностей, зокрема, на природному газі (в більш віддаленій перспективі

на синтетичному газі, виробленому завдяки ВДЕ), технологій акумуляції та зберігання електроенергії для балансування в енергосистемі та, можливо, нових технологій ядерної енергетики.

У затвердженій у березні 2021 року Кабінетом міністрів Національній економічній стратегії на період до 2030 р. (НЕС) [9] вперше офіційно визначено довгострокову кліматичну мету досягнення кліматичної нейтральності до 2060 р. Стратегічним орієнтиром є декарбонізація економіки, що передбачає підвищення енергоефективності, розвиток ВДЕ та циркулярної економіки, синхронізацію із ініціативою Європейського зеленого курсу. Стратегічними цілями в енергетиці визначено забезпечення високого рівня енергетичної безпеки та інтеграцію України в європейський енергетичний ринок, забезпечення функціонування розумної, модернізованої та надійної енергосистеми, яка повністю задовольняє вимоги та потреби кінцевих споживачів, забезпечення функціонування вільних, ефективних та конкурентних ринків, підвищення енергоефективності економіки та забезпечення екологічності енергетичного сектору.

У 2021 році Україна подала до Секретаріату РКЗК ООН більш амбітний Оновлений національно визначений внесок (НВВ2) [10, 11] з зобов'язанням скорочення викидів парникових газів до 2030 року на 65% порівняно з 1990 роком та досягнення вуглецевої нейтральності до 2060 року, як це передбачено Національною економічною стратегією до 2030 року. Згідно НВВ2 у 2050 році викиди ПГ мають скоротитися до 15% від рівня базового 1990 року. У 2021 році загальні викиди ПГ порівняно з базовим 1990 роком скоротилися на 62,5% [3].

При формуванні НВВ2 було враховано економічне зростання та збільшення частки споживання електроенергії зі зростанням попиту на електроенергію в Україні на 30 % до 2030 р., що становитиме 150 ТВт·год [13]. Викиди в секторі виробництва електроенергії та тепла повинні зменшитися до 2030 року приблизно на 26 % від рівня 2019 року, досягнувши 68,1 млн т CO₂-екв. У 2030 році близько 80% виробництва електроенергії має бути безвуглецевим, що досягається 30 % часткою генерації ВДЕ в поєднанні з ядерною генерацією в обсязі не менше 50% первинного енергопостачання з урахуванням будівництва нових енергоблоків. При прогнозованому виробництві електроенергії у 2030 році обсягом 190 ТВт·год ядерна енергетика забезпечить 90 ТВт·год при середньому коефіцієнті використання встановленої потужності 75%, відновлювані джерела енергії (в т.ч. великі ГЕС та ГАЕС) вироблять близько 60 ТВт·год, виробництво від вугільних електростанцій складе 25 ТВт год, решту електроенергії мають забезпечити газова генерація і промислові автовиробники [11]. Для забезпечення такої структури виробництва основна частка інвестицій у період з 2021 по 2030 рік має бути спрямована на будівництво 15 ГВт нових вітрових, сонячних та біоенергетичних потужностей, а також для збільшення використання біомаси котельнями та ТЕЦ. Досягнення цільового показника НВВ2 в електроенергетиці зі збільшенням частки ВДЕ потребує будівництва до 2 ГВт пікових та напівпікових маневрових теплоенергетичних потужностей та 0,5 ГВт систем підтримки регулювання частоти.

Зростання генерації на ВДЕ передбачено у розробленому Державним агентством з енергоефективності та енергозбереження України проекті Національного плану дій з розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 р. (НПДВЕ–30), оприлюдненому на початку 2022 року [14] та доопрацьованого у вересні 2022 року [15]. Індикативною ціллю НПДВЕ–30 є досягнення споживання енергії з відновлюваних джерел у 2030 році на рівні 27%, у тому числі 25,4% в електроенергетиці. Заплановано збільшення виробництва електричної енергії з енергії сонячного випромінювання до 14,7 ТВт·год у 2030 році, з яких 10 ТВт·год від промислових СЕС встановленою потужністю 8 ГВт та 4,65 ТВт·год від 3,8 ГВт проз'юмерів). Виробництво електроенергії ВЕС у 2030 році має зрости до 15,8 ТВт·год у 2030 році, з яких 14,7 ТВт·год від 5,1 ГВт наземних ВЕС та 1 ТВт·год від встановлених протягом 2028-2030 років 300 МВт офшорних ВЕС. Виробництво електроенергії з біомаси у 2030 році може бути збільшено до 6,5 ТВт·год установками загальною потужністю 1,45 ГВт). Розвиток геотермальної енергетики має розпочатися з 2025 року введенням в експлуатацію до 2030 року 20 МВт нових геотермальних установок, що забезпечить виробництво 100 ГВт·год електроенергії. Встановлена потужність великих ГЕС до 2030 року має зрости на 100 МВт від рівня 2020 року і забезпечити виробництво 6,8 ТВт·год чистої електроенергії. Потужність малих ГЕС у 2030 році має зрости до 135 МВт та виробити 270 ГВт·год електроенергії.

Економічне і галузеве співробітництво в рамках Угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом [16] передбачає розвиток та імплементацію політики з питань зміни клімату, зокрема, розроблення та запровадження довгострокових заходів, спрямованих на скорочення викидів парникових газів як визначено у Додатку XXXI до цієї Угоди. В рамках цієї Угоди в частині імплементації положень Директиви 2003/87/ЄС про встановлення системи торгівлі квотами на викиди парникових газів (СТВ) в Україні з 1 січня 2021 року набув чинності Закон України, що регулює відносини у сфері моніторингу, звітності та верифікації (МЗВ) викидів парникових газів [17]. Система МЗВ в Україні згідно цього Закону в Україні розпочала роботу з 01.01.2021. Перші достовірні та верифіковані дані про фактичні викиди парникових газів на рівні установок мали бути отримані у 2022 році, але з початком повномасштабного російського вторгнення подання звітності по МЗВ було призупинено. Роботу системи

МЗВ має бути поновлено протягом місяця після припинення або скасування воєнного стану. Подальші кроки імплементації положень Директиви 2003/87/ЄС щодо впровадження СТВ в Україні передбачають розроблення національного плану розподілу квот та запровадження дозвільної системи на викиди парникових газів та на квоти, що продаватимуться на національному рівні. Запуск пілотної СТВ планувалося розпочати у 2023 році, а повноцінна СТВ мала запрацювати на основі результатів роботи пілотної системи вже у 2026 [18]. Так як фактична реалізація СТВ в Україні повинна базуватися на верифікованих даних МЗВ протягом щонайменше 3 років, ці терміни скоріш за все будуть пролонговані. Приєднання національної СТВ до ЄСТВ передбачалося до 2036 року.

У роботі [19] проведено огляд нормативної бази 2019–2020 років в Україні щодо декарбонізації економіки, зокрема, стану впровадження системи МЗВ, перспектив введення в дію національної системи торгівлі квотами на викиди, а також нових європейських документів з цього питання, зокрема, Європейського зеленого курсу, Стратегії ЄС щодо скорочення викидів метану та Водневої стратегії для кліматично нейтральної Європи з точки зору впливу їх реалізації на функціонування української газової галузі. Для електроенергетики також важливим є вплив механізму прикордонного вуглецевого коригування, що стосується до імпортованої до країн ЄС електроенергії.

Кліматичні амбіції ЄС щодо скорочення викидів та декарбонізації економіки для досягнення цілей Європейської «зеленої» угоди (European Green Deal) кліматичної нейтральності не пізніше 2050 року, закріплені у законодавстві Регламентом (ЄС) 2021/1119, обумовили увагу до проблеми так званого «витоку вуглецю», пов'язаного з переміщенням виробництва з інтенсивним викидом вуглецю з країн ЄС за кордон до країн, де діє менш сувора кліматична політика, або заміщенням продукції ЄС більш вуглецевмісною імпортною. Розроблений Європейської Комісією механізм прикордонного вуглецевого коригування (Carbon Border Adjustment Mechanism - CBAM) [20] був вперше запропонований в межах Green Deal у 2019 році і представлений як частина пакету законодавчих ініціатив Fit for 55, що мають забезпечити зменшення викидів ПГ в ЄС до 2030 року на 55% від рівня 1990 року. Введення механізму CBAM було схвалено Європарламентом 18 квітня 2023 р. в рамках п'яти законодавчих актів з пакету Fit for 55 [21], покликаних створити більш рівні умови для виробників в ЄС та за його межами, а також реформувати Європейську систему торгівлі квотами на викиди ПГ (ЄСТВ).

Механізм прикордонного вуглецевого коригування є інструментом для визначення справедливої ціни на викиди вуглецю під час виробництва вуглецевмісних товарів, які надходять до ЄС, а також для заохочення чистішого промислового виробництва в країнах, що не входять до ЄС. Суть механізму CBAM полягає в тому, що постачальники імпортованої в ЄС вуглецевмісної продукції з країн, що не входять до ЄС, повинні з 2026 року сплачувати додаткові кошти при ввезенні товарів. Уникнути цього оподаткування можна, якщо країна-імпортер увійшла до ЄСТВ або уніфікувала та пов'язала свою національну СТВ з ЄСТВ, її система має однакові з ЄС цілі щодо скорочення викидів парникових газів; або якщо платежі за викиди ПГ промисловістю цієї країни дорівнюють цінам в ЄС [22]. Цей механізм матиме вплив на можливість експорту продукції українських виробників до країн ЄС.

Упровадження механізму CBAM відбуватиметься паралельно з поступовою відмовою від безкоштовних квот в ЄСТВ протягом 2026-2034 років з перехідним періодом з 1 жовтня 2023 року до 31 грудня 2025 року, протягом якого буде лише збиратися звітність імпортерів, яка включатиме інформацію про обсяг експорту, питоми викиди парникових газів (прямі та непрямі) та платежі за викиди вуглецю, сплачені в країні походження товару. З 1 січня 2026 року для імпортерів з'являться фінансові зобов'язання: вони матимуть змогу імпортувати товари до ЄС лише через уповноваженого декларанта CBAM, який зареєструє постачання у відповідних реєстрах. Імпортери повинні будуть щороку декларувати кількість товарів, імпортованих до ЄС за попередній рік, та відповідні викиди ПГ з подальшою передачею відповідної кількості сертифікатів CBAM. Електронний сертифікат CBAM відповідає одній тонні вбудованих в товарі вуглецевих викидів, тобто прямих викидів, що утворюються під час виробництва товарів. Ціна сертифікатів розраховуватиметься залежно від середньотижневої аукціонної ціни квот в євро/т CO₂ на ЄСТВ. Платежі за CBAM будуть коригуватись з урахуванням рівня безкоштовних квот, які надаються в межах ЄСТВ на викиди до 2035 року. Впродовж 10 років дії CBAM відбудеться поступове скорочення отримання безкоштовних сертифікатів, кожного року на 10%. З 2036 року усі вбудовані викиди імпортованих товарів мають покриватись сертифікатами CBAM. Кількість сертифікатів CBAM може бути зменшена відповідно до вартості платежів за вбудовані викиди у країні-імпортері. Імпортер матиме обов'язок компенсувати різницю ціни прямих викидів парникових газів при виробництві імпортованих товарів у разі, якщо ціна за тонну викидів у країні походження товарів є меншою за ціну у ЄСТВ.

На початку CBAM застосовуватиметься до імпорту певних товарів і окремих прекурсорів, виробництво яких є вуглецевомним і має найбільший ризик витоку вуглецю: цемент, залізо та сталь, алюміній, добрива, електроенергія та водень, що має охопити понад 50% викидів від діяльності у секторах, які входять до ЄСТВ. Починаючи з 2026 року, перелік товарів, що підлягають податку CBAM, буде розширено товарами з переліку тих товарів, викиди яких охоплюються ЄСТВ. Відповідно до умов CBAM

українські експортери металу, цементу, добрив та електроенергії до ЄС зобов'язані будуть з 2026 року придбавати СВАМ-сертифікати та в результаті сплачувати до бюджету ЄС кошти за вміст вуглецю у експортованій продукції.

Інтеграція третіх країн у ринок електроенергії Союзу є важливим фактором для прискорення переходу цих країн до енергетичних систем із високою часткою відновлюваних джерел енергії, сприяє безпеці постачання електроенергії в цих країнах і в сусідніх державах-членах. Об'єднання ринку для електроенергії, як зазначено в Регламенті Комісії (ЄС) 2015/1222 (15) від 24 липня 2015 року щодо розподілу пропускної спроможності та управління перевантаженням (CACM Regulation), дозволяє третім країнам краще інтегрувати електроенергію з відновлюваних джерел енергії в ринок електроенергії, обмінювати такою електроенергією ефективним чином у більш широкій зоні, балансує попит та пропозиції на більшому ринку Євросоюзу, а також зменшити інтенсивність викидів CO₂ при виробництві електроенергії.

Для країн-імпортерів електроенергії при об'єднанні їх ринків з ринками ЄС Регламентом 2023/956 [22] передбачено умови тимчасового виключення з оподаткування СВАМ до 2030 року при неможливості технічного рішення для застосування СВАМ до імпортованої в ЄС електроенергії. Такі країни повинні розробити дорожню карту та взяти на себе зобов'язання щодо запровадження механізму ціноутворення на вуглець, еквівалентному цінам в ЄСТВ, зобов'язання досягти вуглецевої нейтральності не пізніше 2050 року, а також узгодити законодавство Євросоюзу у сферах навколишнього середовища, клімату, конкуренції та енергетики. Таке звільнення має бути скасовано в будь-який час при невиконанні взятих зобов'язань, або якщо країні-експортер не прийняла до 2030 року систему торгівлі викидами, еквівалентну ЄСТВ.

Україна до 31 грудня 2023 року як договірна сторона Енергетичного Співтовариства має здійснити імплементацію в національне законодавство положень Регламенту (ЄС) 2015/1222 та призначити одного або більше номінованих операторів ринку електроенергії, який/які разом із оператором системи передачі мають забезпечити інтеграцію ринків на добу наперед та внутрішньодобового на основі концепції єдиного об'єднання ринків. Це відкриває повноцінний ринок торгівлі електроенергією з країнами ЄС, але, як було наведено вище, ця діяльність підпадає під механізм СВАМ з необхідністю з 2026 року придбання сертифікатів на вбудовані викиди ПГ в імпортованій електроенергії.

Проведені за підходом Рівня 2 Керівництва з інвентаризацій викидів парникових газів Міжурядової групи експертів зі зміни клімату 2006 р. розрахунки обсягів та питомих викидів CO₂ при виробництві електроенергії в Україні у 2017-2021 роках [23] показали тенденцію до їх зниження, що обумовлено як збільшенням генерації на ВДЕ, так і переважаючою часткою АЕС та потужних ГЕС у структурі загального виробництва, а також зміною у паливному балансі ТЕС та ТЕЦ зі збільшення частки споживання менш вуглецевмісних палив (рис.2).

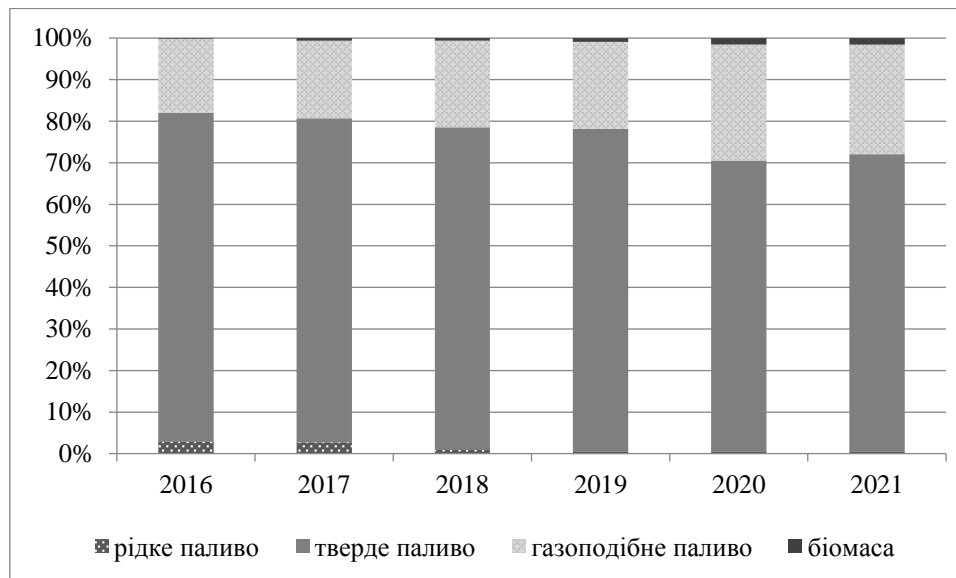


Рисунок 2 - структура споживання палива ТЕС та ТЕЦ у 2016-2021 рр. [3]

Така тенденція зниження питомих викидів CO₂ в цей період була притаманна багатьом країнам ЄС, що обумовлено політикою щодо зміни клімату, зниження вуглецевого енергопостачання та використання відновлюваної енергії та скорочення промислових викидів. При цьому головним фактором було заміщення вугільної генерації газовою, розвиток комбінованого виробництва електроенергії і тепла та ВДЕ. Відновлення економіки після пандемії COVID-19 у 2021 році збільшило використання

електроенергії, що призвело до збільшення споживання вугілля в генерації на 19 % в умовах високих цін на газ [24] на тлі незначного (1%) зростання відновлюваної генерації. Карбоємність виробництва електроенергії в ЄС у 2021 зросла на 4% порівняно з 2020 роком (рис. 3) при 4% зростанні загального виробництва електроенергії. Індикативним показником інтенсивності викидів при виробництві електроенергії в ЄС-27 у 2030 році є 110-118 г CO₂-екв/кВт год.

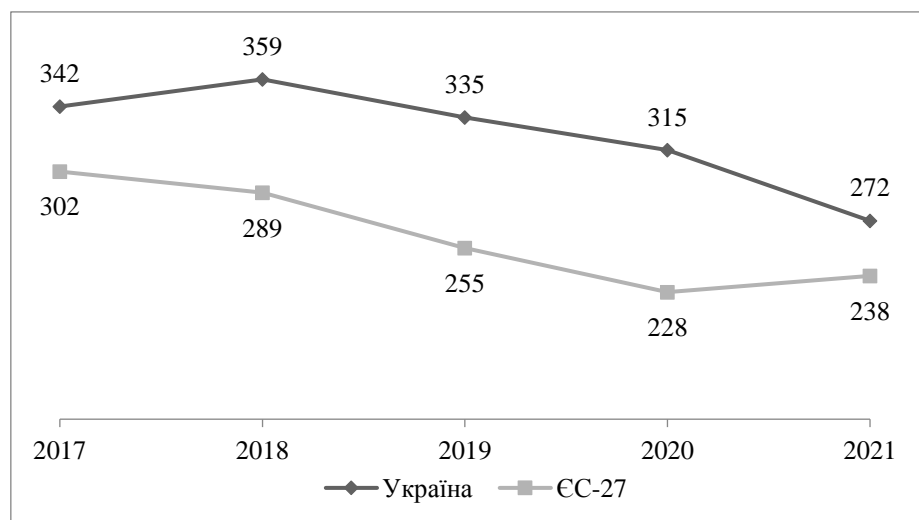


Рисунок 3 - карбоємність виробництва електроенергії в Україні та ЄС-27 за 2016-2021 роки, г CO₂-екв/кВт год. [23, 24]

Порівняння карбоємності електроенергії в Україні та ЄС показує, що навіть при значній частці атомної генерації у загальному виробництві електроенергії інтенсивність її викидів вище середньої по ЄС. Це обумовлено значним обсягом генерації електроенергії ТЕС, який у 2020-2021 роках складав приблизно 37% у загальному виробництві, з 93% часткою вугілля у споживанні палива. Для порівняння, питомі викиди у сусідніх країнах ЄС у 2021 році становили: Словаччина – 113 г CO₂-екв/кВт год, Угорщина -188 г CO₂-екв/кВт год, Румунія – 212 г CO₂-екв/кВт год, Польща – 721 г CO₂-екв/кВт год [24]. Крім того, сектор електроенергетики країн ЄС охоплений Європейською СТВ, а плата за викиди CO₂ в Україні набагато менша порівняно з цінами на квоти в ЄСТВ. Поточна ціна викидів CO₂ в Україні від стаціонарних джерел регулюється Податковим кодексом України і становить 30 гривень за тону, в той час як в ЄСТВ вартість одиниці викидів з початку 2023 року коливалася з 80 до 105 євро/т CO₂ з середньорічним значенням 90 євро/т CO₂ [25]. Тому механізм СВМ може стати певною перешкодою для імпорту в ЄС електроенергії, придбаної на спотовому ринку в Україні при об'єднанні ринків електроенергії і надасть перевагу експорту до ЄС електроенергії, безпосередньо придбаної у виробників з безвуглецевою або низьковуглецевою генерацією (ВДЕ, гідрогенерація, атомна та на основі природного газу).

Висновки

Україна як Сторона Рамкової конвенції ООН про зміну клімату була однією з перших країн, що ратифікували Паризьку угоду до цієї конвенції, метою якої є утримання зростання глобальної температури до 1,5°C від до індустріального рівня. Зобов'язаннями цієї угоди є національно визначені внески, які раз на п'ять років подаються кожною країною-підписантом для визначення сукупного глобального зниження викидів парникових газів і рівня досягнення мети Угоди. Кожний наступний внесок повинен мати більш амбітні зобов'язання.

Основні зобов'язання щодо низьковуглецевого розвитку національної економіки містяться у таких документах як Оновлений Національно визначений внесок України (НВВ2) до Паризької кліматичної угоди, Національна економічна стратегія на період до 2030 р. НВВ2 визначив 65% скорочення викидів ПГ у 2030 році порівняно з 1990 роком, з доведенням рівня викидів ПГ до 15% від базового 1990 року у 2050 році та досягнення вуглецевої нейтральності до 2060 року. Забезпечення кліматичної нейтральності економіки України до 2060 р. вперше офіційно визначено Національною економічною стратегією на період до 2030 р. Досягнення вуглецевої нейтральності енергетичного сектору до 2050 р. з максимальним скороченням використання вугілля закладено у Енергетичній стратегії України до 2050 року.

Внесок у загальні викиди ПГ від електроенергетики України останніми роками становив приблизно 20%, обумовленими в основному спалюванням викопного палива на ТЕС та ТЕЦ. Навіть при значній частці атомної генерації у загальному виробництві електроенергії питома карбоємність електроенергії в Україні вище середньої по ЄС. Тому застосування механізму прикордонного вуглецевого коригування з

оподаткуванням імпортованої електроенергії в ЄС з 2026 року може стати певною перешкодою для імпорту електроенергії, придбаної на спотовому ринку в Україні при об'єднанні ринків електроенергії. Висока карбоємність електроенергії та низькі національні платежі за викиди CO₂ порівняно з поточними цінами квот на викиди ПГ у Європейській системі торгівлі викидами з необхідністю сплати їх різниці надасть перевагу експорту до ЄС електроенергії безпосередньо від безвуглецевої та низьковуглецевої генерації (ВДЕ, гідрогенерація, АЕС та на основі природного газу). Це є ще одним з чинників необхідності зростання частки генерації з ВДЕ, що заплановано на рівні 25-30% до 2030 року та скорочення споживання вугілля з переходом на безвуглецеві та низьковуглецеві технології. Необхідність декарбонізації електроенергетики також обумовлена очікуваним зростанням попиту на електроенергію в умовах низьковуглецевого розвитку економіки країни.

Список використаної літератури.

1. Про ратифікацію Паризької угоди : Закон України від 14.07.2016 р. № 1469-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1469-19#Text> (дата звернення: 15.07.2023).
2. Паризька угода : Угода Орг. Об'єдн. Націй від 12.12.2015 р. : станом на 14 лип. 2016 р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_161#Text (дата звернення: 15.07.2023).
3. Ukraine. 2023 Common Reporting Format (CRF) Table. UN Climate Change. URL: <https://unfccc.int/documents/628275> (дата звернення 19.07.2023).
4. Про схвалення Очікуваного національно визначеного внеску України до проекту нової глобальної кліматичної угоди : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 16.09.2015 р. № 980-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/980-2015-p#Text> (дата звернення: 15.07.2023).
5. Intended Nationally-Determined Contribution (INDC) of Ukraine to a New Global Climate Agreement. URL: https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published%20Documents/Ukraine/1/150930_Ukraine_INDC.pdf (дата звернення: 15.07.2023).
6. Стратегія низьковуглецевого розвитку України до 2050 року. Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України. URL: <https://mepr.gov.ua/diyalnist/napryamky/zmina-klimatu/prom-yakshennya-zminy-klimatu/strategiya-nyzkovugletsevogo-rozvytku-ukrayiny-do-2050-roku/> (дата звернення: 15.07.2023).
7. Про Основні засади (стратегію) державної екологічної політики України на період до 2030 року : Закон України від 28.02.2019 р. № 2697-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2697-19#Text> (дата звернення: 19.07.2023)
8. Концепція «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року. Міністерство енергетики та захисту довкілля. URL: <https://kompek.rada.gov.ua/uploads/documents/30556.pdf> (дата звернення: 15.07.2023).
9. Про затвердження Національної економічної стратегії на період до 2030 року : Постанова Каб. Міністрів України від 03.03.2021 р. № 179 : станом на 4 трав. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/179-2021-p#Text> (дата звернення: 14.07.2023).
10. Про схвалення Оновленого національно визначеного внеску України до Паризької угоди : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 30.07.2021 р. № 868-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/868-2021-p#Text> (дата звернення: 14.07.2023).
11. Ukraine First NDC (Updated submission). URL: https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Ukraine%20NDC_July%2031.pdf (дата звернення: 14.07.2023).
12. Україна – енергетичний хаб Європи. Уряд схвалив Енергетичну стратегію до 2050 року. Міністерство енергетики України. 1 травня 2023. URL: <https://www.mev.gov.ua/novyna/ukrayina-enerhetychnu-khab-yevropy-uryad-skhvalyv-enerhetychnu-stratehiyu-do-2050-roku> (дата звернення: 15.05.2023).
13. Аналітичний огляд оновленого національно визначеного внеску України до Паризької угоди. Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України. Липень 2021. URL: <https://mepr.gov.ua/wp-content/uploads/2023/07/Analitichnyj-oglyad-NVV-lupen-2021.pdf> (дата звернення: 15.07.2023).
14. Національний план дій з розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 року. Проект. 20.01.2022. Держенергоефективності України. URL: <https://sae.gov.ua/uk/content/elektronni-consultatsii> (дата звернення: 15.05.2023).
15. Проект розпорядження Кабінету Міністрів України «Про Національний план дій з розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 року» в останній редакції із зауваженнями станом на 21.09.2022 р. Держенергоефективності України. URL: https://sae.gov.ua/sites/default/files/blocks/Proekt_NPDVE-21.09.2022%20%28dooprats%CA%B9ov-za-zauvazh%29_0.pdf (дата звернення: 15.07.2023).
16. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони : Угода Україна від 27.06.2014 р. : станом на 25 жовт. 2022 р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_011#Text (дата звернення: 14.08.2023).

17. Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів : Закон України від 12.12.2019 р. № 377-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/377-20#Text> (дата звернення: 14.07.2023).
18. Механізм прикордонного вуглецевого коригування (Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)). UNDP. URL: https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2022-08/1%20FINAL%20Tree%20cbam_297x210mm_4%2B4_web_180822.pdf (дата звернення: 14.07.2023).
19. Лещенко І.Ч. Огляд нової нормативної бази 2019–2020 років щодо декарбонізації економіки та аналіз її впливу на умови функціонування газової галузі України. *Проблеми загальної енергетики*, 2021, 1(64). С. 4–13. doi: <https://doi.org/10.15407/page2021.01.004>
20. Carbon Border Adjustment Mechanism. European Commission. URL: https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en. (дата звернення: 14.07.2023)
21. Fit for 55: Parliament adopts key laws to reach 2030 climate target. European Parliament. 18-04-2023. URL: <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20230414IPR80120/fit-for-55-parliament-adopts-key-laws-to-reach-2030-climate-target> (дата звернення: 14.07.2023)
22. Regulation (EU) 2023/956 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 establishing a carbon border adjustment mechanism. *Official Journal of the European Union*. L 130/52. 16.5.2023. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0956>
23. Kostyukovskyi, B., Nechaieva, T., Shulzhenko, S. (2023). Assessment and Analysis the Carbon Intensity Change Trends from the Electricity Production in Ukraine. In: Zaporozhets, A. (eds) *Systems, Decision and Control in Energy V. Studies in Systems, Decision and Control*, vol 481. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-35088-7_42
24. Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe. European Environment Information and Observation Network (Eionet)/ URL: <https://www.eea.europa.eu/ims/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1>. (дата звернення: 14.07.2023).
25. EU Carbon Permits. Trading Economics. URL: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon> (дата звернення: 14.07.2023).

T. Nechaieva^{1,2}, Cand. Sc. (Eng.), Senior Researcher, ORCID 0000-0001-9154-4545

¹General Energy Institute of NAS of Ukraine

²State Institution “Center for evaluation of activity of research institutions and scientific support of regional development of Ukraine of NAS of Ukraine”

TARGET INDICATORS OF UKRAINE'S LOW-CARBON POWER SECTOR DEVELOPMENT

Ukraine's commitments as a party to the Paris Climate Agreement to reduce greenhouse gas emissions with a gradual increase in ambition provides for low-carbon economic development with decarbonization of its sectors. The Ukraine's power sector with a 20% contribution to total GHG emissions, due mainly to the fossil fuel combustion at thermal power plants and CHPs with a significant share of coal in the fuel balance, must make a transformation of its structure to reduce the carbon intensity of electricity generation with the expected increase in electricity consumption. The purpose of the article is to review Ukraine's current and prospective obligations regarding its low-carbon development and the formation of relevant target indicators for the development of Ukraine's power sector. The main obligations have been determined regarding low-carbon development contained in the Updated Nationally Determined Contribution of Ukraine with a 65% reduction in GHG emissions in 2030 compared to 1990, the National Economic Strategy for the period until 2030 with the declared achievement of carbon neutrality of the economy by 2060 and carbon neutrality of the energy sector with the maximum reduction of coal use laid down in the Energy Strategy of Ukraine until 2050. The introduction of a carbon border adjustment mechanism with taxation of electricity imported in the EU from 2026 may become a certain obstacle to the import of electricity when the electricity markets of Ukraine and the EU are united, and will become another factor in the need to increase the share of low-carbon and carbon-free generation.

Keywords: power sector, low-carbon development, carbon intensity, carbon neutrality, greenhouse gas emissions, carbon border adjustment mechanism.

References

1. Ukraine, Verkhovna Rada of Ukraine. (2016, July 14). Law of Ukraine No. 1469-VIII, On Ratification of the Paris Agreement. Application date: July 15, 2023. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1469-19#Text>.
2. United Nations. (2015, December 12). Agreement United Nations, Paris Agreement. Application date: July 15, 2023. [Online]. Available: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_161#Text.

3. UN Climate Change. Ukraine. 2023 Common Reporting Format (CRF) Table. Application date: July 19, 2023. [Online]. Available: <https://unfccc.int/documents/628275>.
4. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2015, September 16). Decree of the Cabinet of Ministers of Ukraine No. 980-r, On the approval of the Intended Nationally-Determined Contribution of Ukraine to the draft of the New Global Climate Agreement. Application date: July 15, 2023. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/980-2015-p#Text>.
5. Intended Nationally-Determined Contribution (INDC) of Ukraine to a New Global Climate Agreement. Application date: July 15, 2023. [Online]. Available: https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published%20Documents/Ukraine/1/150930_Ukraine_INDC.pdf
6. Ministry of Environmental Protection and Natural Resources of Ukraine. Ukraine 2050 Low Emission Development Strategy. Application date: July 15, 2023. [Online]. Available: <https://mepr.gov.ua/diyalnist/napryamky/zmina-klimatu/pom-yakshennya-zminy-klimatu/strategiya-nyzkovugletsevogo-rozvytku-ukrayiny-do-2050-roku/>.
7. Ukraine, Verkhovna Rada of Ukraine. (2019, February 28). Law of Ukraine No. 2697-VIII, On Basic principles (strategy) of the state environmental policy of Ukraine for the period up to 2030. Application date: July 19, 2023. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2697-19#Text>
8. Ministry of Environmental Protection and Natural Resources of Ukraine. Concept of "green" energy transition of Ukraine by 2050. Application date: July 15, 2023. [Online]. Available: <https://kompek.rada.gov.ua/uploads/documents/30556.pdf>
9. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2021, March 3). Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine No. 179, On approval of the National Economic Strategy for the period until 2030. Application date: July 14, 2023. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/179-2021-n#Text>.
10. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2021, July 30). Decree of the Cabinet of Ministers of Ukraine No. 868-r, On the approval of the Updated Nationally Determined Contribution of Ukraine to the Paris Agreement. Application date: July 14, 2023. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/868-2021-p#Text>.
11. Ukraine First NDC (Updated submission). Application date: July 14, 2023. [Online]. Available: https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Ukraine%20NDC_July%2031.pdf
12. Ukraine is the energy hub of Europe. The government approved the Energy Strategy until 2050. Website of the Ministry of Energy of Ukraine, May 1, 2023. Application date: May 15, 2023. [Online]. Available: <https://www.mev.gov.ua/novyna/ukrayina-enerhetychnyy-khab-yevropy-uryad-skhvalyv-enerhetychnu-stratehiyu-do-2050-roku>.
13. Analytical review of the updated nationally determined contribution of Ukraine to the Paris Agreement. Ministry of Environmental Protection and Natural Resources of Ukraine. July 2021. Application date: July 15, 2023. [Online]. Available: <https://mepr.gov.ua/wp-content/uploads/2023/07/Analitychnyj-oglyad-NVV-lypen-2021.pdf>
14. National action plan for the development of renewable energy for the period up to 2030. Project. 20.01.2022. State Energy Efficiency Agency of Ukraine. 20.01.2022. Application date: May 15, 2023. [Online]. Available: <https://sae.gov.ua/uk/content/elektronni-consultatsii>
15. Draft order of the Cabinet of Ministers of Ukraine "On the National action plan for the development of renewable energy for the period until 2030" in the latest edition with comments as of 09/21/2022. State Energy Efficiency Agency of Ukraine. Application date: July 15, 2023. [Online]. Available: https://sae.gov.ua/sites/default/files/blocks/Proekt_NPDVE-21.09.2022%20%28dooprats%20CA%20B9ov-za-zauvazh%29_0.pdf
16. Ukraine. (2014, June 27). Ukraine Agreement, Association Agreement between Ukraine, on the one hand, and the European Union, the European Atomic Energy Community and their member states, on the other hand. Application date: July 14, 2023. [Online]. Available: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_011#Text
17. Ukraine, Verkhovna Rada of Ukraine. (2019, December 12). Law of Ukraine No. 377-IX, On the Principles of Monitoring, Reporting and Verification of Greenhouse Gas Emissions. Application date: July 14, 2023. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/377-20#Text>.
18. Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM). UNDP. Application date: July 14, 2023. [Online]. Available: https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2022-08/1%20FINAL%20Tree%20cbam_297x210mm_4%20B4_web_180822.pdf
19. I. C. Leshchenko, " "Overview of the new regulatory base for 2019–2020 on the decarbonisation of economy and its influence on the conditions of functioning of the ukrainian gas industry ". The Problems of General Energy, 2021, № 1, p. 4–13, March. 2021. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2021.01.004>
20. Carbon Border Adjustment Mechanism. [Online]. Application date: July 14, 2023. Available: https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en

Надійшла: 23.08.2023
Received: 23.08.2023

ЄВРОПЕЙСЬКА ОФШОРНА МЕРЕЖА З ВІТРОВИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ

Проблематика Зростання споживання електроенергії та зміна кліматичних умов ставлять перед суспільством виклик забезпечення сталого та екологічно чистого виробництва електроенергії. Для багатьох країн, особливо у Європейському Союзі, перехід до стійких та екологічно чистих джерел енергії став пріоритетом.

Мета дослідження Загальний огляд та аналіз тенденцій розвитку мережі офшорних вітрових електростанцій, розташованих у відкритому морі на континентальному шельфі європейських країн.

Методика реалізації В роботі для дослідження використано стратегію розвитку єдиної європейської офшорної мережі з вітровими електростанціями. Дослідження ефективності та переваг офшорних електростанцій виконано у варіативності передових країн Євросоюзу.

Результати дослідження Наведено огляд електроенергетичної галузі європейських країн, які проводять активну політику у сфері офшорної енергетики. Наведена статистика щодо генерації енергії вітру, кількості та розвитку вітроустановок в Європі. Розглянуто основні проекти, які реалізовані або знаходяться у процесі підготовки. Виконано аналіз заходів, які запроваджуються Євросоюзом до збільшення використання вітрової енергії та зменшення залежності від традиційних джерел енергії та досягнення карбованої нейтральності.

Висновки Європейська офшорна мережа з вітровими електростанціями стала визначною складовою сталого енергетичного розвитку в регіоні. Статистика розвитку офшорної вітроенергетики вказує на те, що країни Європи активно працюють над розвитком цього сектора, вкладаючи значні зусилля та ресурси.

Ключові слова: офшорна мережа, зелена енергія, кліматична нейтральність, відновлювальна енергія, карбована нейтральність

Вступ У сучасному світі зростання споживання електроенергії та зміна кліматичних умов ставлять перед суспільством виклик забезпечення сталого та екологічно чистого виробництва електроенергії. Для багатьох країн, особливо у Європейському Союзі, перехід до стійких та екологічно чистих джерел енергії став пріоритетом.

Процес декарбонізації електроенергетики в Європі відбувається на високих темпах. Дві третини електроенергії вироблено в Європі протягом 2021 року, без викидів вуглецю. Частка відновлюваних джерел енергії становить 40 % від загального обсягу виробництва, тоді як виробництво електроенергії на основі копалин зменшилось на 18 %. Темп зниження виробництва на вугільних електростанціях випереджають траєкторію європейської довгострокової стратегії [1].

До 2030 року кількість країн Євросоюзу, у яких не буде вугільної генерації, зросте до 21. Така тенденція буде продовжуватись і надалі. До 2030 року ЄС планує виробляти до 80 % без використання земних копалин. При цьому 60 % електрики буде вироблятись на основі ВДЕ [2].

Одним із ключових напрямків ЄС є створення єдиної офшорної мережі з вітровими електростанціями. Плани Євросоюзу на майбутні роки щодо розвитку офшорної вітроенергетики є досить значними. Головна задача - це створення Об'єднаної офшорної вітростанції. Цей амбіційний проект передбачає співпрацю країн-членів Євросоюзу для побудови мережі офшорних вітроелектростанцій на Європейському континенті, зокрема, в Північному морі [3].

Офшорні вітрові електростанції - це електростанції, розташовані у відкритому морі, на континентальному шельфі від побережжя країни. Вони відрізняються від електростанцій на суші своїм розташуванням та технічними особливостями. Офшорні вітрові електростанції використовуються для генерації електроенергії за допомогою вітрових турбін, які приводять генератори в рух і перетворюють кінетичну енергію вітру на електричну енергію. Офшорні вітроелектростанції мають кілька переваг порівняно з ландшафтними вітроелектростанціями, розташованими на суші. Вітрові потоки на морі часто стабільніші та сильніші, що дозволяє генерувати більше електроенергії. Крім того, морські вітроелектростанції можуть бути розміщені на значній відстані від берега, що усуває обмеження на доступну площу для їх розміщення. Вони також можуть бути розміщені на відкритому морі, де вітряні

потоки більш постійні і немає перешкод, таких як будівлі або гірські хребти. Однак, будівництво та експлуатація офшорних вітроелектростанцій є складними технологічними та фінансовими проектами. Вимагається спеціалізована техніка та конструкції, які можуть витримувати суворі умови морського середовища, такі як сильні вітри, хвилі та корозія. Вартість будівництва та обслуговування офшорних вітроелектростанцій також може бути значною.

Мета та завдання Загальний огляд та аналіз тенденцій розвитку мережі офшорних вітрових електростанцій, розташованих у відкритому морі на континентальному шельфі європейських країн.

Матеріал і результати досліджень Офшорні вітрові електростанції мають значний потенціал для розвитку. Багато країн активно інвестують у будівництво офшорних вітроелектростанцій для забезпечення сталого джерела електроенергії та створення робочих місць у сфері вітроенергетики. Зокрема, Європейський союз встановив амбіційні цілі щодо розвитку офшорної вітроенергетики і планує значно збільшити її виробництво до 2030 року.

Основна мета Євросоюзу полягає у забезпеченні стійкого та безпечного енергетичного майбутнього для своїх громадян. Ініціатива створення Європейської офшорної мережі з вітровими електростанціями відображає поєднання багатьох стратегічних цілей.

По-перше, Євросоюз прагне забезпечити диверсифікацію своїх джерел енергії та зменшення залежності від викопних енергоносіїв, таких як вугілля та нафта. Використання вітрової енергії дозволяє знизити викиди парникових газів та сприяє переходу до чистих та відновлюваних джерел енергії.

По-друге, Євросоюз прагне створити нові робочі місця та підтримати економічний розвиток у сфері вітрової енергетики. Розробка, будівництво та експлуатація офшорних вітроелектростанцій створюють робочі місця на всіх етапах процесу, включаючи проектування, виробництво обладнання, будівництво та обслуговування.

По-третє, Євросоюз прагне досягти своїх цілей зменшення викидів парникових газів та боротьби зі зміною клімату. Офшорні вітроелектростанції є ефективним способом виробництва енергії без викидів парникових газів, що сприяє зменшенню впливу на клімат та покращенню якості навколишнього середовища.

Євросоюз має амбітну мету досягти карбонової нейтральності до 2050 року, що означає значний зниження викидів парникових газів та залучення до 80 % відновлюваної енергії.

Офшорна мережа з вітровими електростанціями відіграє важливу роль у досягненні цих цілей, маючи низку позитивних переваг (табл. 1).

Розвиток офшорних вітрових електростанцій в Європі є однією з ключових галузей відновлюваної енергетики, і країни Європи проводять активну політику щодо їх розвитку. Основні напрямки політики по країнах можна узагальнити наступним чином. [4]

Данія: Данія є піонером у галузі офшорних вітрових електростанцій. Вона довгий час займається будівництвом та експлуатацією офшорних станцій і має значні досвід інтеграції вітроенергетики в енергетичну систему.

Велика Британія: Велика Британія є лідером у встановленні офшорних вітроелектростанцій в Європі. За даними 2021 року, загальна потужність їх офшорних проектів становила близько 10,4 ГВт. Офшорний вітропарк Hornsea у Великій Британії є найбільшим офшорним вітропарком у світі. Його загальна потужність становить 6ГВт. Офшорний вітропарк Rampton, який розташований на узбережжі Великої Британії, має потужність 400 МВт. [5]

Нідерланди: Нідерланди також активн просувають розвиток офшорних вітрових електростанцій. Вони відомі своїми інноваційними технологіями та досвідом у галузі будівництва плавучих вітроелектростанцій. За даними 2021 року, загальна потужність офшорних проектів в Нідерландах складала близько 2,5 ГВт. У Нідерландах знаходиться офшорний вітропарк Borssele, який є одним з найбільших офшорних вітропарків в Європі. Його потужність складає 1,5 ГВт. У серпні 2022 в Нідерландах, біля м. Амстердам, було офіційно введено в експлуатацію найбільший наземний вітровий парк Zeewolde, який складається з 83 вітрогенераторів загальною потужністю 320 МВт [5,6]

Німеччина: Німеччина є однією з провідних країн у розвитку офшорних вітрових електростанцій. У 2021 році їх загальна потужність становила близько 7,7 ГВт [5].

На рис. 1 подана карта генерації, яка відображає загальний рівень потужності генерації вітрової енергії в Європі. З даних на карті видно, що Данія являється лідером у виробництві вітрової енергії, де більшість електроенергії генерується саме від вітру (58,2 %). Литва (36,9 %) та Ірландія (35,6 %) також значно перевищують інші європейські країни у виробництві електроенергії за рахунок вітру. Німеччина має частку вітрової енергії, яка складає 22,9 %. Порівняно з країнами зі схожими показниками Німеччина має значно коротшу узбережну лінію і знижені вітрові умови. Підвищене виробництво вітрової

електроенергії в Німеччині переважно зумовлене значним прагненням бути екологічною країною без використання ядерної енергії [7].

Табл. 1. Переваги офшорної мережі з вітровими електростанціями

№	Перевага	Характеристика
1	Великий потенціал енергії	Офшорні вітроелектростанції мають великий потенціал виробництва енергії за рахунок сильних та стабільних вітрів у відкритих морських просторах. Вони можуть надати значний обсяг чистої енергії для використання в Європейському союзі
2	Мінімальний вплив на земельні ресурси	Офшорні вітрові електростанції розташовуються у відкритому морі, що дозволяє уникнути використання цінних земельних ресурсів на берегах або в сільськогосподарських районах. Це особливо важливо в щільно заселених регіонах
3	Мінімізація впливу на ландшафт і біорізноманіття	Офшорні вітрові електростанції мають мінімальний вплив на ландшафт, оскільки розташовуються в морській зоні. Це дозволяє зберегти природні області і збереження біорізноманіття
4	Стимулювання досліджень та інновацій	Розвиток офшорних вітрових електростанцій сприяє інтенсифікації досліджень і технологічних інновацій у сфері вітрової енергетики. Це сприяє покращенню технологій, збільшенню ефективності та зниженню вартості виробництва вітрових електростанцій
5	Сталість та довгострокова енергетична перспектива	Офшорні вітрові електростанції забезпечують стале виробництво електроенергії і мають потенціал стати надійним джерелом зеленої енергії на довгий термін. Вони використовують безмежний потенціал вітру, що забезпечує сталість постачання електроенергії незалежно від коливань цін на викопні палива

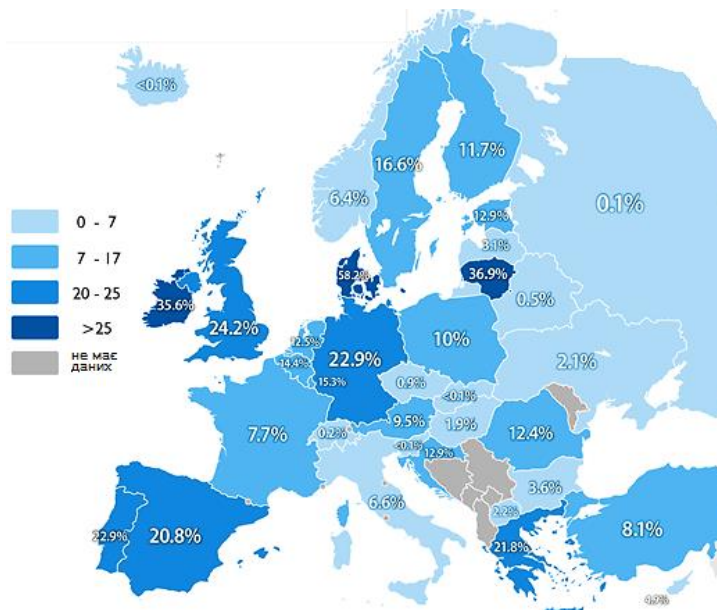


Рисунок 1 - вітрова потужність у відсотках до повної генерації країн Євросоюзу станом на 2021 рік

Реалізація плану Об'єднаної офшорної вітроелектростанції потребує спільних зусиль країн-членів Євросоюзу та компаній, спеціалізованих у вітровій енергетиці. Наразі в розробці плану Об'єднаної офшорної вітроелектростанції в Євросоюзі беруть участь кілька провідних компаній.

Одна з них - Orsted, датська компанія, яка вже має значний досвід у будівництві та експлуатації офшорних вітроелектростанцій. Датська компанія Orsted, раніше відома як DONG Energy, є світовим лідером у галузі офшорної вітрової енергетики. Компанія має значний досвід у розробці та будівництві офшорних вітроелектростанцій, включаючи інноваційні проекти, такі як Hornsea Project One - найбільша офшорна вітроелектростанція у світі [8].

Ще одна компанія, яка активно займається розробкою офшорних вітроелектростанцій, Siemens Gamesa. Вона є одним з провідних виробників вітроенергетичного обладнання у світі та володіє технологіями, що використовуються для будівництва великих офшорних вітроелектростанцій.

Vestas - компанія, що спеціалізується на розробці, виробництві та інсталяції вітроустановок. Вона вже має значний досвід в розробці офшорних вітроелектростанцій та впровадженні проектів в Європі та інших регіонах світу.

Додатково, залучення інших компаній індустрії вітрової енергетики, таких як General Electric, Nordex Group та MHI Vestas, безумовно відіграє важливу роль у розвитку офшорної мережі.

Аналіз планів та статистики офшорних вітроелектростанцій у Євросоюзі свідчить, що 9 країн сусідів планують перетворити Північне море на спільну "зелену електростанцію". Проект для Північного моря потужність у 20 ГВт це лише початок. У вересні 2022 році міністри енергетики країн-членів Європейського Союзу: Бельгії, Данії, Німеччини, Ірландії, Люксембургу, Нідерландів, Франції, Швеції, а також Норвегії, яка має тісні зв'язки з ЄС у багатьох сферах, узгодили та оприлюднили в Дубліні дуже амбіційний інвестиційний план [9], згідно якого вже до 2030 року потужність вітропарків у Північному морі збільшиться майже в чотири рази - до 76 ГВт, до 2040 року вона досягне 138 ГВт, а до 2050 року, коли в Європейському Союзі планують досягти кліматичної нейтральності, вона повинна досягти 260 ГВт.

Також у 2022 політичні лідери всіх прибережних країн Балтійського моря (крім росії) досягли подібних угод у Копенгагені: знову ж таки Німеччини і Данії, береги яких омивають обидва моря, а також Латвії, Литви, Польщі, Фінляндії, Швеції та Естонії. Поки Балтика значно відстає від Північного моря у сфері вітроенергетики, тому темпи будівництва вітропарків тут будуть вищими у найближчі роки. До 2030 року планується збільшити наявні потужності у сім разів і привести їх до приблизно 20 ГВт, які вже встановлені на північноморському шельфі. До 2050 року цей показник повинен зрости до 93 ГВт.

Паралельно з цими багатосторонніми угодами Німеччина і Данія також підписали двосторонню угоду про реалізацію проекту Bornholm Energy Island. Вона передбачає спільне будівництво вітропарків біля датського острова Борнхольм до 2030 року з потужністю близько 3 ГВт, які будуть з'єднані з енергетичними мережами як Данії, так і Німеччини.

На рис. 2 подано тенденцію будівництва вітроустановок з 2013 по 2022 рік у Європі. Таким чином у 2022 році нові вітрові установки в Європі склали 19,1 ГВт (16,7 ГВт на суходолі та 2,5 ГВт на морі). Цей рік був рекордним для Європи зі зростанням потужності установок на 4 % порівняно з попереднім роком. Однак установки не відповідали реалістичному сценарію очікувань від 2021 року на 12 % і значно відстали від показників, необхідних для досягнення цілей Європи у сфері клімату та навколишнього середовища [10].

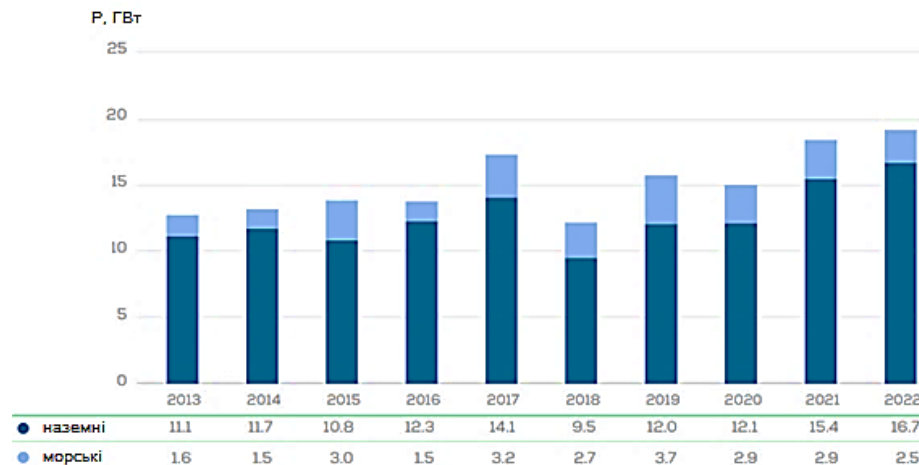


Рисунок 2 - тенденція введення потужності наземної та морської генерації в Європі по рокам.

На рис.3 наведено кількісні показники потужності введеної за 2022 рік у країнах Європи. Аналіз гістограми свідчить, що Німеччина, Швеція та Фінляндія спорудили найбільше вітрових електростанцій на суходолі. Майже половина офшорних установок були встановлені у Великій Британії, а Франція встановила свою першу велику офшорну вітроелектростанцію.

Планується введення в Європі нових вітроелектростанцій загальною потужністю 129 ГВт протягом періоду 2023...2027 років, з яких 98 ГВт буде встановлено в 27 країнах ЄС. Три чверті нових потужностей, доданих протягом 2023...2027 років, будуть знаходитися на суходолі. Очікується, що ЄС в середньому буде вводити 20 ГВт нових потужностей вітроелектростанцій щорічно протягом періоду 2023...2027 років.

Щоб досягти цієї мети до 2030 року, ЄС повинен вводити в середньому понад 30 ГВт нових вітроелектростанцій щорічно (рис.4).

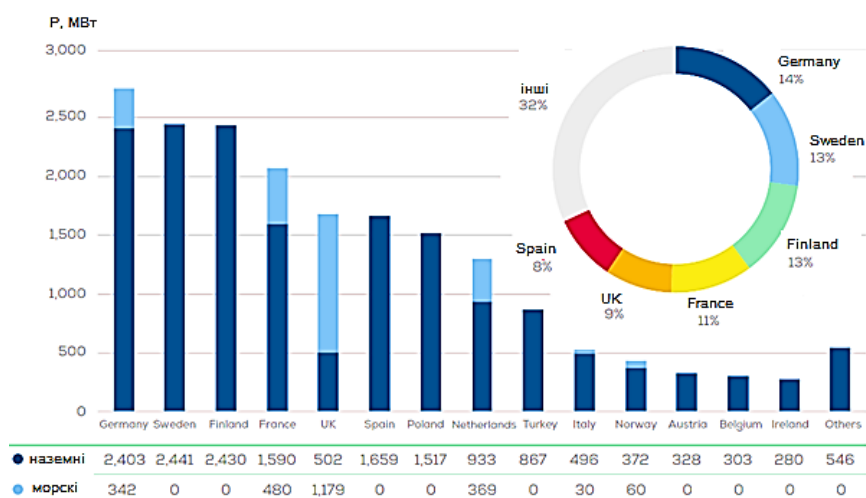


Рисунок 3 - введення нових потужностей в країнах Європи

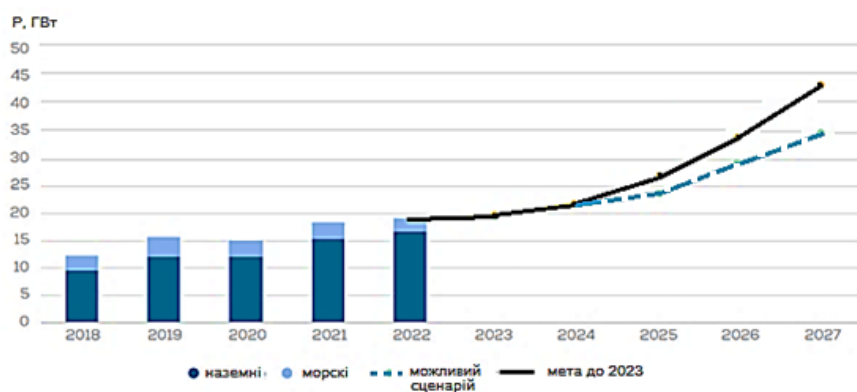


Рисунок 4 - плани введення потужності генерації на період до 2030 року за сценарієм WindEurope

Євросоюз планує розширювати обсяги виробництва вітроенергії та збільшувати потужність офшорних вітроелектростанцій. Згідно зі стратегією "Зелений курс" [11], Європейська комісія встановила амбіційну мету до 2050 року - досягти кліматичної нейтральності та забезпечити 100 % використання відновлювальної енергії. Для досягнення цих цілей заплановано розвиток більш як 60 ГВт офшорних вітроелектростанцій до 2030 року. Це передбачає значне збільшення виробничих потужностей та обсягів інвестицій у вітрову енергетику.

Реалізація проекту "Європейська офшорна мережа з вітровими електростанціями" потребує декількох кроків та спільних зусиль Європейського союзу в наступних напрямках:

– *Розробка стратегічного плану:* Європейський Союз повинен розробити стратегічний план, який визначатиме основні мети та кроки для створення офшорної мережі з вітровими електростанціями. Цей план має враховувати технологічні аспекти, енергетичну інфраструктуру, фінансування та правові рамки.

– *Залучення країн-членів:* ЄС повинен сприяти активній участі країн-членів у проекті, встановлюючи стимули та спільні правила. Залучення регіональних урядів, місцевих органів влади та зацікавлених сторін також може бути корисним для забезпечення широкої підтримки та сприяння реалізації проекту.

– *Фінансування:* Необхідне значне фінансування для розробки та встановлення вітрових електростанцій. ЄС може використовувати свої фонди, такі як Європейський фонд зеленої справедливості або Інструмент збільшення доступності, щоб сприяти фінансуванню проекту.

– *Технологічний розвиток:* ЄС повинен сприяти дослідженням та розвитку нових технологій для вітрової енергетики. Це може включати підтримку наукових досліджень, інноваційних стартапів та співпрацю з промисловими партнерами для розробки ефективних вітрових технологій та систем зберігання енергії.

– *Інфраструктура та трансграничне сполучення*: Європейська офшорна мережа з вітровими електростанціями потребує розвитку відповідної інфраструктури, включаючи морські кабелі, підстанції та інші з'єднувальні системи. ЄС має сприяти розвитку трансграничних сполучень та створенню правових рамок для спільного використання інфраструктури між країнами.

– *Законодавство та регулювання*: Європейський Союз повинен встановити відповідні норми та стандарти для офшорних вітрових електростанцій, включаючи правила з екологічної стійкості, безпеки та енергоефективності.

– *Залучення громадськості*: Важливо залучити громадськість до процесу планування та реалізації проекту, проводячи консультації, інформаційні кампанії та забезпечуючи прозорість дій. Такий підхід допоможе зменшити можливі конфлікти та отримати широкую підтримку для реалізації проекту.

Висновок

Європейська офшорна мережа з вітровими електростанціями стала визначною складовою сталого енергетичного розвитку в регіоні. Статистика розвитку офшорної вітроенергетики вказує на те, що країни Європи активно працюють над розвитком цього сектора, вкладаючи значні зусилля та ресурси.

Згідно з даними, Данія є лідером в області офшорних вітрових електростанцій, займаючи перше місце за кількістю установлених станцій. Нідерланди та Німеччина також значно відзначаються у цьому напрямку, маючи вражаючі показники розширення офшорних проектів.

Одним з найбільших проектів в Європі є офшорний вітропарк Hornsea в Великій Британії, який має досить значну потужність в 1,2 ГВт. На сьогодні це найбільший офшорний вітропарк у світі, що підкреслює зростаючу роль офшорної вітрової енергетики в регіоні.

На основі розглянутого матеріалу можна стверджувати, що Європейський Союз формує інтенсивні заходи в енергетичній сфері, щоб до 2050 року стати першим вуглецево-нейтральним континентом. Європейський Союз до 2030 року прагне скоротити викиди CO₂ на 55 %. Німеччина планує стати вуглецево-нейтральною до 2045 року.

Наведені дані демонструють неабиякий інтерес країн Європи до розвитку офшорних вітрових електростанцій. Це є підтвердженням зростаючого розуміння необхідності переходу до сталої та відновлюваної енергетики, а також зменшення залежності від традиційних джерел енергії, які негативно впливають на навколишнє середовище.

Щоб досягти цих цілей, Європі потрібне інтенсивне збільшення енергоефективності в промисловості, транспорті та домашніх господарствах. Частка безвуглецевої електроенергії в енергосистемі повинна збільшитися в геометричній прогресії з 20 % сьогодні – до 40..60 % в 2050 році.

Важливим є те, що європейські оператори системи передачі (TSO) намітили сформуванню електричної мережу, яка зможе підтримувати кліматичні амбіції суспільства.

Список використаної літератури

1. Декарбонізація опалення та охолодження — кліматичний імператив. [Retrieved from] <https://www.eea.europa.eu/publications/decarbonisation-heating-and-cooling>
2. REPowerEU: План стрімкого зниження залежності від російського викопного палива і швидкого просування «зеленого переходу» Retrieved from https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/uk/IP_22_3131
3. ENTSO-E's views on offshore development [Retrieved from] <https://www.entsoe.eu/outlooks/offshore-development/>
4. Offshore Wind Energy Market (By Components: Turbines, Electrical infrastructure, Support Structure; By Location: Shallow Water, Transitional Water, Deep Water; By Depth: 0 to ≤ 30 m, 30 to ≤ 50 m, 50 m; By Capacity: Up to 3MW, 3MW to 5MW, Above 5MW) - Global Industry Analysis, Size, Share, Growth, Trends, Regional Outlook, and Forecast 2022 – 2030 [Retrieved from] <https://www.precedenceresearch.com/offshore-wind-energy-market>
5. Netherlands dethrones UK and Germany as Europe's new wind power king [Retrieved from] <https://www.rechargenews.com/wind/netherlands-dethrones-uk-and-germany-as-europes-new-wind-power-king/2-1-969584>
6. Borssele Alpha offshore grid connection system Retrieved from <https://www.dnv.com/cases/borssele-alpha-offshore-grid-connection-system-163237>
7. WIND ENERGY GENERATION IN EUROPE [Retrieved from] <https://landgeist.com/2022/02/15/wind-energy-generation-in-europe/>
8. Ørsted's renewable-energy transformation [Retrieved from] <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/orsteds-renewable-energy-transformation>
9. Морські вітропарки стануть основною електроенергією Європи [Retrieved from] <https://www.dw.com/ru/morskie-vetroparki-stanut-osnovoj-elektroenergetiki-evropy/a-63140158>
10. Wind energy in Europe: 2022 Statistics and the outlook for 2023-2027 [Retrieved from] <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2022-statistics-and-the-outlook-for-2023-2027/>

11. A European Green Deal. Striving to be the first climate-neutral continent [Retrieved from] https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

V. Kyryk¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0003-0419-8934

Y. Shtefyrtsa¹, student, ORCID 0009-0009-5142-603X

¹National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

EUROPEAN OFFSHORE NETWORK WITH WIND POWER PLANTS

Problems The growth of electricity consumption and the change in climatic conditions present society with the challenge of ensuring sustainable and ecologically clean electricity production. For many countries, especially in the European Union, the transition to sustainable and ecologically clean energy sources has become a priority.

Objective A general overview and analysis of trends in the development of the network of offshore wind power plants located in the open sea on the continental shelf of European countries

Methodology of implementation The strategy for the development of a single European offshore network with wind power plants was used for research. The study of the effectiveness and advantages of offshore power plants was carried out in the variability of the advanced countries of the European Union..

Results An overview of the electric power industry of European countries that pursue an active policy in the field of offshore energy is given. The statistics on the generation of wind energy, the number and development of wind turbines in Europe are given. The main projects that have been implemented or are in the process of preparation have been considered. An analysis of the measures introduced by the European Union to increase the use of wind energy and reduce dependence on traditional energy sources and achieve carbon neutrality was performed.

Conclusions The European offshore network with wind power plants has become an important component of sustainable energy development in the region. Statistics on the development of offshore wind energy indicate that European countries are actively working on the development of this sector, investing significant efforts and resources.

Keywords: offshore network, green energy, climate neutrality, renewable energy, carbon neutrality

References

1. Decarbonization of heating and cooling is a climate imperative. [Retrieved from] <https://www.eea.europa.eu/publications/decarbonisation-heating-and-cooling>
2. REPowerEU: A plan for a rapid reduction in dependence on Russian fossil fuels and rapid advancement of the "green transition" [Retrieved from] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/uk/IP_22_3131
3. ENTSO-E's views on offshore development [Retrieved from] <https://www.entsoe.eu/outlooks/offshore-development/>
4. Offshore Wind Energy Market (By Components: Turbines, Electrical infrastructure, Support Structure; By Location: Shallow Water, Transitional Water, Deep Water; By Depth: 0 to ≤ 30 m, 30 to ≤ 50 m, 50 m; By Capacity: Up to 3MW, 3MW to 5MW, Above 5MW) - Global Industry Analysis, Size, Share, Growth, Trends, Regional Outlook, and Forecast 2022 – 2030 [Retrieved from] <https://www.precedenceresearch.com/offshore-wind-energy-market>
5. Netherlands dethrones UK and Germany as Europe's new wind power king [Retrieved from] <https://www.rechargenews.com/wind/netherlands-dethrones-uk-and-germany-as-europes-new-wind-power-king/2-1-969584>
6. Borssele Alpha offshore grid connection system [Retrieved from] <https://www.dnv.com/cases/borssele-alpha-offshore-grid-connection-system-163237>
7. WIND ENERGY GENERATION IN EUROPE [Retrieved from] <https://landgeist.com/2022/02/15/wind-energy-generation-in-europe/>
8. Ørsted's renewable-energy transformation [Retrieved from] <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/orsteds-renewable-energy-transformation>
10. Morski vitroparky stanut osnovnoiu elektroenerhiieu Yevropy [Retrieved from] <https://www.dw.com/ru/morskie-vetroparki-stanut-osnovnoj-elektroenergetiki-evropy/a-63140158>
11. Wind energy in Europe: 2022 Statistics and the outlook for 2023-2027 Retrieved from <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2022-statistics-and-the-outlook-for-2023-2027/>
12. A European Green Deal. Striving to be the first climate-neutral continent Retrieved from https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en
13. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

Надійшла: 29.09.2023

Received: 29/09/2023

DESIGN OF ELECTRICAL POWER TELEMETERING SYSTEM USING MICROCONTROLLER DEVICE VIA GSM

Traditionally, reading of energy meters is done by human operators who move from house to house collecting readings. This exercise requires huge labor operator numbers and a lot of time to achieve complete reading of meters in a particular area. This paper endeavors to do away with this problem by using a telemetering system. With this system, power can be measured from a remote site. To achieve this, readings from an energy meter on site are processed by a microcontroller device that then sends the energy consumption information to a Global System Mobile(GSM) module. The GSM module then sends this information using microwaves to a particular mobile subscriber who receives it in the form of an Short Message Service(SMS). The reading is also transmitted to a web based telemetering system through a server. In the remote site, a remote computer which can access the internet is able to obtain data from the server through the internet. The microcontroller is developed in such a way that it achieves communication between the energy meter and the particular server using Transmission Control Protocol(TCP) protocol. Software programs are also developed to facilitate transfer of data to the user at remote site. With the web based telemetering system connected to the internet, electrical energy measurements can be accessed globally. The efficiency of the transmission channel is important for the success of both SMS and web based telemetering systems.

Keywords: *Telemetering system; remote sites; GSM*

Introduction

There is an impending rise in operations costs due to the expansion of customer base. Therefore, the need to implement a system that can cut down on the annual expenditures incurred as a result of the process of taking readings manually is crucial to the company. Moreover, this traditional manual reading process is affected by the outside world whereby weather conditions, roads and transport conditions and other human factors play a huge role in the accessibility of the areas where measurements are to be taken. All these factors, affect the efficiency of meter reading process. A telemetering system that is based on both internet and mobile phone communication systems is thus to be designed. This system addresses the above mentioned difficulties together with the issue of human error which is prone to occur when an operator is taking meter readings. The telemetering system combines computer network technology and the wireless communication technology to improve the efficiency and reliability of electricity meter reading process, reduce the operating cost of the power company, avoid human error and enabling optimized modern management of the company. With the introduction of digital technology, analogue electromechanical meters have been replaced by digital electronic meters. This digital technology provides a good platform for the implementation of Automatic Meter Reading(AMR) system as it involves using an electronic system[1,2].

It must be noted that the concept of telemetering systems can be applied in many areas today, from meteorology to space science, water management, medicine and even military intelligence. However, this paper describes a telemetering system whose purpose is to measure electrical energy consumed by a particular consumer. Efficiency and reliability in retrieving the reading of a meter in the AMR system has proved to be a major challenge in the past. Many methods and technologies that use Power Line Carrier (PLC) communications, Supervisory and Data Acquisition (SCADA), Ethernet, internet Wi-Fi, Bluetooth, RF module, ZigBee have initially been developed to demonstrate the reliability, efficiency and effectiveness of AMR[3,4]. The above mentioned methods have proved to be either too expensive to implement and operate, they require complex setup of infrastructure as is the case of SCADA or are prone to error and reliability issues due to noise in the transmission line or weather condition. Rapid development of the GSM infrastructure in the past few decades has made wireless AMR system more reliable and possible. Therefore, focus will be aimed at the design of a system that will be able to take meter readings from a remote site and transmit these readings to a central station so that billing can be done by utilizing the GSM technology.

Methodology

In this section, the method used to implement the design is discussed using the following steps:

1. Measurement of energy consumed.
2. Transmission of the reading.
3. Reception of the reading.

To measure energy consumed, the current and voltage values are taken into consideration. The voltage value is taken as 240V, 50Hz which is the standard value of single phase voltage. This is the value of voltage that is used throughout this paper.

Current drawn on the other hand keeps changing depending on the load connected to the meter. Therefore changes in current determine the amount of energy being consumed per hour. The power factor for low power consumers does not go low easily since the currents drawn are low.

It must be noted that the load used in this paper is a purely resistive load, therefore the voltage is in phase with the current. This means that the power factor will always be 1 as the cosine of 0 is 1. The waveform for power will therefore always be positive and never negative for this resistive load. This means that power will always be dissipated by the resistive load, never returned to the source as is the case with reactive loads. For the high power consumers, reactive loads are mostly connected. This affects the power factor value.

Once the reading has been taken, it is processed by a microcontroller in the meter then transmitted to a central station using GSM technology. The GSM module has a Subscriber Identification Module (SIM) card which facilitates this transmission process.

The reading is then received either through SMS or to a web application. In this paper, the readings are received through SMS and also via a web application. With this, real time access to the readings of the meter can be obtained. However, to minimize too much traffic in the servers for a real world practical implementation, the meter can be programmed to send meter readings after every 15 minutes.

Measurement of energy consumed

At the measuring point, current needs to be stepped down to low values before they are allowed to flow to the microcontroller without damaging the device. For high current values, a current transformer of say 1000/5A can be used. By this, the microcontroller can be programmed to recognize that when it reads a value of 5A, then it knows that this is 1000A, therefore the value of current that will be transmitted to the central station is 1000A. This is for the case of heavy consumers of electricity. The flow of data in the measuring unit is as follows;

1-Analog input signals: In this case the input signals to the measuring unit is the current.

2-The Analog to Digital converter (AD), is part of the meter measuring system which generates calibrated instantaneous digital value of the current from the analog input signals. For this paper, this ADC is in the Arduino microcontroller device.

Data preparation

The processor determines the mean digital values from the instantaneous values and current generated from the ADC. These mean values are averaged for one second in each case. The mean values in one second are; active power, and current.

Signal processing

The microcontroller calculates the following measured quantities from the mean values provided by the signal processor:

- Mean active power in one second.
- Current in one second.

Simulation using Proteus software

A simulation of our work is carried out using Proteus software. This is carried out using the following set of components;

- Resistors.
- A liquid-crystal display (LCD).
- Power supply.
- A load of 240 Ohms.
- An Arduino Uno.
- Capacitors.
- ACS712T Hall Effect current sensor.

Current measurement

Current measurement is achieved using the ACS712T (20A). This current sensor is connected in series with the load to facilitate current measurement. The ACS712T is a sensing device that provides an economical and precise way of sensing AC current passing through it using the hall-effect principle.

The ACS712T is based on hall-effect. According to this principle, when a current carrying conductor is placed in a magnetic field, a voltage is generated across its edges perpendicular to the directions of both the current and the magnetic field.

Due to the presence of Lorentz force (force due to the combination of the magnetic and the electric forces), the current distribution is no longer across the hall element and thus a potential difference is created across the edges perpendicular to the directions of both the currents and the field. This voltage is called the hall voltage.

The ACS712 device consists of a precise, low-offset, linear hall sensor circuit with a copper conduction path that is located near the surface of the die. When current is applied through the copper conductor, a magnetic field is generated and this is sensed by the hall-element. The strength of the magnetic field is proportional to the magnitude of the current through the conductor. The signal conditioner and filter circuit which are on the chip stabilize the induced hall voltage to appropriate level so that it can be measured through an ADC channel of the microcontroller.

Terminals of the conduction path are completely electrically isolated from the sensor leads. The ACS712T therefore eliminates the risk of damaging the current monitoring circuit as a result of high voltage on the conduction side.

Since our research involves use of low frequency AC, 50Hz, an RC filter circuit is added at the output of the ACS712 device. This is useful to improve the signal to noise ratio. It must be noted that no resistor is connected in the RC filter, this is because the ACS712 contains internal resistor connected to the output of the on-chip signal amplifier. Therefore simple addition of an external capacitor between the filter pin and the ground would suffice. Since the bandwidth decreases with increasing capacitance, the datasheet of the ACS712 recommends to use 1nF for the capacitor to reduce noise under normal condition.

Output of the ACS712

The ACS712-05B can measure current up to $\pm 20A$ and provides an output sensitivity of 100mV/A (at +5V power supply). This means that for every 1A increase in the current through the conductor in the positive direction, the output voltage also rises by 100mV. At zero current, the output voltage is half of the supply voltage ($V_{CC}/2$). The voltage at zero current is found to be 2.4V when Proteus software is used in simulation. This value is close to the half way value of 2.5V. This is the offset of the ACS 712 current sensor.

The ACS712 provides a ratio output in that the zero output current and the device sensitivity are both proportional to the supply voltage, V_{CC} . This feature is useful since the ACS712 is used with an ADC and A/D conversion depends on the stability if the reference voltage used in the ADC operation. The ACS712 has a voltage stabilizer which makes the output to be constant at 2.5V.

Care must however be taken when working with the ACS712 sensor as it is susceptible to stray magnet fields. The following conditions could affect the value of current being sensed;

- 1.Stray field resulting from current flowing in a printed circuit board or an external current carrying conductor that is close to the ACS712.
- 2.External current carrying conductor is on the same plane as the current sensor.

Fig.1 below shows the absolute current error (in A) versus the distance of the hall element from the primary conductor (in mm) for different current values, in A.

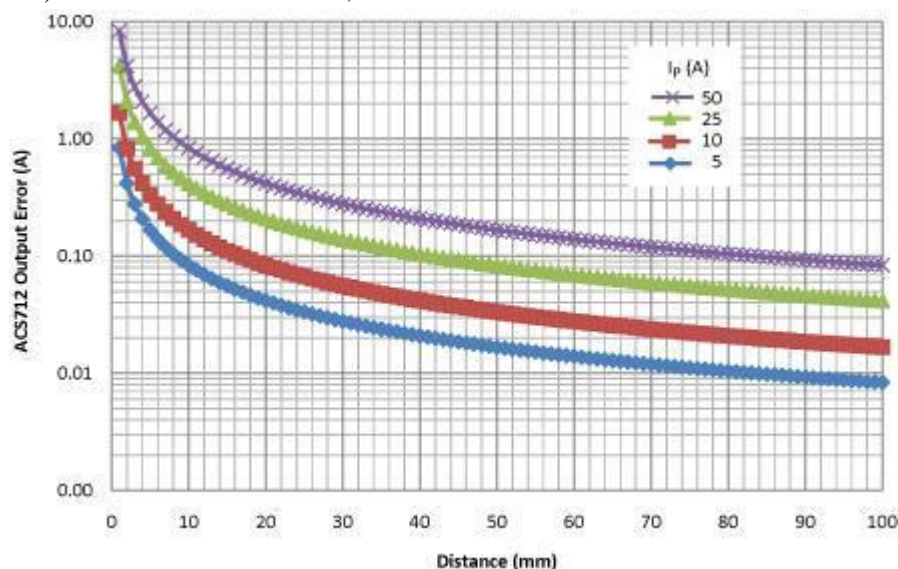


Fig.1 - absolute Output signal error versus distance between the hall element and the External PCB conductor at various levels of current

Shielding must therefore be done on the hall element to prevent stray magnetic fields from interfering with the measurements being taken.

Time measurement

Time is important since energy consumed is directly proportional to the period of time that the load is connected to the supply and is drawing current.

To measure time, no external hardware is needed as the Arduino has an inbuilt timer. The millis() function is used in the code. What this function does is that it returns the number of milliseconds since the board begin to run the program. Therefore from the instant the program is run, time starts to be taken into consideration.

With this functionality, the meter will give real time energy consumption readings which can then be transmitted.

Data processing

By scanning the mean values per second (active power, voltage, frequency, power factor), the microprocessor forms related measured quantities. This is done by the ATmega 328 on the Arduino Uno board.

These measured quantities are then displayed on an LCD display. A remote readout is also ready to be carried out at this point.

The Arduino Uno R3 microcontroller unit

The Arduino Uno is used to process the data readings and send them to the GSM module for transmission. The Arduino is a microcontroller board based on the ATmega328P. It has 14 digital input/output pins; 6 of which can be used as Pulse Width Modulation(PWM) outputs. It also has 6 analog inputs, a 16MHz quartz crystal, a Universal Serial Bus(USB) connection, a power jack, an In-Circuit Serial Programming (ICSP) header, and a reset button.

Transmission of measurements

The GSM module is interfaced with the microcontroller as shown in Fig.2 to ensure exchange of information on the measured quantities. In this case, the GSM module obtains information on the measured quantities from the microcontroller. A serial communication at some predetermined baud rate ensures communication between these two devices.

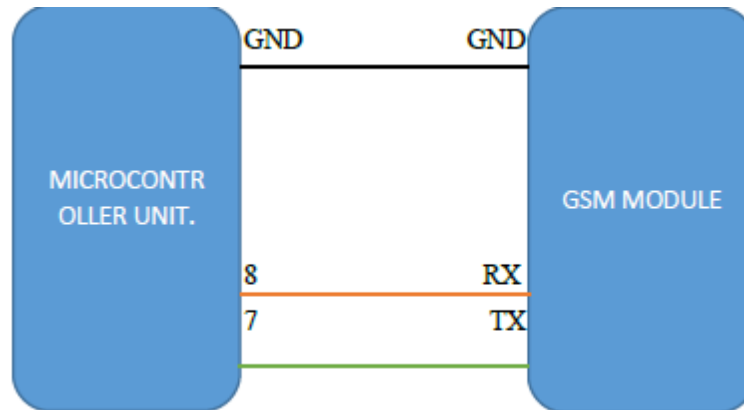


Fig.2 - interfacing of the GSM module and the microcontroller

The measuring unit has a unique serial number that makes it possible to interrogate it specifically and obtain all the information on the quantities being measured. This therefore provides real time access to measured quantities.

The GSM module used is the SIM 900A. This is an ultra-compact and reliable wireless module made by SIMcom that works well with the Arduino microcontroller unit. It is a complete dual-band GSM/GPRS module in the Surface Mount Technology(SMT) type and allows us to benefit from the small dimensions and cost-effective solutions. It has SMT pads and uses a single-chip processor integrating ARM926EJ-S. The module delivers the GSM/GPRS 900/1800MHz performance for voice, SMS, data and fax with low power consumption. With a small configuration of 24mm x 24mm x 3mm, the module can fit many space requirements for our applications.

Sending data using SMS

After calculations of power and energy consumed done by the microcontroller, the data is now ready to be sent to the central station.

Here, code is also written to make the SIM900A start operating in SMS text mode hence make it possible for the GSM module to send SMS to the mobile phone subscriber that is also specified. It must be noted that GSM module has two modes of operation, the SMS text mode and the SMS Protocol data Unit(PDU) mode. In SMS text mode, the SMSs are represented as readable text while in PDU mode, all SMS messages are represented as binary strings encoded in hexadecimal characters.

Within the code, delays of several seconds are used after every command to give the GSM module enough time to interpret and respond to the commands.

In specifying the SMS content being sent, the program is set such that it called voltage, current and energy outputs from the code used to measure the energy parameters. These outputs are then sent to the specified subscriber as indicated in the code. The received SMS has data on energy consumed, voltage and current values.

Sending data to a web application

ThingSpeak is also used to show the results of energy consumption. ThingSpeak is an open source Internet of Things (IoT) web application that can store and retrieve data using Hypertext Transfer Protocol(HTTP) and TCP protocols over the internet or through local area network. It enables sensor logging applications for various kinds of sensors. With the web application, values of energy consumed in KWh are recorded online on a real time basis. This data can be displayed in various ways. The one used in this case is a chart displaying energy consumed on the y-axis and the time of the day when the data is collected on the x-axis. This web application is advantageous because once the data is uploaded, it is stored in a database and can be queried on a specific date range for the purpose of analysis or whatever the user wants it for.

To upload energy consumption readings, a program is written for making the GSM module to transmit the measurements of energy consumed in KWh to ThingSpeak web application in real time.

In the code, a command that sought information about the registration status and access technology of the serving cell is written. This is important as it checks whether the SIM card can actually perform the tasks needed. These tasks include GPRS capability. Code that also attaches packet service is written, then the GSM module is set for single IP connection and the Access Point Name(APN) set according to the Internet Service Provider(ISP) used. For our case, we use Airtel APN. The GPRS is then enabled and an IP address obtained through the appropriate AT command as shown in the code. A TCP connection is then started to a remote address which for this case is api.thingspeak.com, the web application that would display the results remotely.

With the above settings made, data on electrical energy consumption is sent to the web application using the specified ATention(AT) command. The data is then ready for analysis from the web application.

Final design schematic diagram

The final design diagram is shown in Fig.3.

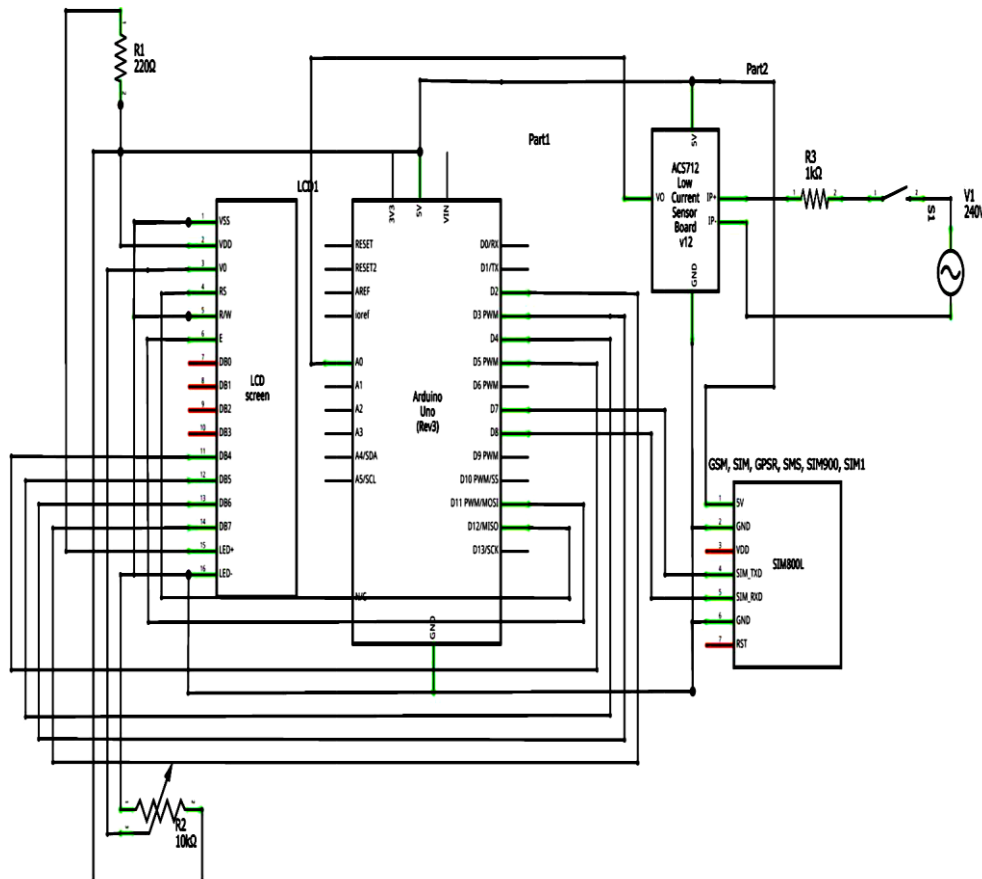


Fig.3 - final design

Results

The results in this paper are the measured quantities of current and energy consumed when different loads are connected. It is seen that a larger load draws more current and consequently consumed more energy. This phenomenon can be seen from the chart in Fig.4 showing energy consumption when different loads are connected.

From Fig.4, it can be seen that there is a variation on the energy consumed with time. The 100W load which is the largest load used for this paper, consumed an average of 0.66KWh. This can be seen on the chart at about 1800hrs while the 60W load consumption is at about 0.41KWh which can be seen on the chart at 2000hrs. It can also be observed that the energy consumed is fairly constant for any particular load. This means that the current drawn did not vary immensely for one connected load which is what is expected. In the calculation of energy consumed, the period of time for which the bulb is ON is 5hours. This is so as to ensure that the value of energy consumed is significantly larger for the purpose of recording the consumption.

From calculation:

$$P=V \times I$$

For the 100W load, with the supply voltage at 240V, 50Hz, the calculated value of current that should be drawn ignoring any losses is as follows:

$$I= P/V=100W/240V=0.4167A$$

The measured current was found to be 0.55A. The difference between these two values is found to be 0.133A. The 60W load on the other hand has the following calculated values of current:

$$I=60W/240V=0.25A$$

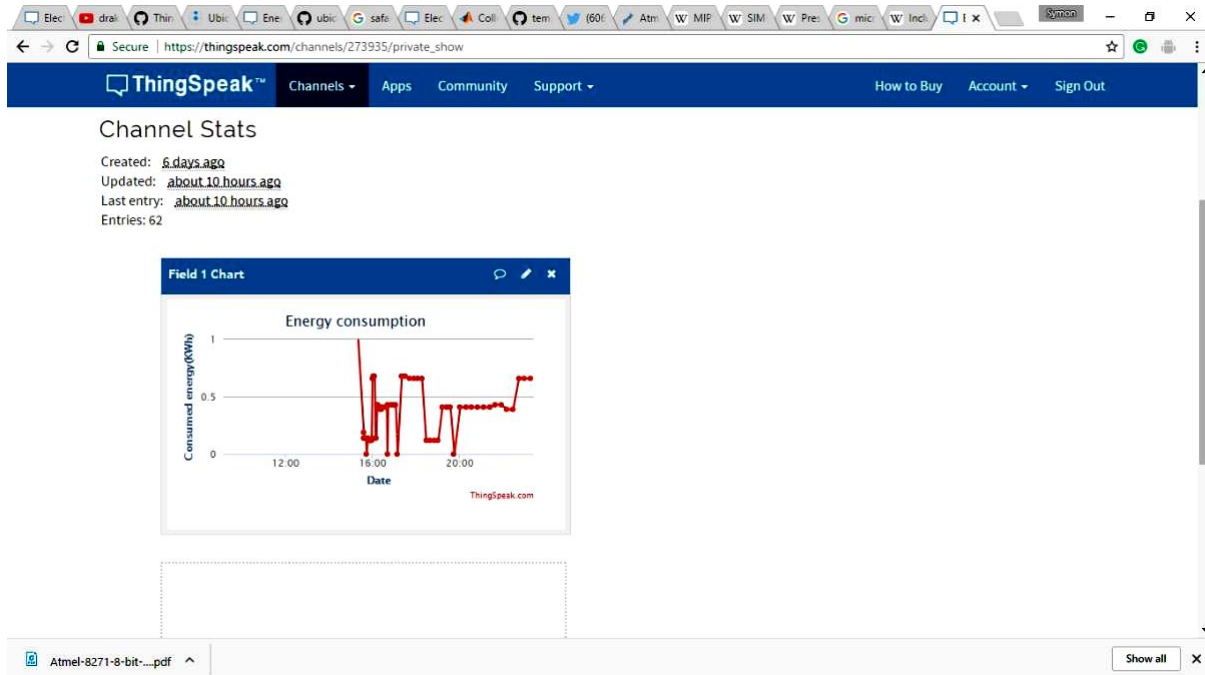


Fig.4 - chart showing energy consumption

This value is slightly different from the measured value of 0.35A. However it must be noted that the reading recorded when there is no current flowing is actually 0.12A, meaning that the ACS712T exhibits a zero error of 0.12A. Taking this error into consideration this, the value of current being drawn by the 100W load is

$$0.55-0.12=0.43A$$

This makes the percentage error to be:

$$\begin{aligned} & [(Calculated\ value - Measured\ value)/Calculated\ value] \times 100 \\ & = [(0.4167 - 0.43)/0.4167] \times 100 = 3.2\% \end{aligned}$$

While for the 60W load, the actual current measured is 0.35-0.12=0.23A and percentage error for this value is therefore 8%.

The small differences in these values are as a result of errors introduced by a difference in the supply voltage. This voltage is assumed to be constantly at 240V. This might not be the case at all times as this value could go down slightly thereby contributing to the difference in the two values of the currents.

As mentioned earlier, the values of energy consumed recorded on this particular chart are for a load that has been connected to the power supply for a period of 5hours.

For cumulative energy meter recording, the chart shown in Fig.5 shows measured energy consumption for a connected load of 60W over a period of 9 hours.

From the chart in Fig.5, it is observed that between midnight and 6am, the energy consumed increased steadily. This is because between this periods of time, the 60W load is connected to the supply and therefore consumes a total of 524Wh or 0.524KWh. The readings recorded on the web application can be seen from Table 1. It is also seen that the load is turned off at around 1927hrs and at 2052hrs. The utility company officer at the central location, must take this effect consideration so that when calculating the energy consumed for this particular consumer, only the peak values are summed.

The total consumption according to the chart is therefore 1217.11Wh or 1.217KWh as seen in Table 1.

For all these values of energy consumed, the current measured is found to be 0.35A. When you consider the 0.12A zero error value, then the actual value of current is 0.23A. Comparing this to the calculated current value of 0.25A, we get that the two are very close.

The readings are also obtained remotely through SMS. The photo in Fig.6 shows meter readings as received through SMS.

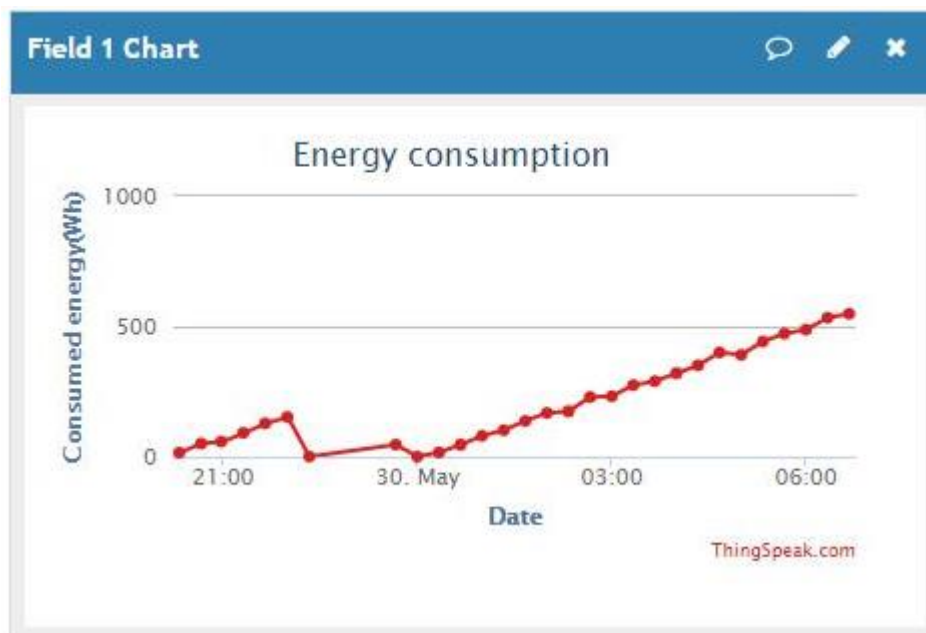


Fig.5 - chart showing meter reading as seen from the web application

This image best depicts the zero error that is talked about earlier. It is seen from the first reading that no load is connected yet, the recorded current value is 0.12A. In the code, an if statement is written so that if the value of current is less than 0.12A, then the meter would take this value of current as zero. Hence the reading of KWh above is 0.00. This would therefore take care of the problem where the meter records energy consumption in a case where no load is consuming any energy. The resistance of the connecting copper conductors may have contributed to the flow of this current when the load is off.

Table 1 Meter Readings on Web application at intervals of 10Minutes

Created_a t	Entry_id	Consumption (Wh)
2017-05-29 18:45:59 UTC	113	127.95
2017-05-29 19:08:01 UTC	114	152.31
2017-05-29 19:27:56 UTC	115	0.16
2017-05-29 19:38:57 UTC	116	15.37
2017-05-29 20:44:44 UTC	117	46.05
2017-05-29 20:52:47 UTC	118	0.05
2017-05-29 20:56:31 UTC	119	0.05
2017-05-29 21:00:26 UTC	120	0.05
2017-05-29 21:03:44 UTC	121	0.05
2017-05-29 21:09:09 UTC	122	0.15
2017-05-29 21:20:11 UTC	123	16.17
2017-05-29 21:31:13 UTC	124	32.16
2017-05-29 21:42:14 UTC	125	45.87
2017-05-29 21:53:16 UTC	126	58.05
2017-05-29 22:04:18 UTC	127	80.16
2017-05-29 22:15:20 UTC	128	91.57
2017-05-29 22:26:22 UTC	129	101.47
2017-05-29 22:37:23 UTC	130	122.04
2017-05-29 22:48:26 UTC	131	137.3
2017-05-29 22:59:27 UTC	132	152.54
2017-05-29 23:10:29 UTC	133	167.77
2017-05-29 23:21:30 UTC	134	173.86
2017-05-29 23:32:32 UTC	135	198.25

Table 1 (continue)

Created at	Entry_id	Consumption (Wh)
2017-05-29 23:54:36 UTC	136	228.72
2017-05-30 00:05:38 UTC	137	231.75
2017-05-30 00:16:39 UTC	138	259.19
2017-05-30 00:27:41 UTC	139	274.42
2017-05-30 00:38:43 UTC	140	304.17
2017-05-30 00:49:45 UTC	141	289.67
2017-05-30 01:00:47 UTC	142	320.15
2017-05-30 01:11:48 UTC	143	335.39
2017-05-30 01:22:50 UTC	144	350.62
2017-05-30 01:33:52 UTC	145	365.86
2017-05-30 01:44:54 UTC	146	400.15
2017-05-30 01:55:55 UTC	147	396.33
2017-05-30 02:06:57 UTC	148	390.99
2017-05-30 02:17:59 UTC	149	426.82
2017-05-30 02:29:15 UTC	150	442.06
2017-05-30 02:51:09 UTC	151	472.53
2017-05-30 03:02:06 UTC	152	487.77
2017-05-30 03:13:08 UTC	153	528.15
2017-05-30 03:35:12 UTC	154	533.47
2017-05-30 03:46:14 UTC	155	548.71
2017-05-30 03:57:15 UTC	156	958.74
TOTAL ENERGY CONSUMED		1217.11

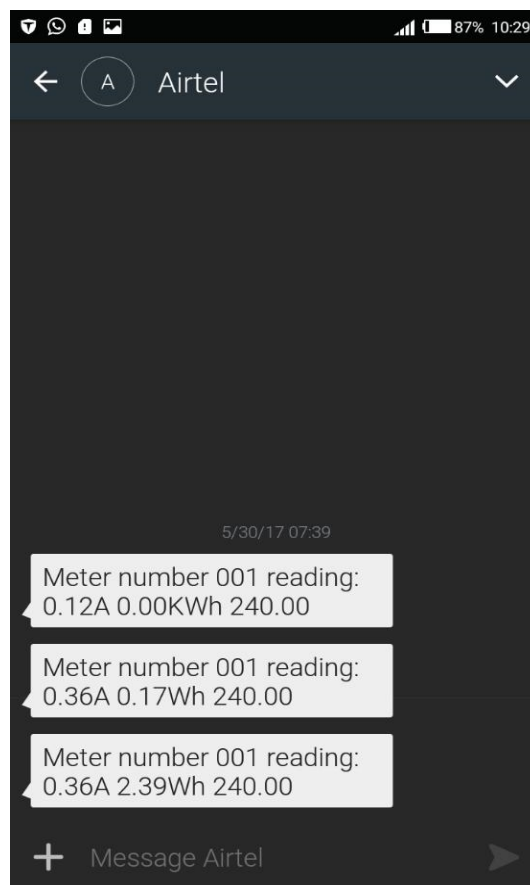


Fig.6 -screenshot of a meter reading as received by SMS

Conclusion

The telemetering system was designed using the Arduino Uno which has Atmega 328P microcontroller as the processing unit. An ACS712T (20A) current sensor was used as the current measuring unit while the GSM SIM 900A was the transmitting unit. The loads used were a 100W and 60W bulbs. Simulations were done on Proteus to test the working of the measuring unit with Arduino Uno. As demonstrated, real time measurements of current and energy consumption were transmitted using the GSM module to a mobile subscriber number and data on energy consumed uploaded to a web application called ThingSpeak.com. With this the objectives of the paper were fulfilled. The zero error exhibited from the measuring unit was taken into consideration while taking calculations of current drawn by the loads. Through this, it was seen that the percentage error of the measurements was quite small.

References

1. K. Jacob, and V. Ramanujam, "Telemetry in power systems," IETE Journal of Research, Vol.29, Issue 8, PP.373-377, 1983.
2. M. Jamil, F. Munir, A. Khan, and ; A. Mirza, "Telemetering & billing system for spatially distributed electrical power clients, " IEEE Conference of E-Tech, Pakistan, 2004.
3. T. Ratniyomchai, U. Jaithong, and T. Kulworawanichpong, "Power line carrier for power telemetering, "International Journal of Electrical and Computer Engineering Vol.5, No.8, PP. 975-978, 2011.
4. E. Önlü, C. Soner, M. Aytaç and H. İlker, " Development of telemetry system for electric powered vehicle, " International Journal of Current Research, Vol. 8, Issue 9, PP.38715-38719, 2016.

М. Абдулхамід¹, ORCID 0000-0003-2802-1420

¹Університет «Аль-Хікма»

ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ТЕЛЕВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З ВИКОРИСТАННЯМ МІКРОКОНТРОЛЕРНОГО ПРИСТРОЮ ЧЕРЕЗ GSM

Традиційно зчитування лічильників електроенергії здійснюють люди-оператори, які переходять від будинку до будинку, збираючи показання. Ця справа потребує величезної праці операторів і багато часу, щоб отримати повне зчитування лічильників у певній зоні. Ця стаття намагається усунути цю проблему за допомогою телеметричної системи. За допомогою цієї системи потужність можна вимірювати з віддаленого місця. Для цього показання лічильника електроенергії на місці обробляються мікроконтролерним пристроєм, який потім надсилає інформацію про споживання енергії до модуля Global System Mobile (GSM). Потім модуль GSM надсилає цю інформацію за допомогою мікрохвиль конкретному мобільному абоненту, який отримує її у формі служби коротких повідомлень (SMS). Зчитування також передається на веб-систему телеметрії через сервер. На віддаленому сайті віддалений комп'ютер, який має доступ до Інтернету, може отримувати дані від сервера через Інтернет. Мікроконтролер розроблено таким чином, що він забезпечує зв'язок між лічильником енергії та конкретним сервером за допомогою протоколу Transmission Control Protocol (TCP). Програмне забезпечення також розроблено для полегшення передачі даних користувачеві на віддаленому місці. Завдяки веб-телеметричній системі, підключеній до Інтернету, можна отримати доступ до вимірювань електроенергії в усьому світі. Ефективність каналу передачі важлива для успіху як SMS, так і веб-телеметричних систем.

Ключові слова: телеметрична система, віддалені сайти, GSM

Надійшла: 20.09.2023

Received: 20.09.2023

УПРАВЛІННЯ ВИТРАТОЮ ПАЛИВА ЕНЕРГОБЛОКА 200 МВт ПРИ РОБОТІ В РЕЖИМІ ЧАСТИХ ПУСКІВ

В контексті недостатньої кількості маневрових потужностей в Об'єднаній енергетичній системі України, енергоблоки 200 МВт використовуються для покриття пікових навантажень в змінних режимах роботи. При цьому спостерігається погіршення економічних показників енергетичного обладнання. Ефективність генерації електричної енергії безпосередньо залежить від режимів роботи енергоблоку. Тому було поставлена задача розроблення системи для раціоналізації режимів експлуатації з метою підвищення економічності. В якості цільової функція обрано середньорічну питому витрату умовного палива. Для розрахунку питомих витрат протягом року був використаний метод приведення всіх витрат при пуску і під час стаціонарної роботи до аналогічних витрат умовного палива. В якості факторів оптимізації обрано: час роботи енергоблоку протягом року, сумарна кількість пусків з різних теплових станів за 1 рік та доля пусків з різних теплових станів. Межі зміни факторів були обрані наступні: кількість годин роботи енергоблоку t_i від 2000 до 6500 годин на рік; річна кількість запусків n_i від 25 до 75 разів на рік; частка пусків з холодного стану металу CS_i від 0,1 до 0,9; доля пусків з гарячого стану GS_j в межах частки всіх пусків (гарячого і неостиглого) від 0 до 1. Розроблена математична модель дозволяє оцінити витрати палива для всіх можливих комбінацій режимних факторів. Для демонстрації роботи цієї системи були проведені розрахунки для конкретного енергоблоку потужністю 200 МВт з енергетичним котлом ТП-100 та паровою турбіною К-200-130. Основні параметри режиму роботи енергоблоку були визначені з використанням карти пусків та інструкції з експлуатації, розробленої виробником. Проведені розрахунки встановили раціональний розподіл режимних параметрів, при яких витрата умовного палива складає 334-340 г.у.п./кВт-год. Встановлено, що раціональне число годин використання енергоблоку $t_i = 5500-6500$ год/рік, при річній кількості пусків $n_i = 25-36$ рік-1, при цьому доля пусків має становити: з холодного стану металу $CS_i = 0,72-0,9$; з гарячого стану $HS_j = 0,1-0,28$; з неостиглого стану $US_{i,j} = 0-0,18$ і тоді відмінність між максимально раціональним та нераціональним режимами роботи складає 16,5 % (перевитрата палива 55 г.у.п./кВт-год).

Ключові слова: теплова електростанція, енергоблок, економічність, витрата, паливо, пуск, теплові стани, ефективність.

Вступ

Характерними особливостями енергосистеми України є певна переобтяженість базовими енергогенеруючими потужностями та суттєвий дефіцит маневрених енергоблоків. Як наслідок, спроектовані для роботи в базовому та напівбазовому режимі енергоблоки потужністю 200-300 МВт активно залучаються для компенсації піків та провалів споживання електричної енергії [1].

Енергоблоки 200-300 МВт теплових електростанцій України мають досить обмежений діапазон регулювання потужності та низьку питому вагу маневрування, тому в енергосистемі поширеною є щоденна зупинка 7-10 енергоблоків у період нічного провалу споживання з подальшими пусками блоків для покриття ранкового піку, повторна зупинка кількох блоків у денний час (через профіцит генерації внаслідок роботи сонячних електростанцій) та чергові пуски енергоблоків для забезпечення проходження вечірнього максимуму споживання [2]. Очевидно, що така робота обладнання призводить до суттєвого прискорення вичерпання ресурсних показників обладнання, підвищення аварійності, призводить до погіршення екологічних показників та перевитрат палива [3].

Значна кількість наукових та прикладних досліджень доводять ефективність застосування методів прогнозуючої оптимізації при вирішенні питань раціонального використання енергоресурсів та зменшення негативного впливу енергетичного сектору на навколишнє середовище [4-5]

Авторами [6] розроблено систему оцінки та прогнозування раціональних режимів експлуатації енергоблоків ТЕС. Дана система дозволяє уповільнити темпи зношення високотемпературних елементів парових турбін за рахунок обмеження числа нераціональних режимів експлуатації.

Для того, щоб оцінити енергетичну та економічну ефективність роботи блоків авторами [7], виконується порівняльна оцінка нормативних питомих витрат умовного палива. Аналіз питомих витрат виявив, що питомі витрати палива з 1990 року поступово зростали. Це пояснюється фізичним зносом блоків та якістю палива, а також тим, що ці блоки використовуються для покриття пікового навантаження в енергосистем, що прискорює їхній знос і погіршує експлуатаційні та економічні характеристики.

Враховуючи вище викладене, можна стверджувати, що наукове дослідження, спрямоване на розробку системи оптимізації режимів роботи окремого енергоблоку з метою забезпечення економічності та ресурсозбереження, є актуальним і важливим завданням. Впровадження такої системи дозволить генеруючим компаніям більш ефективно планувати стратегію експлуатації їх устаткування. Крім того, ця система має велике значення для прогнозування та формування структури генеруючих потужностей у сфері енергосистем. Ефективне планування дозволить значно знизити витрати на виробництво електричної енергії та запобігти передчасному зношенню основного енергетичного обладнання на теплових електростанціях.

Мета та задачі дослідження.

Метою даної роботи є розробка системи для розрахунку раціонального розподілу режимних параметрів енергоблоку 200 МВт, що здатні забезпечити мінімізацію витрат умовного палива при роботі енергоблоку в маневреному режимі протягом року. Для досягнення поставленої мети вирішуються наступні задачі:

- розрахунок і приведення до єдиного еквіваленту значення втрат теплової та електричної енергії при пуску, а також витрати палива для встановлення значення пускових втрат;
- вирішення задачі пошуку оптимального розподілу режимних параметрів енергоблоку для мінімізації середньорічної питомої витрати умовного палива, в якості цільової функції;
- визначення оптимальних комбінацій параметрів режиму роботи енергоблоку, які забезпечують мінімізацію витрат умовного палива енергоблоку потужністю 200 МВт.

Розрахунок втрат палива, теплової та електричної енергії при пусках енергоблоків ТЕС

Раціоналізація режимів експлуатації енергоблоків ТЕС з метою мінімізації витрати палива потребує обов'язкового встановлення величини та діапазону зміни енергетичних втрат для типових пускових та стаціонарних режимів роботи.

Ключова проблема при встановленні значення цих втрат полягає в тому, що повна витрата тепла при пусковому режимі завжди складається з безпосередньо самих теплових втрат, витрати електричної енергії для приводу електродвигунів механізмів та витрати палива.

Таким чином, оцінюючи пускові втрати палива ΔB_i , необхідно враховувати не лише саму перевитрату натурального палива, а й еквівалентну перевитрату палива, що компенсує наявні втрати тепла та електроенергії:

$$\Delta B_i = \Delta B_i^f + \Delta B_i^h + \Delta B_i^e + \Delta B_i^u \quad (1)$$

де ΔB_i^f , ΔB_i^h , ΔB_i^e – використане на i -му етапі пуску або розхолодження паливо, тепло від стороннього джерела і електроенергія на власні потреби, що зведені до паливного еквіваленту (т.у.п.);

ΔB_i^u – паливо, еквівалентне корисній електроенергії виданій в мережу в процесі розхолодження, навантаження і стабілізації при пуску.

Пусковий цикл енергоблоку зручно розбити на декілька етапів (рис. 1):

I – попередній прогрів проточної частини турбіни за рахунок подачі ущільнюючої пари;

II – поштовх ротора до частоти обертання холостого ходу (3000 об/хв, 50 Гц) з проміжними частотами обертання 500 та 1200 об/хв;

III – витримка ротора на частоті холостого ходу та синхронізація турбогенератора з енергосистемою;

IV – навантаження енергоблоку до номінальної потужності 200 МВт;

V – робота на номінальній потужності та стабілізація температурного поля проточної частини.

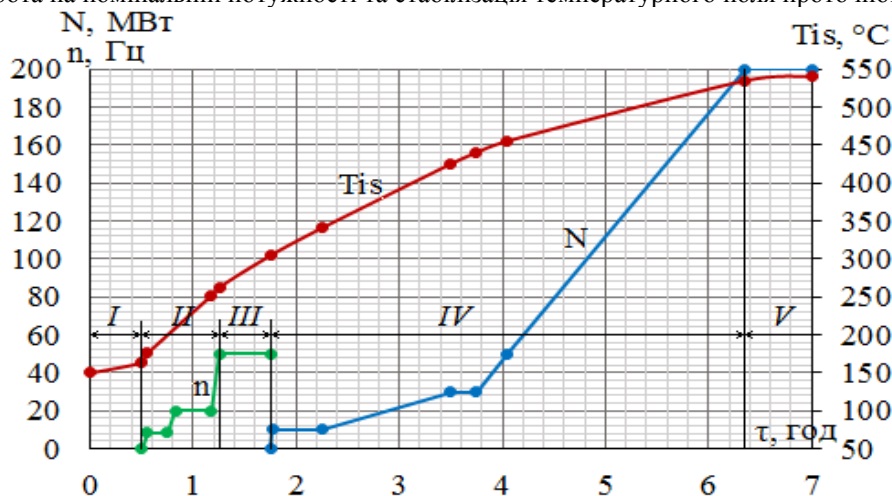


Рисунок. 1 - графік пуску енергоблоку 200 МВт з холодного стану металу ($t_m = 100\text{ }^\circ\text{C}$)

Для кожного з вказаних вище етапів визначаються основні складові паливних втрат з рівняння (1). Конкретні методики розрахунку пускових втрат, зазвичай, затверджено відповідними нормативними документами енергетичної галузі промисловості переважної більшості країн світу. В даному дослідженні використано методику, що представлена в нормативному документі “RD 34.09.106-94. Method for Calculation of Loss of Fuel, Electric Power and Steam During Startup of Power Units with Power of 160-1200 MW” [8].

Самі ж пускові режими роботи енергоблоків ТЕС прийнято класифікувати в залежності від температури металу перед початком пуску. Визначальною температурою, зазвичай, слугує температура металу першого ступеня, фланців в області паровпуску, або паровпускних патрубків.

В даній роботі пропонується розглянути наступні пускові режими роботи енергоблоків: пуск з холодного стану металу (CS) при температурі >150 °C, з неостиглого стану (US) при температурі 200-300 °C та з гарячого стану (HS) при температурі 410-460 °C.

Типовий графік пуску енергоблока 200 МВт з турбіною К-200-130 з холодного стану металу представлений на рис. 1. Даний графік охоплює моменти часу пуску енергоблоку від подачі ущільнюючої пари до кінцевих ущільнень циліндрів до виходу енергоблоку на електричну потужність 200 МВт та часткової стабілізації температурного поля проточної частини.

Розробка системи оцінки і прогнозування раціональних режимів роботи енергоблоків ТЕС для мінімізації витрат палива

Після визначення величини енергетичних втрат у режимах пуску та стаціонарної роботи енергоблоку на ТЕС можна розробити систему планування для оптимізації експлуатації. Головним кроком у цьому процесі є постановка та вирішення задачі оптимізації, яка спрямована на знаходження такого розподілу параметрів роботи енергоблоку, що мінімізує енергетичні втрати.

У якості цільової функції для цієї задачі оптимізації може бути використана питома витрата умовного палива b_{eq} . Ця функція є інформативною, оскільки враховує комплексні аспекти ефективності генерації електроенергії:

$$b_{eq}(\vec{x}) \rightarrow \min_{\vec{x} \in \bar{X}} b_{eq}(\vec{x}) \quad (2)$$

Розв'язком поставленої задачі буде таке значення $\vec{x}^{opt} \in \bar{X}$, що $b_{eq}(\vec{x}^{opt}) \leq b_{eq}(\vec{x})$ при всіх $\vec{x} \in \bar{X}$.

Іншими словами:

$$b_{eq}(\vec{x}^{opt}) = \min_{\vec{x} \in \bar{X}} b_{eq}(\vec{x}) \quad (3)$$

$$N_{X \min} \leq |\bar{X}| \leq N_{X \max} \quad (4)$$

де \vec{x} – вектор режимних параметрів, які впливають на b_{eq} ; \bar{X} – область існування вектору \vec{x} ; $N_{X \min}$, $N_{X \max}$ – межі існування складових вектору \vec{x} .

Для передбачуваної задачі, основними компонентами вектору \vec{x} (факторами оптимізації) пропонуються:

- 1) час роботи енергоблоку протягом року $t_{min} \leq t_i \leq t_{max}$.
- 2) сумарне число пусків з різних теплових станів за 1 рік $n_{min} \leq n_j \leq n_{max}$.
- 3) доля пусків з холодного стану від загального числа $CS_{min} \leq CS_k \leq CS_{max}$.
- 4) доля пусків з гарячого стану від загального числа $HS_{min} \leq HS_l \leq HS_{max}$.
- 5) доля пусків з неостиглого стану металу визначається за долями пусків з інших теплових станів $US_{k,l} = 1 - (CS_k + HS_l)$.

З огляду на вищевказане, отримано наступне рівняння для розрахунку середньорічної питомої витрати умовного палива на енергоблоці ТЕС:

$$b_{eq \ i,j,k,l} = \frac{B_1 \cdot t_i + \Delta B_{CS} \cdot n_j \cdot CS_k + \Delta B_{HS} \cdot n_j \cdot HS_l + \Delta B_{US} \cdot n_j \cdot (1 - (CS_k + HS_l))}{N \cdot (t_i - \Sigma t_{TS}) + E_{CS} \cdot n_j \cdot CS_k + E_{HS} \cdot n_j \cdot HS_l + E_{US} \cdot n_j \cdot (1 - (CS_k + HS_l))} \quad (5)$$

де B_1 – абсолютна витрата умовного палива, що витрачається за 1 годину роботи енергоблоку на номінальному навантаженні; ΔB_{CS} , ΔB_{HS} , ΔB_{US} – перевитрати умовного палива при кожному типі пуску, розраховані за рівнянням (1); N – номінальна потужність енергоблоку; E_{CS} , E_{HS} , E_{US} – кількість енергії, що видається в мережу протягом кожного типу пуску; t_i , n_j – число годин роботи та кількість пусків протягом року; CS_k , HS_l – доля пусків з CS і HS відповідно; Σt_{TS} – сумарний час витрачений на всі пускові режими.

Отже, в чисельнику рівняння (5) врахована загальна витрата умовного палива протягом всіх режимів роботи енергоблоку. Ця витрата включає в себе номінальну витрату протягом часу роботи t_i і суму перевитрат палива під час кожного типу пуску. У знаменнику подана загальна кількість енергії, що була згенерована під час номінального режиму та всіх пускових режимів роботи.

Залежно від характеру роботи в енергосистемі протягом року, можна виділити дві абсолютно протилежні стратегії експлуатації енергоблоку: повністю базовий режим роботи та повністю піковий режим.

У повністю піковому режимі роботи енергоблок має мінімальне напруцювання ($t_i \rightarrow t_{min}$), а кількість пусків, навпаки, максимальна ($n_j \rightarrow n_{max}$). Це призводить до того, що метал турбіни, ймовірно, не встигає охолонитись до температури нижче 150 °С, що відповідає запуску з холодного стану. Таким чином, переважатимуть запуски з гарячого та неостиглого стану, а пуски з холодного будуть мінімізовані – $CS_k \rightarrow CS_{min}$.

У повністю базовому режимі роботи ситуація буде протилежною: напруцювання енергоблоку максимальне ($t_i \rightarrow t_{max}$), а кількість пусків навпаки мінімальна ($n_j \rightarrow n_{min}$). У цьому випадку переважатимуть пуски з холодного стану $CS_k \rightarrow CS_{max}$.

Між цими двома абсолютно протилежними стратегіями роботи енергоблоку існує безліч варіацій з різними комбінаціями змінних режимних параметрів t_i , n_j , CS_k , HS_l серед яких існує оптимальний розподіл, який є раціональним.

З урахуванням вищевказаного, рівняння для розрахунку середньорічної питомої витрати умовного палива (5) може бути представлено у такому вигляді:

$$b_{eq\ ij} = \frac{B_1 \cdot t_i + n_i [CS_i \cdot \Delta B_{CS} + CS_i \cdot HS_j \cdot \Delta B_{HS} + CS_i \cdot (1 - HS_j) \cdot \Delta B_{US}]}{N \cdot [t_i - \Sigma t_{ij}^{TS}] + n_i [CS_i \cdot E_{CS} + CS_i \cdot HS_j \cdot E_{HS} + CS_i \cdot (1 - HS_j) \cdot E_{US}]} \quad (6)$$

$$\Sigma t_{ij}^{TS} = n_i [CS_i \cdot t_{CS} + CS_i \cdot HS_j \cdot t_{HS} + CS_i \cdot (1 - HS_j) \cdot t_{US}] \quad (7)$$

$$n_i = (n_{min} - n_{max}) \frac{t_i - t_{min}}{t_{max} - t_{min}} + n_{max} \quad (8)$$

$$CS_i = (CS_{max} - CS_{min}) \frac{t_i - t_{min}}{t_{max} - t_{min}} + CS_{min} \quad (9)$$

де t_{CS} , t_{HS} , t_{US} – час пуску енергоблоку з холодного, гарячого та неостиглого станів відповідно.

Застосування розробленої системи пошуку оптимального розподілу режимних параметрів для енергоблоку 200 МВт

На основі вищевказаного була розроблена система планування оптимальних режимів експлуатації енергоблоків ТЕС.

Для ілюстрації результатів цієї системи були проведені розрахунки для конкретного енергоблоку потужністю 200 МВт з енергетичним котлом ТП-100 та паровою турбіною К-200-130. Основні параметри режиму роботи енергоблоку були визначені з використанням карти пусків, розробленої виробником. Кількість енергії, яка генерується під час кожного пуску E_{CS} , E_{HS} , E_{US} , була розрахована шляхом інтегрування кривої електричної потужності турбогенератора з відповідних графіків запуску.

Результати цих розрахунків представлені на рис. 2. Межі зміни факторів були обрані наступні: кількість годин роботи енергоблоку t_i від 2000 до 6500 годин на рік; річна кількість запусків n_i від 25 до 75 разів на рік; частка пусків з холодного стану металу CS_i від 0,1 до 0,9; доля пусків з гарячого стану GS_j в межах частки всіх пусків (гарячого і неостиглого) від 0 до 1.

Ці результати дозволяють визначити оптимальні комбінації параметрів режиму роботи енергоблоку, які забезпечують мінімізацію витрат умовного палива та збільшення ефективності його роботи в контексті різних умов експлуатації.

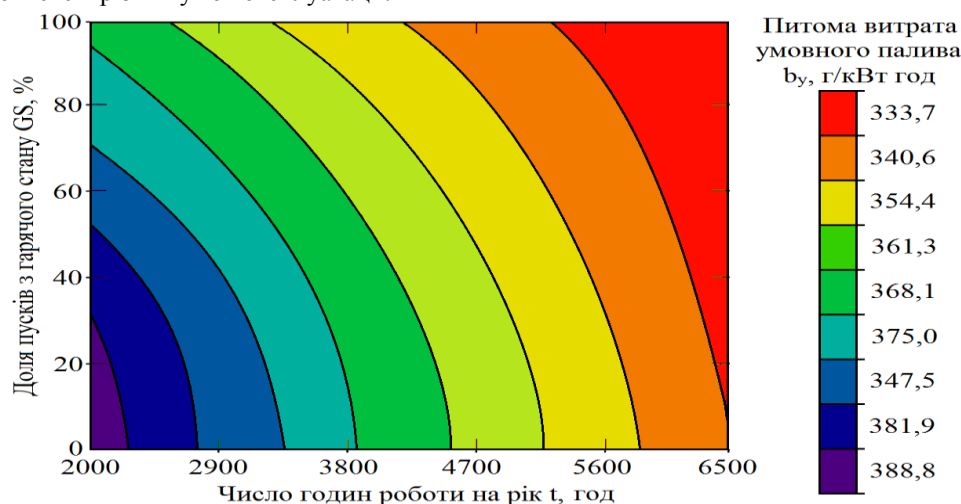


Рисунок 2 - діаграма питомої витрати умовного палива енергоблоку 200 МВт в залежності від його режимних параметрів

Аналізуючи отримані результати (рис. 2) можна відмітити, що раціональним розподілом режимних параметрів енергоблоку 200 МВт, що здатні забезпечити мінімізацію витрат умовного палива є:

- 1) число годин використання енергоблоку $t_i = 5500-6500$ год/рік;

2) річна кількість пусків $n_i = 25-36$ рік⁻¹;

3) доля пусків з холодного стану металу $CS_i = 0,72-0,9$, з гарячого стану $HS_j = 0,1-0,28$, з неостиглого стану $US_{ij} = 0-0,18$.

При роботі в даному діапазоні витрата умовного палива складає близько 334-340 г.у.п./кВт·год. Відмінність між максимально раціональним та нераціональним режимами складає 16,5 % (перевитрата 55 г.у.п./кВт·год).

Отримані результати, які вказують на те, що оптимальний режим експлуатації наближається до повністю базового режиму, є логічними, оскільки в повністю базовому режимі відсутні пускові перевитрати палива, що знижує загальні витрати. Але, слід зазначити що фактори, такі як умови функціонування енергосистеми і випадкові обставини, роблять неможливим експлуатацію енергоблоку виключно в повністю базовому режимі. Тому розумно брати до уваги певну міру компромісу між оптимізацією витрат палива і реалістичними умовами роботи.

Також, важливо пам'ятати, що отримані питомі витрати умовного палива є дещо ідеалізованими і базуються на принципах точного виконання пускових графіків роботи та відсутності помилок в експлуатації. В реальних умовах можуть виникати різні фактори та непередбачені обставини, що можуть вплинути на витрати палива. Тому важливо забезпечити надійний і безпечний робочий режим енергоблоку, дотримуючись всіх необхідних норм та стандартів експлуатації.

Висновки.

Енергоблоки теплових електростанцій часто залучаються до маневрених режимів експлуатації. Така робота обладнання призводить до певної перевитрати палива при змінних режимах експлуатації. Доцільно розробити систему для планування раціональних режимів експлуатації енергоблоків ТЕС з метою скорочення витрати палива. Для цього необхідно визначити оптимальні комбінації режимних параметрів роботи енергоблоку, таких як тривалість експлуатації, сумарна кількість пусків та дольовий розподіл пусків за типами теплових станів.

Сформовано задачу оптимізації та обрано середньорічну питому витрату умовного палива як цільову функцію. Поставлена задача розглядає можливі комбінації режимних параметрів та визначає витрату умовного палива для кожного з них.

Представлену вище систему планування раціональних режимів експлуатації апробовано для енергоблоку потужністю 200 МВт. Встановлено, що раціональне число годин використання енергоблоку $t_i = 5500-6500$ год/рік, при річній кількості пусків $n_i = 25-36$ рік⁻¹, при цьому доля пусків має становити: з холодного стану металу $CS_i = 0,72-0,9$; з гарячого стану $HS_j = 0,1-0,28$; з неостиглого стану $US_{ij} = 0-0,18$. При роботі в даному діапазоні витрата умовного палива складає близько 334-340 г.у.п./кВт·год. Відмінність між максимально раціональним та нераціональним режимами складає 16,5 % (перевитрата 55 г.у.п./кВт·год).

Список використаної літератури

1. Вплив роботи енергоблоків ТЕС в маневреному режимі на надійність та аварійність енергетичного обладнання / О. Ю. Черноусенко, В. А. Пешко // Вісник НТУ «ХП». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Харків : НТУ «ХП», 2016. – № 8(1180). – С. 100–106. – ISSN 2078-774X. – doi: 10.20998/2078-774X.2016.08.14

2. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву у 2021 році. (Затверджено постановою НКРЕКП № 394 від 20.04.2022) / Національна енергетична компанія «Укренерго». – Київ, 2022. – 123 с.

3. Вплив роботи у маневрених режимах енергоблоків ТЕС на техніко-економічні характеристики / О. Ю. Черноусенко, Л.С. Бутовський, О.О. Грановська, В.А. Пешко, О.С. Мороз // Проблеми загальної енергетики. – Київ, Ін-т загальної енергетики НАНУ, 2016. – № 2 (45). – С. 21-31. – doi: 10.15407/pge2016.02.043

4. Mayanti, B., Songok, J., Helo, P. (2021). Multi-objective optimization to improve energy, economic and, environmental life cycle assessment in waste-to-energy plant. *Waste Management* 127, 147-157. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2021.04.042>

5. Ding, N., Pan, J., Liu, J., Yang, J. (2019). An optimization method for energy structures based on life cycle assessment and its application to the power grid in China. *Journal of Environmental Management* 238, 18-24. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.02.072>

6. Chernousenko O., Rindyuk D., Peshko V., Chernov O., Goryazhenko V. (2020) Development of a System for Estimating and Forecasting the Rational Resource-Saving Operating Modes of TPP. *Eastern European Journal of Enterprise Technologies*. Vol 3, No 8(105), pp. 14-23. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2020.204505>

7. Дрьомін В.П., Костенко Г.П., Згуровець О.В. Аналіз витрат палива блоками ТЕС і можливостей їх економії при регулюванні електроспоживання. Проблеми загальної енергетики. 2008. Вип. 1(17). С. 73—77. URL: http://pge.org.ua/index.php?option=com_docman&task=art_list&mid=20081&gid=17&lang=ua

8. Пешко, В., Улітко, О., Ліщук, С. (2023). Оцінка перевитрати палива енергоблоком 200 МВт при пусках з різних теплових станів. *Scientific Collection «InterConf+»*, (33(155)), 296–304. <https://doi.org/10.51582/interconf.19-20.05.2023.027>

V. Peshko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0003-0610-1403

S.Lishchuk¹, Ph. D. student, ORCID 0000-0001-7874-5019

¹National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»

MANAGEMENT OF FUEL CONSUMPTION OF 200 MW POWER UNIT WHEN OPERATING IN FREQUENT START-UP MODE

In the context of insufficient maneuvering capacities in the United Energy System of Ukraine, 200 MW power units are used to cover peak loads in variable operating modes. At the same time, there is a deterioration in the economic performance of power equipment. The efficiency of power generation directly depends on the operating modes of the power unit. Therefore, the task was set to develop a system to rationalize operating modes in order to increase efficiency. The average annual specific fuel consumption was chosen as the objective function. To calculate the specific consumption during the year, the method of bringing all losses during start-up and stationary operation to similar consumption of conventional fuel was used. The following factors were selected as optimization factors: the power unit operation time during the year, the total number of starts from different thermal states for 1 year, and the proportion of starts from different thermal states. The limits of change in the factors were chosen as follows: the number of hours of power unit operation t_i from 2000 to 6500 hours per year; annual number of starts n_i from 25 to 75 times per year; the share of starts from the cold state of metal CS_i from 0.1 to 0.9; the share of starts from the hot state GS_j within the share of all starts (hot and un-cooled) from 0 to 1. The developed mathematical model allows to estimate fuel consumption for all possible combinations of operational factors. To demonstrate the operation of this system, calculations were performed for a specific 200 MW power unit with a TP-100 power boiler and a K-200-130 steam turbine. The main parameters of the power unit operation mode were determined using the start-up map and the operating instructions developed by the manufacturer. The calculations established a rational distribution of operating parameters, at which the consumption of conditional fuel is 334-340 g.c.f./kWh. It has been established that the rational number of hours of power unit operation is $t_i = 5500-6500$ h/year, with the annual number of starts $n_i = 25-36$ year⁻¹, while the share of starts should be: from the cold state of the metal $CS_i = 0.72-0.9$; from the hot state $HS_j = 0.1-0.28$; from the un-cooled state $US_{i,j} = 0-0.18$, and then the difference between the most rational and irrational operating modes is 16.5 % (fuel consumption of 55 g.c.f./kWh).

Keywords: thermal power plant, power unit, efficiency, consumption, fuel, start-up, thermal states, efficiency.

References

1. Chernousenko O., Peshko V. (2016). Influence of the operation of the power units of thermal power plants in the maneuvering mode on the aging rate of power equipment. *Bulletin of NTU "KhPI". Series: Power and heat engineering processes and equipment*, vol. 8(1180), pp. 100-106, 2016. – doi: 10.20998/2078-774X.2016.08.14
2. Report with estimates of the reliability (sufficiency) of generating capacities to increase the projected demand for electric energy and ensure the raw reserve in 2021/ National Power Company Ukrenergo. – Kyiv.-p.123
3. O. Chernousenko, L. Butovskiy, O. Granovska, V. Peshko, O. Moroz (2016) The influence of operation in maneuverable modes of TPP power units on technical and economic characteristics. *Problems of general energy*, vol. 2(45), pp. 21-31, 2016.- doi: 10.15407/pge2016.02.043
4. Mayanti, B., Songok, J., Helo, P. (2021). Multi-objective optimization to improve energy, economic and, environmental life cycle assessment in waste-to-energy plant. *Waste Management* 127, 147-157. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2021.04.042>
5. Ding, N., Pan, J., Liu, J., Yang, J. (2019). An optimization method for energy structures based on life cycle assessment and its application to the power grid in China. *Journal of Environmental Management* 238, 18-24. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.02.072>
6. Chernousenko O., Rindyuk D., Peshko V., Chernov O., Goryazhenko V. (2020) Development of a System for Estimating and Forecasting the Rational Resource-Saving Operating Modes of TPP. *EasternEuropean Journal of Enterprise Technologies*. Vol 3, No 8(105), pp. 14-23. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2020.204505>
7. Dromin V., Kostenko G., Zgurovets.(2008) Analysis of fuel consumption by TPP units and the possibilities of their savings when regulating electricity consumption. *Problems of general energy*. Problems of general energy, vol. 1(17), pp. 73-77, 2008.
8. Peshko V., Ulitko O., Lishchuk S. (2023) Estimation of fuel overconsumption by a 200 MW power unit when starting from different thermal conditions. *Scientific Collection «InterConf+»*, (33(155), 296–304. <https://doi.org/10.51582/interconf.19-20.05.2023.027>

Надійшла: 23.10.2023

Received: 23.10.2023

ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ

ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

УДК 621.316.925

DOI 10.20535/1813-5420.4.2023.290941

М.В. Гребченко¹, д-р. техн. наук, ORCID: 0000-0003-0055-9042

І.І. Кирушок¹, магістерка, ORCID: 0009-0000-4693-1642

¹Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

РОЗВ'ЯЗАННЯ СИСТЕМИ РІВНЯНЬ СТАНУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДЕФЕКТОМ ІЗОЛЯЦІЇ АБО З ОДНОФАЗНИМ ЗАМИКАННЯМ НА ЗЕМЛЮ

Запропоновано метод розв'язання системи рівнянь стану електричної мережі з ізольованою нейтраллю, яка створена за результатами вимірювання векторів струмів фаз присіднання навантаження і напруг фаз по відношенню до землі, що дозволяє визначати виникнення дефектів ізоляції, в тому числі однофазні замикання на землю, а також визначати відстань до місця однофазного замикання на землю. У відомій системі рівнянь стану електричної мережі додатково враховано параметри поздовжнього опору фаз лінії, які складаються з опору до точки замикання й опору за точкою замикання фази на землю. За рахунок спрощення схема заміщення з додатковими опорними фазами лінії перетворюється у точно таку ж схему, як й схема без врахування опорів фаз лінії, завдяки чому визначення опору лінії до точки замикання виконується за допомогою відомого алгоритму. На математичній моделі вузла мережі проведена оцінка точності визначення відстані до точки замикання. Встановлено, що до основних факторів впливу на точність відносяться співвідношення значень ємнісної провідності лінії та мережі, відстань до місця замикання, а також опір в місці замикання. У разі використання автоматичної корекції похибка визначення відстані до точки замикання з опором 0,1 Ом не перевищує 0,9% майже на всій довжині лінії. Запропоновані аналітичні вирази для визначення провідності ізоляції та відстані до локального дефекту ізоляції. Наведено елементи алгоритму визначення відстані до місця локального дефекту ізоляції і результати оцінки точності метода для особового випадку замикання фази на землю, у якому не враховується перехідний опір у місці замикання. Автоматичний вибір замикань з низьким опором в місці замикання забезпечується за рахунок перевірки значення визначеного активного опору, а також перевірки напруги пошкодженої фази по відношенню до землі.

Ключові слова: система рівнянь стану, замикання на землю, розрахунок, відстань, параметри режиму

Часто стан електричного обладнання оцінюється за результатами вимірювання безпосередньо значень струмів, напруг та інших параметрів режиму тільки для однієї фази. Наявність значень векторів струмів та напруг для трьох фаз надає можливість створення більш повної моделі елемента електричної системи. Розв'язання такої системи рівнянь стану електричної мережі дозволяє одночасно визначати виникнення дефектів ізоляції, замикань фази на землю і відстані до локальних дефектів ізоляції, а також визначати виникнення міжфазних коротких замикань.

В мережі з ізольованою нейтраллю проблема забезпечення точності визначення відстані до точки замикання на землю обумовлена незначними значеннями струму замикання фази на землю, а також наявністю перехідного опору в місці замикання. Зазвичай відстань до місця замикання визначається за результатами розрахунку опору ділянки лінії до цього місця. Взагалі, із-за відсутності необхідності швидкого вимкнення обладнання із замиканням на землю, часу для відшукування місця пошкодження майже завжди достатньо.

Разом з тим для обмеження впливу перенапруг на ізоляцію мережі, які виникають на початковій стадії замикання фази, необхідно забезпечити швидке вимкнення пошкодженого присіднання. В першу чергу це стосується мереж з кабелями із зшитого поліетилену, якщо відсутні інші заходи обмеження перенапруг.

Відомий метод [1] забезпечує визначення появи замикання та значення опору дефекту ізоляції на підставі розв'язання ітераційним методом системи рівнянь стану мережі, створеної за результатами вимірювання векторів параметрів режиму. Відповідно до методу на рис.1 наведена схема заміщення

приєднання навантаження. Вектори фазних струмів $\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$ та напруг фаз $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$ по відношенню до землі відповідають режиму роботи приєднання.

Для режиму роботи приєднання система струмів фаз:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_A &= \dot{U}_A \cdot \underline{Y}_{AI} + (\dot{U}_A - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{AL} \\ \dot{I}_B &= \dot{U}_B \cdot \underline{Y}_{BI} + (\dot{U}_B - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{BL} \\ \dot{I}_C &= \dot{U}_C \cdot \underline{Y}_{CI} + (\dot{U}_C - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{CL} \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

де $\underline{Y}_{AL}, \underline{Y}_{BL}, \underline{Y}_{CL}$ і $\underline{Y}_{AI}, \underline{Y}_{BI}, \underline{Y}_{CI}$ - відповідно поздовжні і поперечні провідності приєднання.

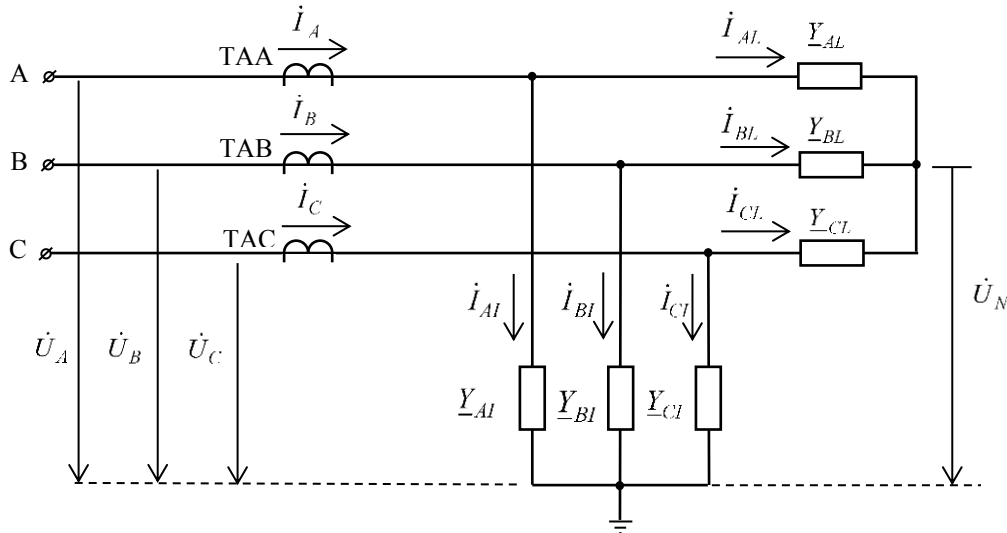


Рисунок 1 - схема заміщення приєднання навантаження

Наприклад у окремому випадку, у якому значення поздовжньої провідності трьох фаз навантаження рівні між собою $\underline{Y}_{AL} = \underline{Y}_{BL} = \underline{Y}_{CL}$, а провідності ізоляції двох фаз однакові $\underline{Y}_{AI} = \underline{Y}_{CI}$, із системи (1) для замикання фази B провідність ізоляції фази A:

$$\underline{Y}_{AI} = \frac{\dot{I}_A \cdot (\dot{U}_C - \dot{U}_N) - \dot{I}_C \cdot (\dot{U}_A - \dot{U}_N)}{\dot{U}_A \cdot (\dot{U}_C - \dot{U}_N) - \dot{U}_C \cdot (\dot{U}_A - \dot{U}_N)} \quad (2)$$

Але метод [1] не дозволяє визначати відстань до точки замикання, а у загальному випадку для розв'язання системи рівнянь стану ітераційними методами може знадобитись певний час.

В розглянутому в [2] способі пошуку пошкодження в електричній системі, яка розподілена на складові частини, використовуються фазові змінні, якими в момент пошуку є контрольовані параметри. Цей спосіб дозволяє визначати тільки елемент мережі, в якому виникло замикання, а в результаті обходу лінії визначається місце пошкодження. Дистанційний метод визначення відстані до місця замикання на землю [2] шляхом накладання на електричну мережу високочастотного сигналу застосовується тільки на відключеній лінії й в ньому виникає необхідність у застосуванні заходів з підвищення точності.

Спосіб [3], заснований на контролі стоячих хвиль, забезпечує визначення відстані до місця замикання з похибкою від 1% до 3,5%, але для його застосування необхідно вимикати повітряну лінію.

Способи [4-6] дозволяють визначати відстань до місця замикання, але в них або не враховуються параметри режиму [4,6] або не враховуються ємнісні провідності [5].

Спосіб визначення відстані до місця пошкодження [7], заснований на контролі параметрів режиму і параметрів мережі, призначений для активних розподільних мереж з відновлюваними джерелами, тобто для мережі з декількома джерелами живлення.

Таким чином, розглянуті відомі методи визначення відстані до точки однофазного замикання на землю не завжди забезпечують малий час, або призначені для використання тільки для певних електричних мереж.

Метою роботи є створення швидкодіючого методу визначення відстані до місця замикання на землю із низьким опором в місці замикання на підставі розв'язання системи рівнянь стану мережі.

Для розроблення методу запропоновано використовувати параметри режиму пошкодженого приєднання і схему заміщення цього приєднання (рис.1) з врахуванням поздовжнього опору лінії.

Вважається що будь яке приєднання складається з лінії (повітряної або кабельної) і навантаження.

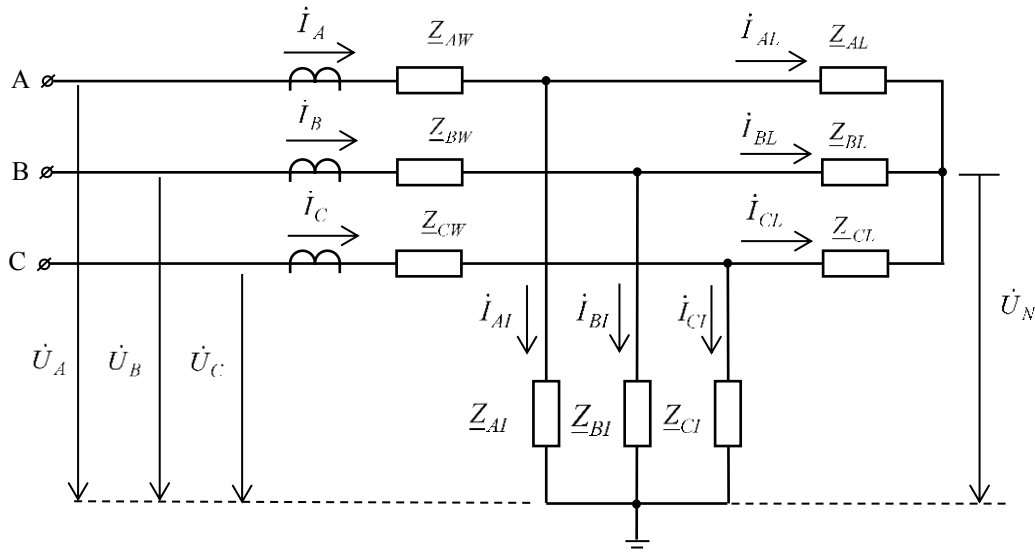


Рисунок 2 - схема заміщення приєднання навантаження з урахуванням параметрів лінії W

Розглянемо схему заміщення приєднання, яка складається з схеми заміщення лінії та навантаження. З метою спрощення схеми заміщення приєднання навантаження скористуємось для лінії Т-подібною схемою заміщення. Елементи схеми введені їх опорами.

Додавання в схему заміщення (рис.1) опору фаз ліній дає можливість визначати опір частини лінії – тобто опір до точки замикання, наприклад, Z_{AW}^* , у фазі A. У цьому випадку друга частина опору фази лінії Z_{AW}^{**} враховується в Z_{AL} :

$$\underline{Y}_{AW} = \frac{1}{Z_{AW}^* + Z_{AI}} \quad , \quad (3) \qquad \underline{Y}_{AL} = \frac{1}{Z_{AW}^{**} + Z_{AL}} \quad , \quad (6)$$

$$\underline{Y}_{BW} = \frac{1}{Z_{BW}^* + Z_{BI}} \quad , \quad (4) \qquad \underline{Y}_{BL} = \frac{1}{Z_{BW}^{**} + Z_{BL}} \quad , \quad (7)$$

$$\underline{Y}_{CW} = \frac{1}{Z_{CW}^* + Z_{CI}} \quad , \quad (5) \qquad \underline{Y}_{CL} = \frac{1}{Z_{CW}^{**} + Z_{CL}} \quad . \quad (8)$$

Врахування визначень (3) – (8) приводить схему заміщення рис.2 до схеми рис.1, а стан режиму описується тією ж системою рівнянь (1). Вказане перетворення штучне й має тільки часткове теоретичне обґрунтування. Результати перевірки припустимості перетворення наведені в цій статті.

Способи розв’язання системи рівнянь (1) для різних варіантів співвідношення параметрів елементів схеми наведені в [1]. Результатом розв’язання є провідності $\underline{Y}_{AW}, \underline{Y}_{BW}, \underline{Y}_{CW}$. Для визначення відстані до точки замикання, наприклад, у фазі B треба з формули (4) визначити Z_{BW}^* .

Для окремого випадку, для якого визначена провідність \underline{Y}_{AW} за формулою (2), провідність у пошкодженій фазі B, з урахуванням перетворень системи (1), отримаємо значення поздовжньої провідності фази B:

$$\underline{Y}_{BW} = \frac{\dot{U}_A \cdot (\dot{U}_B - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{AW} - \dot{I}_A \cdot (\dot{U}_B - \dot{U}_N) + \dot{I}_B \cdot (\dot{U}_A - \dot{U}_N)}{\dot{U}_B \cdot (\dot{U}_A - \dot{U}_N)} \quad (9)$$

Практичне значення має визначення відстані до так званих металевих замикань, тобто в формулі (4) Z_{BI} наближається до нуля. Такий розрахунок проведено на математичній моделі повітряної лінії 10 кВ

довжиною 37 км, смісна провідність якої в 10 разів менше за смісну провідність мережі. Результати визначення похибки по відношенню до всієї довжини лінії розрахунку відстані наведені на рис.3.

Недоліком є зростання похибки визначення у разі зростання значення перехідного опору.

Результати досліджень для замикань на землю через перехідний опір 0,1 Ом без корекції та з автоматичною корекцією результату розрахунку значення провідності ізоляції наведено на рис.4. Похибки у кожній точці визначались по відношенню до відстані цієї точки замикання. На першому етапі визначалась провідність за формулою (9), а далі – за формулою (4) визначалось значення активного опору до точки замикання (рис.4, крива -1).

Метод можна застосовувати для визначення відстані не тільки до металевих замикань, а ще у тих випадках, коли відоме значенням опору в місці замикання.

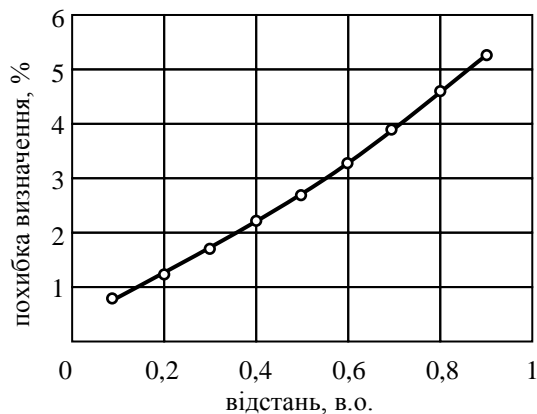


Рисунок 3 - похибка визначення відстані замикання на землю

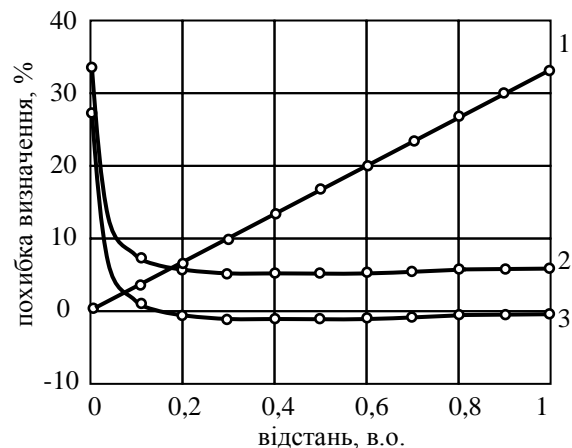


Рисунок 4 - похибка визначення відстані замикання на землю при опорі 0,1 Ом
1 - визначений активний опір лінії, Ом; 2 - похибка визначення відстані без корекції; 3 - похибка визначення відстані з корекцією

Корекція виконувалась з постійним коефіцієнтом незалежно від відстані до точки замикання. З метою зниження похибки при замиканнях на початку лінії необхідно застосувати нелінійну корекцію.

Для забезпечення визначення відстані тільки при замиканнях, які мають опір менше ніж 0,1 Ом, в алгоритмі розрахунків введено дві перевірки: за першою перевіряється не перевищення визначеним опором значення активного опору лінії, а за другою перевіряється не перевищення напругою пошкодженої фази значення максимальної напруги при замиканні в кінці лінії.

Висновки

1. Запропонований метод розв'язання системи рівнянь стану електричної мережі, записаної на підставі плинних значень параметрів режиму, дозволяє визначати відстань до точки замикання на землю з низьким перехідним опором. Введення автоматичної корекції забезпечує значення похибки визначення відстані, яке не перевищує 1% при замиканнях майже вздовж всієї лінії. Застосування методу також дозволяє визначати відстань до замикань з відомим значенням опору в місці замикання.

2. Метод відрізняється від відомих тим, що для його використання не потрібно визначати смісні провідності лінії та мережі або вимірювання струмів нульової послідовності.

3. Розглянуту систему рівнянь стану електричної мережі можна використовувати для визначення не тільки локальних дефектів ізоляції, а також для визначення однофазних замикань на землю і міжфазних коротких замикань.

Список використаної літератури

1. Гребченко М.В. Спосіб безперервного визначення комплексної провідності ізоляції фаз відносно землі електричного приєднання навантаження / Гребченко М.В., Гребченко В.М. Патент на винахід UA № 51177. Україна. №2002010644; Замовл.25.01.2002; надрук. 15.12.2004. Бюл. №12.
2. Кутін В.М. Методи та засоби пошуку пошкоджень в розподільчих мережах з повітряними лініями електропередачі напругою 6-35 кВ: монографія / В.М. Кутін, В.В. Луцяк. – Вінниця: ВНТУ, 2011–160 с.
3. Коваленко Л. Р. Удосконалення методів визначення місць однофазних замикань на землю в мережах 10 та 35 кВ/ Л.Р. Коваленко, О.І.Коваленко // Праці Таврійського державного агротехнологічного університету. Технічні науки. – 2015. – Вип.15, т. 2. – С. 223-229. – Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Ptdau_2015_15_2_32
4. Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Визначення відстані до місць однофазних замикань на повітряних лініях. *Техн. електродинаміка*. 2016. № 4. С. 83-85. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2016.04.083>

5. Гребченко М.В. Спосіб визначення відстані до місця виникнення локального дефекту ізоляції та опору цього дефекту у розподільчих мережах / Гребченко М.В., Бельчев І.В. Патент на винахід UA №100180. Україна. G01R31/08; №а2011 03318; Заявл. 21.03.2011; надрук. 26.11.2012. Бюл. № 22

6. Миронов О.С. Спосіб визначення відстані до місця однофазного замикання на землю або дефекту ізоляції в електричних мережах з ізольованою та компенсованою нейтраллю / Миронов О.С., Дяченко М.Д., Бурлака В.В., Бублик С.К. Пат. 94145 Україна, МПК G 01 R 31/08. Власник – Приазовський державний технічний університет. UA. – №а200908198; заявл. 03.08.2009; опубл. 10.02.2010, Бюл. № 3.

7. Cesar Orozco-Henao, Arturo Suman Bretas, Juan Marin-Quintero, Andres Herrera-Orozco, Juan Diego Pulgarin-Rivera and Juan C. Velez. Adaptive Impedance-Based Fault Location Algorithm for Active Distribution Networks. Appl. Sci. 2018, 8, 1563; doi:10.3390/app8091563 www.mdpi.com/journal/applsci

M.Grebchenko¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID: 0000-0003-0055-9042

I. Kyrushok¹, student, ORCID: 0009-0000-4693-1642

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

SOLUTION OF THE SYSTEM OF STATE EQUATIONS OF AN ELECTRICAL NETWORK WITH AN INSULATION DEFECT OR WITH A SINGLE-PHASE GROUND FAULT

A method for solving the system of equations of the state of an electric network with an isolated neutral is proposed, which is created based on the results of measuring the current vectors of the load connection phases and the phase voltages in relation to the ground, which allows to determine the occurrence of insulation defects, including single-phase short circuits to the ground, and also to determine distance to the single-phase ground fault location. In the well-known system of equations of the state of the electrical network, the parameters of the longitudinal resistance of the line phases are additionally taken into account, which consist of the resistance to the shorting point and the resistance beyond the point of shorting the phase to the ground. Due to simplification, the replacement circuit with additional line phase resistances turns into exactly the same circuit as the circuit without taking into account the line phase resistances, due to which the determination of the line resistance to the closing point is performed using a known algorithm. The accuracy of determining the distance to the closing point was evaluated on the mathematical model of the network node. It was established that the main factors affecting accuracy include the ratio of the capacitance values of the line and the network, the distance to the shorting point, as well as the resistance at the shorting point. When using automatic correction, the error in determining the distance to the shorting point with a resistance of 0.1 Ohm does not exceed 0.9% over almost the entire length of the line. Analytical expressions for determining insulation conductivity and the distance to a local insulation defect are proposed. The elements of the algorithm for determining the distance to the location of a local insulation defect and the results of the accuracy assessment of the method for the specific case of a phase-to-ground fault, in which the transient resistance at the fault location is not taken into account, are given. Automatic selection of circuits with low resistance at the point of the circuit is ensured by checking the value of the determined active resistance, as well as checking the voltage of the damaged phase in relation to the ground.

Keywords: system of state equations, ground fault, calculation, distance, mode parameters

References

1. Grebchenko M.V. The method of continuous determination of the complex conductivity of the insulation of the phases relative to the ground of the electrical connection of the load / Grebchenko M.V., Grebchenko V.M. Patent UA No. 51177. Ukraine. No. 2002010644; Order 25.01.2002; imprint 15.12.2004. Bul. No. 12.
2. Kutin V.M. Methods and means of finding damage in distribution networks with overhead power lines with a voltage of 6-35 kV: monograph / V.M. Kutin, V.V. Lutsyak – Vinnytsia: VNTU, 2011–160 p.
3. Kovalenko L., Kovalenko A. Improvement of methods for determining the locations of single-phase earth faults in 10 and 35 kV networks. Bull. 15 Number 2. 2015. - p. 223-229 // Proceedings of the Tavri State Agro-Technological University. Technical sciences. – 2015. – Bull.15, Number 2. – p 223-229. http://nbuv.gov.ua/UJRN/Ptdau_2015_15_2_32
4. Grebchenko N.V., Maximchuk V.F., Pilipenko J.V. Determination of the distance to the single-phase circuits on overhead lines *Tekhnichna Electrodynamika*, . 2016. - No. 4. – pp.83-85. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2016.04.083>
5. Grebchenko N.V. The method of determining the distance to the place of occurrence of a local insulation defect and the resistance of this defect in distribution networks / Grebchenko N.V., Belchev I.V. Patent UA No. 100180. Ukraine. G01R31/08; No. a2011 03318; order 21.03.2011; imprint 26.11.2012. Bul. No. 22
6. Pat. 94145 Ukraine, MPC G 01 R 31/08 (2011.01). Mironov O.S., Dyachenko M.D., Burlaka V.V., Bublik S.K. Azov State Technical University. U.A. - №а200908198; dec. 08/03/2009; publ. 10.02.2010, Bull. Number 3.
7. Cesar Orozco-Henao, Arturo Suman Bretas, Juan Marin-Quintero, Andres Herrera-Orozco, Juan Diego Pulgarin-Rivera and Juan C. Velez. Adaptive Impedance-Based Fault Location Algorithm for Active Distribution Networks. Appl. Sci. 2018, 8, 1563; doi:10.3390/app8091563 www.mdpi.com/journal/applsci

Надійшла: 16.06.2023

Received: 16.06.2023

В.П. Калінчик¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0003-4028-0185

О.В. Бориченко¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-6127-2945

В.В. Калінчик¹, канд. техн. наук, ORCID 0000-0003-3931-646X

О.В. Мейта¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-4132-5202

В.А. Побігайло¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0003-2673-7329

¹Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ НАПРУГИ ЯК ЗАСІБ РЕГУЛЮВАННЯ НАВАНТАЖЕННЯ

В статті обґрунтовано регулювання режимами електроспоживання виробничих об'єктів за рахунок управління режимами напруги в системі електропостачання. Показано, що регулювання електроспоживання за допомогою споживачів - регуляторів (СР) досить часто пов'язане зі збитками, що виникають при відключенні СР. Дослідження показали, що позитивну роль у підвищенні ефективності оптимізації режимів електроспоживання може зіграти і управління режимами напруги в системі електропостачання, що впливає на його рівні. Показано, що доцільне комплексне вирішення проблеми управління електроспоживанням як за рахунок управління СР, так і впливу на режими напруги системи електропостачання. Показано, що регулюючий ефект навантаження характеризується статичними характеристиками. Розв'язання задачі формування статичних характеристик можливе двома способами: через здійснення активних експериментів та на основі інтегрування статичних характеристик окремих споживачів. Для виявлення статичних характеристик навантаження проводились експериментальні дослідження. Експерименти проводились на трансформаторах головної понижуючої підстанції підприємства хімічної промисловості, обладнаних РПН. Побудовані експериментальні статичні характеристики, які мають зміни лінійного характеру. Параметри моделі визначені за методом найменших квадратів. Побудовані експериментальні та аналітичні статичні характеристики. Процедура управління режимами напруги для регулювання навантаження реалізована в системі управління електроспоживанням.

Ключові слова: управління, навантаження, регулювання, напруга, електроспоживання, статичні характеристики.

Вступ. В сформованій енергетичній галузі України базові електрогенеруючі потужності суттєво переважають маневрові, які вкрай необхідні для ефективного покриття потреб в електроенергії, особливо в періоди пікового попиту на неї [1].

Дефіцит потужності в години пікових навантажень, екстенсивне використання електроенергії ускладнюють підтримання балансу між потужностями генерації та споживання. Все це привело до необхідності введення обмежень електричного навантаження виробничих споживачів.

Створення маневрових електроенергетичних потужностей вимагає значних коштів і, що не менш важливо, значного часу. Іншим шляхом вирішення цієї задачі є управління електроспоживанням, яке до останнього часу зв'язувалось з регулюванням потужності споживачів-регуляторів (СР) систем електропостачання (СЕ) промислових підприємств. Управління електроспоживанням через регулювання потужності споживачів-регуляторів стало важливим фактором зменшення навантажень промислових об'єктів, направленим на виконання обмежень енергопостачальних компаній.

Управління споживачами-регуляторами (СР) нормального режиму передбачає наявність технологічних заділів, що сприяють забезпеченню безперервного функціонування технологічного процесу під час переведення до позапікового споживання цих СР [1]. Відключення СР або зниження їх потужності проводиться залежно від реального електроспоживання підприємства та обмежень, що накладаються енергосистемою.

Проте регулювання електроспоживання за допомогою СР досить часто пов'язане зі збитками, що виникають при відключенні СР.

Тим часом, як показують дослідження [2-7] позитивну роль у підвищенні ефективності оптимізації режимів електроспоживання може зіграти і управління режимами напруги в системі електропостачання (СЕ), що впливає на його рівні.

В зв'язку з цим доцільне комплексне вирішення проблеми управління електроспоживанням як за рахунок управління СР, так і впливу на режими напруги СЕ.

Метою роботи є підвищення ефективності регулювання режимами електроспоживання виробничих об'єктів за рахунок управління режимами напруги в системі електропостачання.

Викладення основного матеріалу. В розрахунковій моделі навантаження розподільної мережі задається своїми статичними характеристиками

$$P = F(U, \omega) \quad (1)$$

Вираз (1) часто апроксимується поліномом виду [8]

$$P = 1 - a_p - b_p - c_p + a_p U + b_p U^2 + c_p \bar{\omega}, \quad (2)$$

коефіцієнти a_p, b_p, c_p - постійні.

Регулюючий ефект навантаження по напрузі при постійній частоті k_{pU} досить повно характеризує зміни навантаження при малих відхиленнях напруги. Із визначення регулюючого ефекту випливає, що у виразі (2)

$$a_p + 2b_p = k_{pU}, c_p = k_p. \quad (3)$$

Нехтуючи незначною нелінійністю $b_p \approx 0$, статичну характеристику (2) можна представити як

$$P = 1 - k_{pU}(1 - U). \quad (4)$$

Розв'язання задачі формування статичних характеристик можливе двома способами: через здійснення активних експериментів та на основі інтегрування статичних характеристик окремих споживачів. Орієнтація на другий спосіб можлива при обмеженому числі різнотипних електроприймачів. В даній роботі статичні характеристики будемо досліджувати через здійснення експериментів.

Регулювання напруги розподільних мереж можна здійснювати шляхом змінення коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів; ступеня збудження вольтодобавочних уставок; шляхом обмеження перетоків потужності; подовжньою компенсацією.

В залежності від того, на якому рівні мережі використовують технічні засоби регулювання напруги, їх можна віднести:

а) до засобів централізованого регулювання напруги, які дозволяють змінювати рівень напруги на шинах центрів живлення (головні понижуючі підстанції – ГПП, центральні розподільні пункти – ЦРП);

б) до засобів місцевого регулювання напруги, якими забезпечуються розподільні мережі, як правило, промислових підприємств (трансформаторні підстанції – ТП, розподільні пункти – РП).

Для здійснення регулювання в центрах живлення електричних мереж передбачаються технічні засоби на основі змінення коефіцієнта трансформації або генерації реактивної потужності шляхом зустрічного регулювання напруги [9].

Рекомендується [9] пониження напруги на 5 ... 10 %. Ефективним способом досягнення цього є використання засобів регулювання напруги під навантаженням (РПН), якими забезпечуються силові трансформатори. РПН забезпечують регулювання в межах 12 % (8x1,5 %) для напруги 35 кВ та 16 % (9x1,78 %) – для напруги 110 кВ та вище.

Для місцевого регулювання напруги застосовуються: лінійні регулятори; конденсаторні установки; розподільні трансформатори з РПН [9]. Лінійні регулятори використовують для незалежного регулювання напруги для частини споживачів аналогічно як для ЦРП. Ефективність лінійних регуляторів особливо проявляється в мережах великої довжини з дротами малого перетину.

Експериментальні дослідження статичних характеристик. Експериментальні дослідження проводились для виявлення статичних характеристик навантаження.

Експерименти проводились на трансформаторах головної понижуючої підстанції (ГПП) підприємства хімічної промисловості, обладнаних РПН.

Результати досліджень для двох трансформаторів (Т1,Т2) ГПП наведені в таблицях 1 і 2.

Таблиця 1 Експериментальні статичні характеристики - ГПП (Т1)

U, кВ	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1	6,0	5,9	5,8	5,7
P, кВт	27230	27150	27110	27060	26890	26840	26800	26750	26690

Таблиця 2 Експериментальні статичні характеристики - ГПП (Т2)

U, кВ	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1	6,0	5,9	5,8	5,7
P, кВт	22000	21900	21860	21800	21780	21700	21680	21650	21590

Експериментальні статичні характеристики за даними, наведеними в таблицях 1 і 2, показані на рисунках 1,2.

Відповідно до міждержавного стандарту ГОСТ 13109-97 напруга в мережі може змінюватись в межах від -5 % до + 5 %, тобто від 6,3 кВ до 5,7 кВ. Тоді регулюючий ефект від змінення напруги визначиться:

Для ГПП (Т1),

$$P_1 = 27110 - 26690 = 420(\text{кВт});$$

Для ГПП (Т2),

$$P_2 = 21860 - 21590 = 270(\text{кВт}).$$

Сумарне зменшення навантаження по активній потужності по підприємству може скласти :
 $P_C = P_1 + P_2 = 420 + 270 = 690$ (кВт).

Аналізуючи рисунки 1, 2 видно, що статичні характеристики мають зміни лінійного характеру.

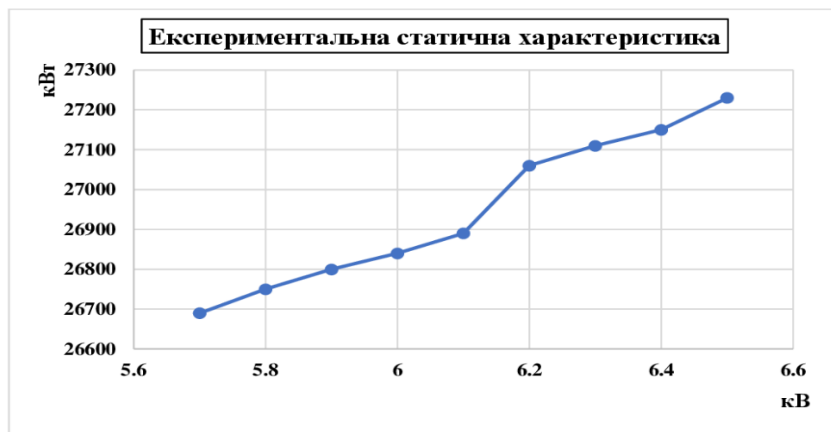


Рисунок 1 - Експериментальна статична характеристика Т1 ГПП

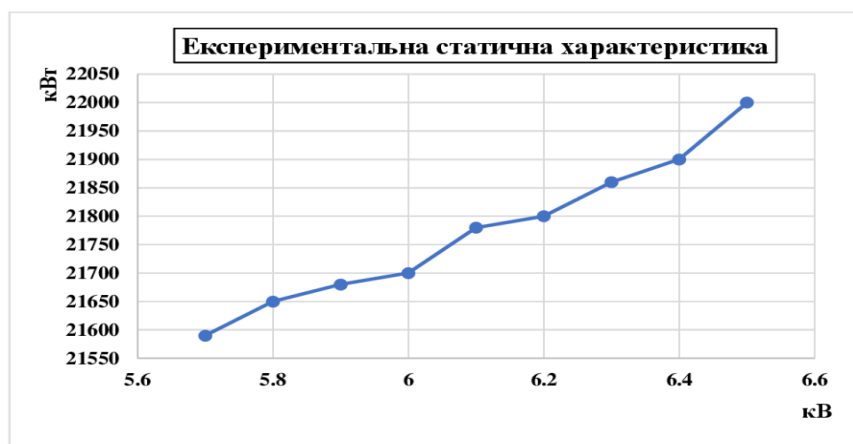


Рисунок 2 - Експериментальна статична характеристика Т2 ГПП

Тобто, статичні характеристики в загальному виді представляються

$$\bar{y}_t = a + bt, \tag{5}$$

де $\bar{y}_t = \bar{P}_t$ – навантаження, $t = U_t$ – напруга, a і b – параметри моделі. Параметри моделі можуть бути визначені за методом найменших квадратів. Функціонал має вигляд

$$J = \sum_{t=1}^n \varepsilon_t^2 = \sum_{t=1}^n (y_t - \bar{y}_t)^2 = \sum_{t=1}^n (y_t - a - bt)^2.$$

Для мінімізації J по a і b визначимо часткові похідні $\frac{\partial J}{\partial a}$ і $\frac{\partial J}{\partial b}$ і прирівняємо їх до нуля:

$$\frac{\partial J}{\partial a} = 2 \sum_{t=1}^n (y_t - a - bt) = 0,$$

$$\frac{\partial J}{\partial b} = 2 \sum_{t=1}^n (y_t - a - bt)t = 0.$$

Запишемо співвідношення:

$$\sum_{t=1}^n y_t = \sum_{t=1}^n a + \sum_{t=1}^n bt,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t t = \sum_{t=1}^n at + \sum_{t=1}^n bt^2.$$

Виносячи за знак суми постійні величини, отримаємо систему лінійних рівнянь:

$$\sum_{t=1}^n y_t = an + b \sum_{t=1}^n t,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t t = a \sum_{t=1}^n t + b \sum_{t=1}^n t^2.$$

Після проведення перетворень отримаємо:

$$a = \frac{\sum_{t=1}^n y_t \sum_{t=1}^n t^2 - \sum_{t=1}^n t \sum_{t=1}^n y_t t}{n \sum_{t=1}^n t^2 - (\sum_{t=1}^n t)^2},$$

$$b = \frac{n \sum_{t=1}^n y_t t - \sum_{t=1}^n t \sum_{t=1}^n y_t}{n \sum_{t=1}^n t^2 - (\sum_{t=1}^n t)^2}.$$

Середнє квадратичне відхилення визначається із виразу

$$\sigma_{y_t} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n (y_t - \bar{y}_t)^2}{(n - 1)}},$$

де y_t - реальне навантаження, \bar{y}_t - навантаження, визначене із статичних характеристик, n - кількість точок.

Враховуючи викладене і використовуючи дані, наведені в таблицях 3 і 4 побудуємо статичні характеристики для трансформаторів Т1, Т2 ГПП.

Таблиця 3. Дані для формування статичних характеристик - ГПП (Т1)

n	$t (U_i)$	$y_t (P_i)$	t^2	$y_t t$	$\bar{y}_t (\bar{P}_t)$	$(y_t - \bar{y}_t)^2$
1	5,7	26690	32,49	152133,00	26666,67	544,44
2	5,8	26750	33,64	155150,00	26736,67	177,78
3	5,9	26800	34,81	158120,00	26806,67	44,44
4	6,0	26840	36,00	161040,00	26876,67	1344,44
5	6,1	26890	37,21	164029,00	26946,67	3211,11
6	6,2	27060	38,44	167772,00	27016,67	1877,78
7	6,3	27110	39,69	170793,00	27086,67	544,44
8	6,4	27150	40,96	173760,00	27156,67	44,44
9	6,5	27230	42,25	176995,00	27226,67	11,11
Σ	54,9	242520	335,49	1479792,00		7800,00

Коефіцієнти моделі: $a = 22677$; $b = 700$.

Статична характеристика для Т3 (ГПП-3)

$$\bar{P}_t = 22677 + 700U_t. \tag{6}$$

Середнє квадратичне відхилення $\sigma_{y_t} = 31,22$.

Таблиця 3 Дані для формування статичних характеристик - ГПП (Т2)

n	$t (U_i)$	$y_t (P_i)$	t^2	$y_t t$	$\bar{y}_t (\bar{P}_t)$	$(y_t - \bar{y}_t)^2$
1	5,7	21590	32,49	123063,00	21583,33	44,44
2	5,8	21650	33,64	125570,00	21630,83	367,36
3	5,9	21680	34,81	127912,00	21678,33	2,78
4	6,0	21700	36,00	130200,00	21725,83	667,36
5	6,1	21780	37,21	132858,00	21773,33	44,44
6	6,2	21800	38,44	135160,00	21820,83	434,03
7	6,3	21860	39,69	137718,00	21868,33	69,44
8	6,4	21900	40,96	140160,00	21915,83	250,69
9	6,5	22000	42,25	143000,00	21963,33	1344,44
Σ	54,9	195960	335,49	1195641,00		3225,00

Коефіцієнти моделі: $a = 18876$; $b = 475$.

Статична характеристика для Т4 (ГПП-3)

$$\bar{P}_t = 18876 + 475U_t. \quad (7)$$

Середнє квадратичне відхилення $\sigma_{y_t} = 20,08$.

На рисунку 3 і 4 показані статичні характеристики для трансформаторів Т1, Т2 ГПП, які побудовані за регресійними залежностями (6) і (7), отриманими на підставі експериментальних досліджень.

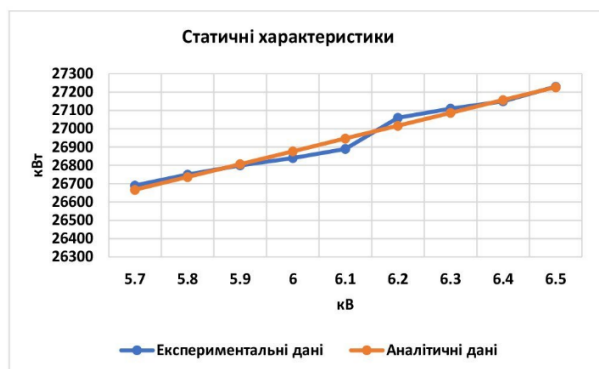


Рисунок 3 - статичні характеристики - Т1 ГПП

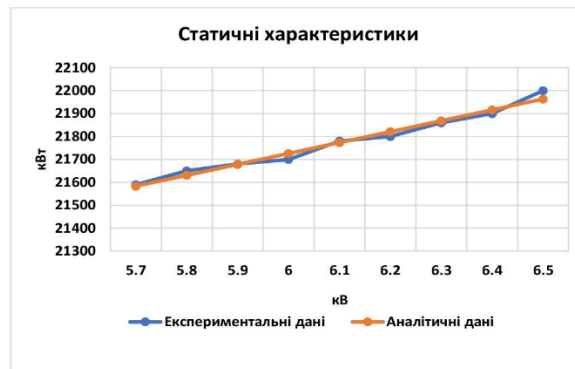


Рисунок 4 - статичні характеристики - Т2 ГПП

Процедура управління режимами напруги для регулювання навантаження реалізована в автоматизованій системі контролю електроспоживання [10].

Враховуючи допустимий обсяг спрацьовувань пристрою РПН, число варіантів його застосування обмежено, а глибина регулювання напруги становить 2-3 ступені.

Висновки. Показано, що доцільними є управління електроспоживанням як за рахунок управління споживачами-регуляторами, так і впливу на режими напруги системи електропостачання. В розрахунковій моделі навантаження мережі задається статичними характеристиками, що як правило, носять лінійний характер. Побудовано статичні характеристики на основі експериментальних даних, параметри моделі яких визначені методом найменших квадратів.

Список використаної літератури

1. Праховник А.В. Шляхи і етапи створення наукового напрямку з проблеми комплексного управління використанням електричної енергії/ Праховник А.В. / Наукові вісті НТУУ «КПІ». – 1999. - № 1. – С. 58 – 70.
2. А.с. № 1334269. Способ управления потреблением электроэнергии предприятия / Праховник А.В., Кудовбенко К.П., Калинчик В.П. - Оpubл. в Б.И., - 1987, - № 32.
3. Пат. 14062 Україна. Спосіб керування режимами електроспоживання підприємства // В.П. Калинчик.- Оpubл.25.04.97, Бюл.№2.- 6 с.
4. Калинчик В.П. Комплексне управління електричним навантаженням виробничих споживачів /Калинчик В.П. /Наукові вісті НТУУ «КПІ». – 1999. - № 1. – С. 26 – 32.
5. Калинчик В.П. Оптимальне управління електричним навантаженням / Калинчик В.П., Калинчик І.В., Лук'яничук А.Д., Ткачук А.О. /Нац. техн. ун-т України „Київ. політехн. ін-т”. - Київ. 2009.- 12с.– Укр. – Деп. В ДНТБ України 12.10.09, № 95-Ук – 2009.
6. А.С. № 104733 Україна. Методологія комплексного управління режимами електроспоживання виробничих об'єктів/ Калинчик В.П., Калинчик В.В., Мельник Д.О., Філянін Д.В. / Бюлетень № 65.- 21.05.2021. - 7 с.
7. О.С. Яндутьський. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії [текст]: Монографія / О.С. Яндутьський, Г.О. Труніна, А.Б.Нестерко - К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021.- 191 с.
8. В.П. Калинчик. Управління режимом реактивної потужності / В.П. Калинчик, В.А. Побігайло, В.В. Калинчик, В.Г. Скосирев/ Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалювання електричних машин і апаратів. Теорія і практика. - № 2(6)- 2021.-С.36-39.
9. Петренко Л.И. Электрические сети и системы / Петренко Л.И./ К.: Вища школа,1981.– 380 с.
10. В.П. Калинчик .Реалізація концепції Smart Grid для побудови системи обліку електроенергії/ В.П. Калинчик, В.А. Побігайло, П.Д. Луців /Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалювання електричних машин і апаратів. Теорія і практика. - № 2- 2020.-С.33-37.

V.P. Kalinchyk¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-4028-0185

O. Borychenko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-6127-2945

V.V. Kalinchyk¹, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0003-3931-646X

O. Meita¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-4132-5202

V. Pobigaylo¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-2673-7329

¹National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»

CONTROL OF VOLTAGE MODES AS A MEANS OF LOAD REGULATION

The article substantiates the regulation of power consumption modes of production facilities due to the management of voltage modes in the power supply system. It is shown that the regulation of electricity consumption with the help of consumers - regulators (CR) is quite often associated with losses that occur when the CR is turned off. Studies have shown that the management of voltage modes in the power supply system, which affects its level, can play a positive role in increasing the efficiency of the optimization of power consumption modes. It is shown that a comprehensive solution to the problem of power consumption management is expedient both at the expense of CR control and the influence on the voltage regimes of the power supply system. It is shown that the regulating effect of the load is characterized by static characteristics. Solving the problem of forming static characteristics is possible in two ways: through active experiments and based on the integration of static characteristics of individual consumers. Experimental studies were conducted to identify the static characteristics of the load. Experiments were carried out on transformers of the main step-down substation of the chemical industry enterprise, equipped with on-load tap-changers. Experimental static characteristics with linear changes are constructed. The parameters of the model are determined by the method of least squares. Constructed experimental and analytical static characteristics. The voltage mode control procedure for load regulation is implemented in the power consumption control system.

Keywords: control, load, regulation, voltage, power consumption, static characteristics.

References

1. Prakhovnyk, A.V. Ways and Stages of Establishing a Scientific Direction on the Issue of Comprehensive Management of Electricity Utilization. Scientific News of NTUU "KPI". – 1999. - № 1. – P. 58 – 70.
2. Patent No. 1334269. Method of Enterprise Electricity Consumption Management. Prakhovnyk, A.V., Kudovbenko K.P., Kalinchyk V.P. - Published in the Bulletin of Inventions, - 1987, - № 32.
3. Patent No. 14062 Ukraine. Method of Controlling Enterprise Electricity Consumption Modes. Kalinchyk V.P. - Published on 25.04.97, Bulletin №2. - 6 p.
4. Kalinchyk V.P. Comprehensive Management of Industrial Consumers' Electrical Loads. Scientific News of NTUU "KPI". – 1999. - № 1. – P. 26 – 32.
5. Optimal Management of Electrical Loads. Kalinchyk V.P., Kalinchyk I.V., Lukianchuk A.D., Tkachuk A.O. National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute". - Kyiv. 2009.- 12 p. – Ukr. – Deposited in DNTB of Ukraine on 12.10.09, No. 95-Ukr – 2009.
6. Patent No. 104733 Ukraine. Methodology of Comprehensive Management of Industrial Objects' Electricity Consumption Modes. Kalinchyk V.P., Kalinchyk V.V., Melnyk D.O., Filyanin D.V. / Bulletin № 65.- 21.05.2021. - 7 p.
7. Regulation of Voltage in Distribution Electric Networks with Renewable Energy Sources [text]: Monograph / O.S. Yandulsky, G.O. Trunina, A.B. Nesterko - Kyiv: Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, 2021.- 191 p.
8. Management of Reactive Power Mode. Kalinchyk V.P., Pobigaylo V.A., Kalinchyk V.V., Skosyrev V.G. Bulletin of the National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute". Series: Problems of Improving Electric Machines and Devices. Theory and Practice. - No. 2(6)- 2021.-P.36-39.
9. Petrenko, L.I. Electric Networks and Systems. Kyiv: Higher School, 1981.– 380 p.
10. Kalinchyk V.P., Pobigaylo V.A., Lutsiv P.D. Implementation of the Smart Grid Concept for Building an Electricity Metering System. Bulletin of the National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute". Series: Problems of Improving Electric Machines and Devices. Theory and Practice. - No. 2- 2020.-P.33-37.

Надійшла: 16.10.2023

Received: 16.10.2023

ІДЕНТИФІКАЦІЯ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ ОДНОФАЗНИХ ПРОВАЛІВ НАПРУГИ ЗА МЕТОДОЛОГІЄЮ ПРОСТОРОВОГО ВЕКТОРУ КУТОВОЇ ЧАСТОТИ

Представлено новий метод ідентифікації та класифікації провалів напруги в трифазній електричній мережі. Метод заснований на представленні напруг електричної мережі однією комплексною змінною – просторовим вектором кутової частоти. Основними характеристиками просторового вектору, які використовуються для ідентифікації та класифікації провалів, є велика та мала напівосі, кут повороту сформованого еліпсу. Для збалансованих провалів просторовий вектор прямує по колу в комплексній площині з радіусом рівним напрузі. Для незбалансованих провалів просторовий вектор є еліпсом із параметрами, що залежать від фази падіння напруги, величини провалу та зсуву фазового кута.

Даний метод вводить новий рівень точності та надійності при аналізі та класифікації провалів напруги, створюючи його інструментом для покращення якості електропостачання та підвищення стабільності електричних систем. Застосування цього методу може сприяти зменшенню впливу незапланованих перерв у подачі електроенергії на підприємство та вдома, що стає ключовим завданням у сучасному електроенергетичному секторі.

Ключові слова: провали напруги, перевищення напруги, просторовий вектор кутової частоти, рівень напруги, якість електричної напруги, метод Кларка.

Вступ. Насичення протягом останніх років промислових підприємств потужним обладнанням, нелінійними навантаженнями, засобами відновлювальної енергетики, стають більш чутливими до провалів напруги в результаті удосконалення технології та збільшення використання пристроїв силової електроніки [1]. Таким чином, автоматизована ідентифікація, визначення характеристик провалів напруги стає актуальною вимогою для моніторингу якості електричної енергії.

Дослідження щодо ідентифікації та класифікації однофазних провалів напруги за методологією просторового вектора кутової частоти є дуже актуальним для ефективного управління електрообладнанням та мережами на промислових об'єктах. Ці дослідження допомагають забезпечити надійність електропостачання, підвищити ефективність обслуговування, зменшити витрати та ризики, а також підвищити якість електропостачання. Крім того, вони можуть ефективно вирішувати екстрені ситуації, такі як короткі замкнення або випадкові надзвичайні ситуації.

Для визначення типів провалу, їх класифікації в науковій літературі запропоновано ряд методів. Найбільш зрозумілим і простим підходом є безпосереднє використання вимірних форм сигналів напруги для класифікації провалів напруги [2]. Метод простий, але з його допомогою не можна виділити характеристики вимірювання провалів, в зв'язку з чим він не підходить для автоматизованого аналізу провалів напруги.

Також запропоновано метод класифікації провалів напруг SCA [3] на основі аналізу симетричних компонентів, який базується на розкладанні трифазних напруг на симетричні компоненти. З використанням напруг прямої та зворотної сторони збільшується загальна величина подій, а також інша характеристика, яка серед інших аспектів впливає на навантаження на напругу. Даний метод не дає інформації про фазу та не може забезпечити повну характеристику провалу, що не дає можливості для проведення його класифікації. В [4] пропонується новий алгоритм для класифікації провалів напруги на основі попередньо визначених моделей. Алгоритм розроблений для критерію класифікації ABC і, на відміну від інших алгоритмів, що базуються на цьому ж критерії, він базується на адаптивних порогах класифікації, що дозволяє зменшити помилки класифікації за наявності змін у параметрах електричної мережі (імпеданс, попередня несправність, напруга, тощо).

В оглядових роботах [5 - 6] методів класифікації провалів напруги відзначається, що застосування даних методів проблематично за наявності різних збурень. Таких як фазові стрибки та повороти фаз через різні характеристики повного опору електричної мережі, а також повного опору навантаження. Також великий вплив має використання довільних порогів класифікації, коли передаварійна напруга відрізняється від номінального значення

Мета роботи. Розробка методу ідентифікації та класифікації провалів напруги в трифазній електричній мережі для системи автоматизованого моніторингу якості електричної енергії.

Результати досліджень. Останнім часом широке застосування до аналізу якісних параметрів режимів електроспоживання набули так звані методи формування просторового вектору [7]. Основна їх ідея полягає в переході трифазної симетричної системи до двофазної, або, точніше, до однофазної системи з двома проєкціями α - β для трьох основних ліній і додатково нульова складова 0 (її також позначають як « γ ») для чотирьохпроводних. Як зазначено в роботі [8], зв'язок між трифазною симетричною системою A - B - C і системою α - β встановлюється за умови, що вісь α розташована на векторі фази A , а вісь β розташована перпендикулярно до α , спрямованому до вектору фази B .

Проєкції кожного вектору на вісь підсумовуються з урахуванням напрямку:

$$U_{\alpha} = \frac{2}{3} \left(1U_A - \frac{1}{2}U_B - \frac{1}{2}U_C \right) \quad (1)$$

$$U_{\beta} = \frac{2}{3} \left(0U_A - \frac{\sqrt{3}}{2}U_B - \frac{\sqrt{3}}{2}U_C \right) \quad (2)$$

Нульовий компонент в системі α - β -0 обчислюється так само, як нульова послідовність у системі 1-2-0, тобто:

$$U_0 = \frac{2}{3} \left(\frac{1}{2}U_A - \frac{1}{2}U_B - \frac{1}{2}U_C \right) \quad (3)$$

Проєкції кожного вектору в системі α - β -0 буде мати наступний вигляд:

$$U_{\alpha\beta 0} = T_{\alpha\beta 0}^{abc} U_{abc} \rightarrow \begin{bmatrix} U_{\alpha} \\ U_{\beta} \\ U_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} \quad (4)$$

З точки зору першої гармоніки, три системні напруги можна розглядати як синусоїдальні величини до, під час і після несправності. Згідно з цим припущенням і використовуючи формулу Ейлера, їх можна представити у вигляді суми двох векторів, що обертаються протилежно, з кутовою частотою ω [3, 9].

$$u_a(t) = U \cdot \cos(\omega t + \varphi) = \frac{U}{2} (e^{j(\omega t + \varphi)} + e^{-j(\omega t + \varphi)}) \quad (5)$$

Просторовий вектор виводиться з попередніх напруг і отже, описується як сума позитивних і негативних векторів кутової частоти, які представляють собою комплексні величини.

Основними характеристиками простого вектору, які використовуються для ідентифікації та класифікації провалів та коротких замикань, є велика R_{max} та мала R_{min} напівосі, кут повороту сформованого еліпсу θ . Для збалансованих провалів просторовий вектор складається тільки з додатного вектору кутової частоти і слідує по колу в комплексній площині з радіусом рівним напрузі (рис. 1, крива 1). Для незбалансованих провалів просторовий вектор є еліпсом із параметрами, що залежать від фази падіння напруги, величини провалу та зсуву фазового кута (рис. 1, крива 2).



Рисунок 1 - Просторовий вектор трифазної системи з наявністю однофазної несправності де Бета (β) – уявна вісь Im , Альфа (α) – дійсна вісь Re , кут просторового вектору θ - кут нахилу еліпса

Розглянемо ідентифікацію та класифікацію незбалансованих типів провалів на прикладі провалу напруги в одній фазі (однофазний провал). Як слідує із попередніх досліджень, сигнатура (унікальний ідентифікатор) провалів напруги залежить від кількох параметрів: місця пошкодження та вимірювання, заземлення мережі та трансформаторів і типу вимірювань (фаза-фаза або фаза-нейтраль). Існує три типи однофазних провалів, які позначаються відповідно літерами B , D та F [10].

Розглянемо просторові вектори однофазного провалу типу *B*, фази *A*, *B* та *C*. Щоб розрізнити різні типи незбалансованих провалів напруги, використовуємо параметри еліпса (R_{max} , R_{min}) і напругу нульової послідовності.

Для провалу напруги типу *B*, фази *A* трифазна система напруги буде симетричною із зменшеною амплітудою у фазі *A* на величину провалу $-h$ ($0 \leq h \leq 1$).

$$u_A(t) = h \cdot U \cos(\omega t + \varphi) \quad (6)$$

При цьому, R_{min} для еліпса визначається як, $R_{min} = \left(1 - \frac{2}{3}h\right) \cdot U$, а для кола $R_{min} = U$. Напруга нульової послідовності для даного типу провалу обчислюється наступним чином:

$$u_0(t) = \frac{h}{3} \cos\left(\omega t + \varphi - (n-1)\frac{2\pi}{3}\right) \quad (7)$$

де n – фаза в якій відбувається провал напруги ($n=1, 2, 3$ для трифазної системи)

На рисунках 2,а; 2,б та 2,в представлені трифазні симетричні системи фазних напруг та відповідні просторові вектори кутової частоти.

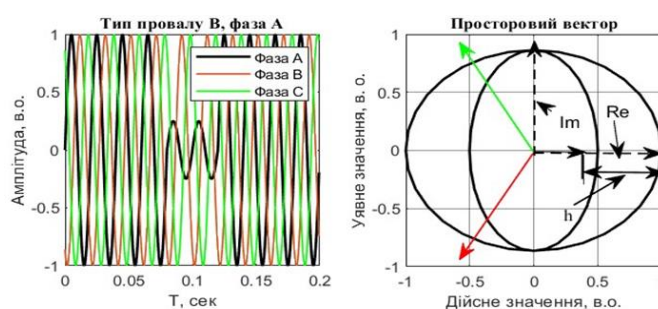


Рисунок 2,а – просторовий вектор однофазного провалу типу *B*, фаза *A*

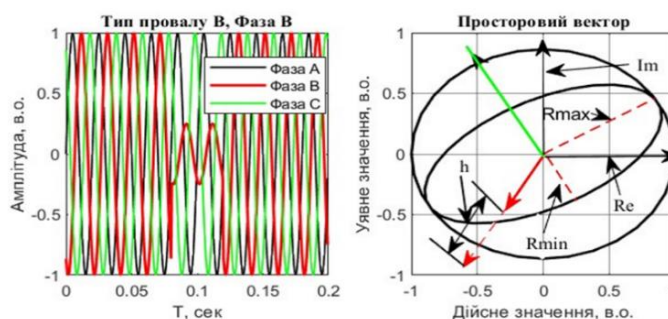


Рисунок 2,б – просторовий вектор однофазного провалу типу *B*, фаза *B*

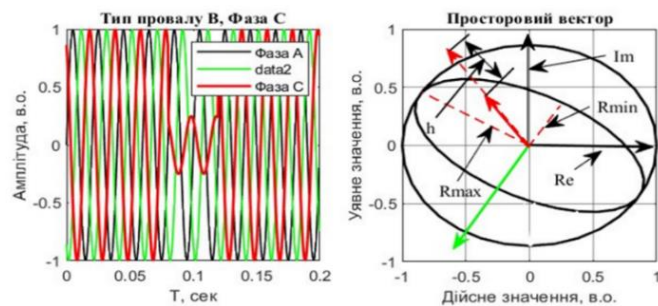


Рисунок 2,в – просторовий вектор однофазного провалу типу *B*, фаза *C*

В загальному вигляді кут нахилу еліпса для однофазних провалів в трифазній електричній мережі визначається наступним чином

$$\theta = \frac{5\pi}{6} - \alpha \frac{\pi}{3} \quad (8)$$

Тобто, для провалу фази А $\theta_A = \frac{\pi}{2}$, фази В $\theta_B = \frac{\pi}{6}$, фази С $\theta_C = \frac{5\pi}{6}$.

Як слідує із аналізу досліджень (рис.2), ідентифікація та класифікація провалу типу В в залежності від фази, відбувається за допомогою обчислення напруги нульової послідовності та великої вісі еліпса ($2 \cdot R_{max}$).

Висновки

- Запропонований в роботі метод ідентифікації та класифікації однофазних провалів в трифазній електричній мережі, на відміну від інших відомих методів, базується на обчисленні характеристик просторового вектору: кутової частоти та напруги нульової послідовності.

- Дослідження показали, що даний метод у поєднанні додатковими методами визначення параметрів якості електричної енергії може бути використаний для моніторингу якості електричної енергії в реальному часі.

- У окремому випадку провалів із зростанням напруги в непошкодженій фазі (фазах) просторовий вектор прямує по колу в комплексній площині з радіусом, рівним номінальній напрузі, як у випадку непошкоджених систем. У цьому випадку для аналізу провалів напруги використовується лише напруга послідовності.

-

Список використаної літератури

1. М.В. Суржиков, «Підвищення точності визначення показників якості електричної енергії», магістерська робота, Електронний ресурс. Режим доступу: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/27348/1/Surzhykov_magistr.pdf. (DOI - 621.314)

2. О.Г. Гриб, Г.А. Сендерович, П.Г. Щербаква, Х. Яров, «Автоматичне визначення положення джерела провалу напруги». Електронний ресурс. Режим доступу: <https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/3bf42e02-76e1-4599-9d65-dfa0c58559de/content>.

3. Ignatova, Vanya, Pierre Granjon, and Seddik Bacha. "Space Vector Method for Voltage Dips and Swells Analysis." IEEE Transactions on Power Delivery 24, no. 4 (October 2009): pp. 2054 - 2061. <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2009.2028787>.

4. Leake Enquay Weldemariam, Vladimir Cuk, Sjeff Cobben. «Regulation and classification of voltage dips». CIREN - Open Access Proceedings Journal 2017 (1) Vol. 2017, Iss. 1, pp. 832-836. DOI:10.1049/oap-cired.2017.0734.

5. Jorge L. Strack, Ignacio Carugati, Carlos M. Orallo, Sebastián O. Maestri, Patricio G. Donato, Marcos A. Funes. Three-phase voltage events classification algorithm based on an adaptive threshold. Electric Power Systems Research Volume 172, July 2019, Pages 167-176. (doi - 10.1016/j.epsr.2019.03.012)

6. M.H.J. Bollen, L.D. Zhang. Different methods for classification of three-phase unbalanced voltage dips due to faults. Electric Power Systems Research Volume 66, Issue 1, July 2003, Pages 59-69 (doi-10.1016/S0378-7796(03)00072-5)

7. Ali Asif Malak, Ghulam Mustafa Bhutto, Mohsin Ali Koonddhar. Mathematical Analysis of Voltage Dip propagation in CIGRE Low Voltage Distribution Test Network. Journal of Applied and Emerging Science. 2020. Vol (10). Issue (02). Pp. 109 – 116. (DOI - 10.36785/BUITEMS.JAES.401).

8. Lucien Duclos Ndoumbe, Samuel Eke, Charles Hubert Kom, Aurélien Tamtsia Yeremou, Arnaud Nanfak, Gildas Martial Ngaleu. Power Quality Problems, Signature Method for Voltage Dips and Swells Detection, Classification and Characterization. European Journal of Electrical Engineering Vol. 23, No. 3, June, 2021, pp. 185-195. (DOI:10.18280/ejee.230303).

9. Bollen, M.H., Zhang, L.D. (2003). Different methods for classification of three-phase unbalanced voltage dips due to faults. Electric Power Systems Research, 66(1): 59-69. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(03\)00072-5](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(03)00072-5). (DOI:10.1016/S0378-7796(03)00072-5)

10. M. McGranaghan; D. Mueller; M. Samotyj, Voltage sags in industrial systems, IEEE Transactions on industry applications, Vol. 29, No.2, pp. 397-403, March/April 1993 (DOI:10.24084/repqj03.278).

A. Voloshko¹, Dr. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-6867-2060

V. Shevchuk¹, Ph. D. student, ORCID 0000-0003-0535-2630

¹National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

IDENTIFICATION AND CLASSIFICATION OF SINGLE-PHASE VOLTAGE DIPS USING THE METHODOLOGY OF THE SPATIAL VECTOR OF ANGULAR FREQUENCY

A new method of identification and classification of voltage dips in a three-phase electric network is presented. The method is based on the representation of voltages of the electrical network by one complex variable - a spatial vector of the angular frequency. The main characteristics of the spatial vector, which are used to identify and classify dips, are the major and minor semi-axes, the angle of rotation of the formed ellipse. For balanced dips, the space vector goes in a circle in the complex plane with a radius equal to the voltage. For unbalanced dips, the spatial vector is an ellipse with parameters that depend on the phase of the voltage drop, the magnitude of the dip, and the phase angle shift.

This method introduces a new level of accuracy and reliability in the analysis and classification of voltage dips, making it a tool for improving the quality of power supply and increasing the stability of electrical systems. The use of this method can help reduce the impact of unplanned interruptions in the supply of electricity to the enterprise and home, which is becoming a key task in the modern electricity sector.

Keywords: *voltage dips, voltage overvoltage, spatial vector of angular frequency, voltage level, quality of electric voltage, Clarke's method.*

References

1. M.V. Surzhikov, "Increasing the accuracy of determining the quality indicators of electric energy", master's thesis, electronic resource. Access mode: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/27348/1/Surzhikov_magistr.pdf. (DOI - 621.314)
2. O.G. Hryb, G.A. Senderovych, P.G. Shcherbakova, H. Yarov, "Automatic determination of the position of the voltage drop source". Electronic resource. Access mode: <https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/3bf42e02-76e1-4599-9d65-dfa0c58559de/content>.
3. Ignatova, Vanya, Pierre Granjon, and Seddik Bacha. "Space Vector Method for Voltage Dips and Swells Analysis." *IEEE Transactions on Power Delivery* 24, no. 4 (October 2009): pp. 2054 - 2061. <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2009.2028787>.
4. Leake Enquay Weldemariam, Vladimir Cuk, Sjeff Cobben. «Regulation and classification of voltage dips». *CIREN - Open Access Proceedings Journal* 2017 (1) Vol. 2017, Iss. 1, pp. 832–836. DOI:10.1049/oap-cired.2017.0734.
5. Jorge L. Strack, Ignacio Carugati, Carlos M. Orallo, Sebastián O. Maestri, Patricio G. Donato, Marcos A. Funes. Three-phase voltage events classification algorithm based on an adaptive threshold. *Electric Power Systems Research* Volume 172, July 2019, Pages 167-176. (doi - 10.1016/j.epsr.2019.03.012)
6. M.H.J. Bollen, L.D. Zhang. Different methods for classification of three-phase unbalanced voltage dips due to faults. *Electric Power Systems Research* Volume 66, Issue 1, July 2003, Pages 59-69 (doi-10.1016/S0378-7796(03)00072-5)
7. Ali Asif Malak, Ghulam Mustafa Bhutto, Mohsin Ali Koondhar. Mathematical Analysis of Voltage Dip propagation in CIGRE Low Voltage Distribution Test Network. *Journal of Applied and Emerging Science*. 2020. Vol (10). Issue (02). Pp. 109 – 116. (DOI - 10.36785/BUITEMS.JAES.401).
8. Lucien Duclos Ndoumbe, Samuel Eke, Charles Hubert Kom, Aurélien Tamtsia Yeremou, Arnaud Nanfak, Gildas Martial Ngaleu. Power Quality Problems, Signature Method for Voltage Dips and Swells Detection, Classification and Characterization. *European Journal of Electrical Engineering* Vol. 23, No. 3, June, 2021, pp. 185-195. (DOI:10.18280/ejee.230303).
9. Bollen, M.H., Zhang, L.D. (2003). Different methods for classification of three-phase unbalanced voltage dips due to faults. *Electric Power Systems Research*, 66(1): 59-69. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(03\)00072-5](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(03)00072-5) (DOI:10.1016/S0378-7796(03)00072-5)
10. M. McGranaghan; D. Mueller; M. Samotyj, Voltage sags in industrial systems, *IEEE Transactions on industry applications*, Vol. 29, No.2, pp. 397-403, March/April 1993 (DOI:10.24084/repqj03.278).

Надійшла: 18.10.2023

Received: 18.10.2023

ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ЕНЕРГЕТИКИ

ECONOMIC ASPECTS OF ENERGY

УДК 338.1

DOI 10.20535/1813-5420.4.2023.290946

В.В. Яценко¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0003-2316-3817

К.О. Могильна¹, бакалавр, ORCID 0000-0002-7472-2458

¹Сумський державний університет

ЕКОНОМІЧНІ ТА СОЦІАЛЬНІ АСПЕКТИ СТВОРЕННЯ АВТОНОМНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕГІОНІВ В УКРАЇНІ

Російське вторгнення в Україну додало нової актуальності прискореному переходу на відновлювану енергію, щоб зменшити залежність від імпорту викопного палива з Росії. Одним з варіантів підвищення енергетичної безпеки, незалежності й екологічності видобутку енергії в Україні є створення автономних енергетичних регіонів. Метою дослідження є вивчення економічних і соціальних перспектив і проблем створення автономних енергетичних регіонів в Україні на основі світового досвіду.

У роботі виокремлено основні проблеми енергосистеми України, проаналізовано тенденції ринку виробництва відновлюваної енергії, розглянуто кейси успішного створення автономних енергетичних регіонів у різних країнах світу. На основі проаналізованих прикладів виокремлено основні фактори успіху реалізації проєктів автономних енергетичних регіонів, зокрема залучення місцевого населення та бізнесу до розвитку нової енергомережі, створення «екологічного бренду», можливість експорту виробленої електроенергії, підтримка екологічних стартапів, підвищення енергоефективності житла.

Основними соціально-економічними перспективами для громад на цьому шляху є енергетична незалежність, зниження витрат на енергозабезпечення, створення робочих місць, розвиток місцевого бізнесу, підвищення інвестиційної привабливості регіону, покращення якості життя і здоров'я населення. Найбільш критичними перепонами для успішної реалізації проєкту визначено відсутність послідовної політики центральної влади у галузі зеленої енергетики, ініціатив місцевої влади у цій сфері, труднощі із залученням довгострокових інвестицій на реалізацію проєкту.

Дослідження пропонує перспективну візію розвитку енергетичної системи регіонів України для зменшення залежності держави від імпорту викопного палива, підвищення енергетичної ефективності й безпеки, економічного і соціального розвитку регіонів України.

Ключові слова: автономні енергетичні регіони, відновлювана енергія, енергетика, економічний розвиток.

Вступ

Зважаючи на проблему зміни клімату, вплив шкідливих викидів на здоров'я людей, покращення технологій роботи з альтернативними джерелами енергії й геополітичні проблеми з імпортом палива, одним з основних трендів енергетичного сектору останніх років є декарбонізація, тобто перехід від викопного до відновлюваного палива. Україна не є виключенням з світової тенденції, адже протягом 2015-2020 років частка генерації енергії з альтернативних джерел (ВЕС, СЕС, біомаса) в структурі виробництва електричної енергії в Україні зросла з 1,01% до 7,32% [1].

Все більш поширеним рішенням на шляху переходу до зеленої енергетики стає створення в окремих громадах енергетичної інфраструктури, яка має здатність забезпечувати потреби спільноти в енергії без залежності від зовнішніх постачальників, переважно на основі місцевих відновлюваних ресурсів (води, вітру, сонця, біогазу й біомаси). Проєкти забезпечення енергетичної автономності регіонів проводилися у багатьох країнах світу, зокрема острови Самсе (Данія) і Тінос (Греція), Бордесхольм (Німеччина), Гренобль (Франція), Аделаїда (Австралія), Денвер (Колорадо, США). Створення автономних енергетичних регіонів покликане позитивно сприяти на вирішення таких проблем сучасності, як коливання цін на викопні енергоносії та труднощі їх імпорту, забруднення навколишнього середовища й порушення цілісності енергосистем.

Через енергетичну кризу, що почалася у жовтні 2022 року внаслідок атак російської федерації на енергетичну інфраструктуру, Україна потребуватиме відновлення та реновації значної частки енергетичної системи країни. Масштабна модернізація енергетичної інфраструктури дозволяє реалізувати Україні прогресивні проєкти спрямовані на енергетичну безпеку та незалежність країни, а також зменшити викиди забруднюючих речовин під час виробництва електроенергії й втрати потужності під час її транспортування. Одним з перспективних з точки зору сталого розвитку та енергетичної незалежності

варіантів таких проєктів може бути створення автономних енергетичних регіонів. Україна має не використані резерви для видобутку вітрової енергетики у Карпатах, гідроенергетики з великих водойм країни, генерації біопалива з рослинної олії, геотермальної енергетики у Криму та низці інших областей тощо. Очевидно, що плани розбудови відповідної інфраструктури для використання цих резервів є амбітними та пов'язані з значними економічними та соціальними перевагами й проблемами.

Як зазначено вище, перехід від викопного палива до зеленої енергетики є сучасним світовим трендом. Тому актуальність вивчення потенціалу відновлюваних джерел енергії, а зокрема й автономних енергетичних регіонів має тенденцію до зростання. Цей процес ілюструє значне збільшення чисельності наукових робіт, що містять словосполучення «autonomous energy regions», опублікованих у базі наукових публікацій Science Direct протягом 2000-2022 років, відображене на рисунку 1.

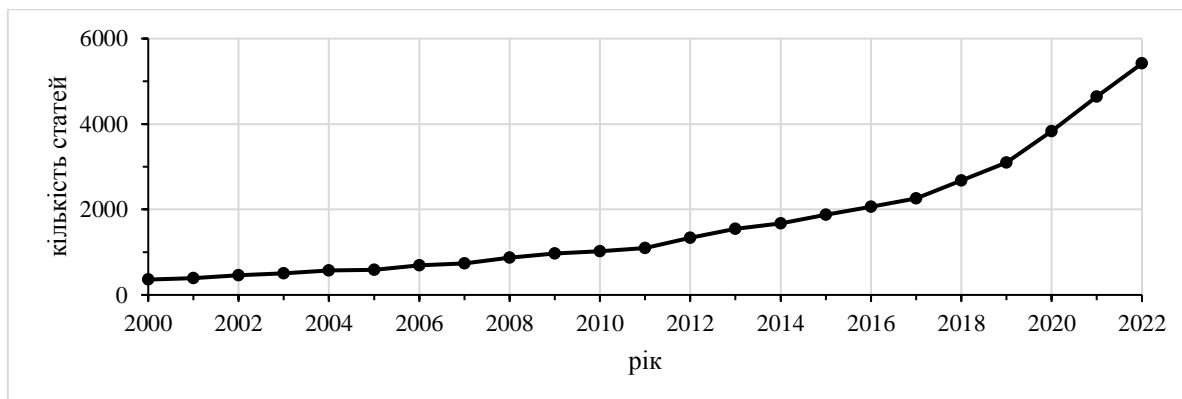


Рисунок 1 – кількість статей, що містять словосполучення «autonomous energy regions», опублікованих у Science Direct протягом 2000 – 2022 рр. (Джерело: Science Direct [2])

Найбільш актуальними серед останніх публікацій на тему створення автономних енергетичних регіонів та їх економічного потенціалу, на думку авторів, є дослідження П. Маслоч та ін. з вивчення аспектів створення та управління автономних енергетичних регіонів у ЄС [3], стаття Р. Палета та ін. на тему розробки методології проектування автономних енергетичних систем у країнах, що розвиваються [4] тощо. Українські науковці також займаються вивченням перспектив декарбонізації енергетичного сектору України, прикладами цього є робота О.П. Голик присвячена енергозабезпеченню селянських господарств на основі сонячної енергії у Кіровоградському районі [5], дослідження Я. Філюка й В. Андрійчука щодо впровадження систем автономного живлення зовнішнього освітлення населених пунктів України [6], Ю. Галинської та ін. щодо комбінованої моделі оптимального виробництва електроенергії в Україні [7]. Однак перелічені вітчизняні дослідження стосуються більшою мірою технічних та екологічних аспектів створення автономних енергетичних регіонів. Таким чином, тема економічних перспектив та ризиків створення автономних енергетичних регіонів в українському контексті лишається малодослідженою та потребує більшої уваги науковців.

Мета та завдання

Вивчення світового досвіду створення відокремлених енергетичних систем на основі відновлюваної енергії для забезпечення потреб населення, аналіз соціальних і економічних перспектив реалізації проєктів автономних енергетичних регіонів в Україні.

Матеріал і результати досліджень

Енергосистема є одним з основних елементів інфраструктури країни, який забезпечує функціонування багатьох сфер її життя, зокрема значно впливає на економіку держави. Низька ефективність енергосистеми є чинником збільшення витрат на енергію для виробництва і транспортування, що також підвищує вартість товарів і послуг для кінцевих споживачів. Крім того, недостатнє постачання енергії може призвести до зменшення обсягів виробництва та до зниження рівня життя населення. Тому аналіз стану, динаміки та шляхів вдосконалення енергетики є невід'ємним аспектом діяльності країни.

Першим кроком до покращення діяльності енергосистеми країни є визначення найбільш проблемних аспектів її ефективності. Перелік виявлених авторами проблемних питань до енергосистеми України наведено нижче.

1. Високий рівень залежності від імпорту енергоресурсів. За нашими розрахунками на основі даних Державної служби статистики України [8] частка чистого імпорту в загальному постачанні первинної енергії України протягом 2010-2022 років коливалася в діапазоні від 26,0% до 37,8%. Це демонструє рівень залежності енергосистеми України від імпорту енергоресурсів, який може бути небезпечним з огляду на нестабільність геополітичних обставин та коливання цін на енергоносії.

2. Низька екологічність. За даними державної служби статистики [8] у 2020 році 37,94% викидів забруднюючих речовин і парникових газів в атмосферне повітря від стаціонарних джерел викидів було зумовлено постачанням електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря, ще 12,98% припадають на добування кам'яного та бурого вугілля, яке є одним з основних енергоресурсів України.

3. Низька ефективність розподілення і транспортування електроенергії. Обсяг втрат енергії при транспортуванні й розподіленні в Україні має негативну тенденцію до збільшення, зокрема протягом 2014-2020 років відношення цих втрат до виробництва енергії в Україні мало тенденцію до зростання (рис. 2) та сукупно підвищилося на 2,4%.

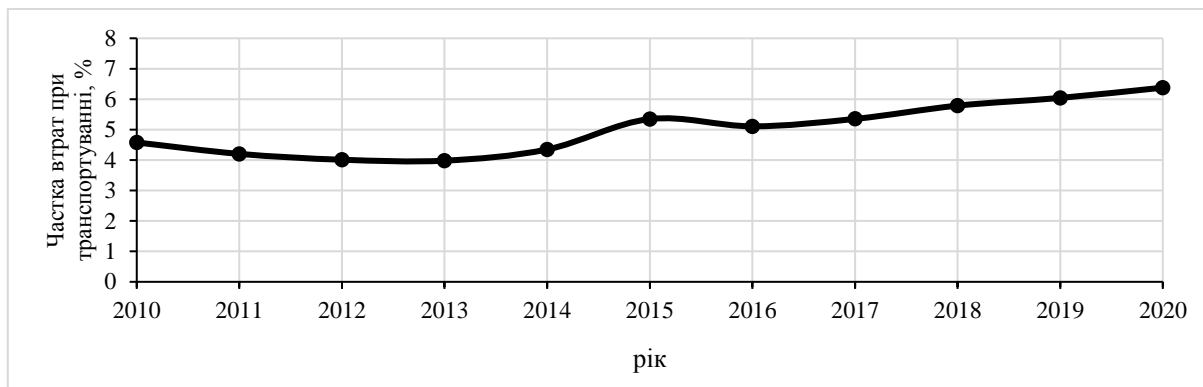


Рисунок 2 – частка втрат при транспортуванні й розподіленні до виробництва енергії в Україні протягом 2010-2020 років.

(Джерело: створена авторами за даними Державної служби статистики України [8])

4. Енергетична криза. Головним викликом для енергосистеми України є енергетична криза, яка почалася у жовтні 2022 року через атаки російської федерації на критичну інфраструктуру України. Наслідками цієї кризи стали масштабні віялові відключення електроенергії в усіх регіонах.

З огляду на наведені факти, енергосистема України потребує не лише відновлення зруйнованої російською федерацією інфраструктури, а й переосмислення стратегії побудови енергосистем і застосування новітнього світового досвіду в цій сфері. Одним з можливих рішень на цьому шляху є створення автономних енергетичних регіонів на основі відновлюваної енергії, адже використання відновлюваної енергії здатне знизити залежність країни від імпорту енергоносіїв і знизити кількість викидів у навколишнє середовище, локальне виробництво енергії може зменшити витрати на її транспортування та навантаження на центральну енергосистему. З економічної точки зору створення регіонів, які здатні забезпечувати власні потреби в енергії на основі місцевих відновлюваних ресурсів матиме свої переваги та недоліки.

Першим питанням до переходу на зелену енергетику є конкурентоспроможність відновлюваної енергії за ціною та собівартістю виробництва. За аналізом вирівняної вартості енергії від Lazard [9], яка являє собою мінімальну ціну за 1 МВт енергії за якої електростанція буде беззбитковою протягом очікуваного терміну служби, протягом 2009-2019 років вартість виробництва зеленої енергії значно знизилася, а її генерація за певними технологіями стала конкурентоспроможною за ціною з традиційним продукуванням енергії (рис. 3). Це можна пояснити значним зниженням витрат на побудову й підвищенням продуктивності електростанцій орієнтованих на зелену енергію, внаслідок підвищення попиту на екологічне виробництво й розвиток технологій видобування зеленої енергії.

Також на основі зібраних ними даних, можна зробити висновок, що найнижчу ціну беззбитковості при будівництві у 2019 році мають електростанції, які використовують сонячну фотоелектричну енергію, береговий вітер або газ. Це підтверджується поведінкою виробників енергії, адже за даними дослідження витрат на виробництво енергії з відновлюваних джерел IRENA [10] у 2019 році відновлювані джерела енергії становили 72% усіх нових потужностей у світі.

Варто звернути увагу на відмінності в структурі собівартості енергії. З одного боку більшість електростанцій відновлюваної енергії мають відносно низькі експлуатаційні витрати. По-перше, за рахунок менших витрат на видобування палива, адже вода, вітер або сонце не потребують значного вкладання ресурсів для видобування і транспортування на підприємство. По-друге, за рахунок мінімальних витрат на технічне обслуговування й утилізацію шкідливих відходів. З іншого боку, переривчастий цикл постачання відновлюваної енергії з електростанції не може стабільно задовольняти потреби громади у напрузі без побудови акумуляторної системи накопичення енергії.

Варто зазначити, що за рахунок значного поширення використання акумуляторів (наприклад, смартфони, ноутбуки, електромобілі, мережеві накопичувачі) та розвитку технологій виробництва їх

вартість також значно знизилася, за оцінками [11] протягом 1991-2018 років ціни на літій-іонні акумулятори впали на 97%, що також є позитивною тенденцією для використання відновлюваної енергії.

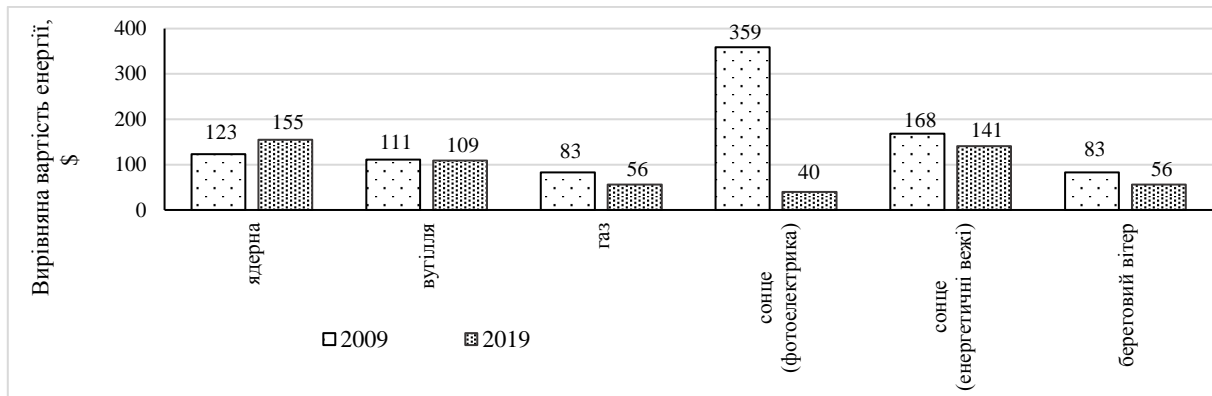


Рисунок 3 – вирівняна ціна 1MWh електроенергії з нових електростанцій у 2009 і 2019 роках (Джерело: *Levelized Cost of Energy Analysis (LCOE 13.0)* [9])

Важливим аспектом аналізу перспектив та ризиків створення автономних енергетичних регіонів є аналіз їх впливу на економічне та соціальне життя громади. З цією метою розглянемо кілька прикладів реалізації проєктів автономних енергетичних регіонів.

Автономні енергетичні системи почали поширюватися, як рішення для електрифікації ізольованих територій. Прикладом такої громади є населення острова Самсе у Данії (станом на 2017 рік 3 724 особи). У 1997 році острів Самсе виграв державний конкурс на те, щоб стати зразковою спільнотою відновлюваних джерел енергії, завдяки плідній роботі до 2007 року жителі Самсе змогли оголосити свій острів на 100% енергетично самодостатнім на основі енергії вітру, сонця та біомаси. До реалізації проєкту активно долучився місцевий бізнес та населення, які є власниками 90% вітряків на Самсе [12]. Інвестувавши значні кошти у місцевий екологічний проєкт, громадяни острова не просто висловили підтримку та довіру громаді, а й створили для себе додаткове джерело прибутку. Також створення енергетичної інфраструктури позитивно вплинуло на зайнятість та формування місцевого екологічного бренду, який підвищив туристичну та інвестиційну привабливість острова. Наприклад, на острові відкрито Енергетичну академію, яка займається вивченням процесів сталого розвитку та організацією обміну знаннями з іншими екологічними акторами. Таким чином, острів Самсе став одним з найбільш успішних прикладів побудови автономної енергетичної системи в невеликій і територіально ізольованій громаді.

Міста, які не мають проблем з транспортуванням електроенергії, часто здійснюють частковий перехід на автономну систему енергії. Прикладом цього є місто Бордешольм у Німеччині (населення 7,5 тис. осіб), яке починаючи з 2018 року використовує автономну мережу відновлюваної енергії для стабілізації напруги й відновлення роботи локальної мережі у разі відключенні центрального електропостачання. Реалізацією проєкту займався місцевий постачальник енергії *Versorgungsbetriebe Bordesholm* за підтримки місцевої влади та фінансування Європейського Союзу. Окрім забезпечення стабільності мережі місцевої громади *Versorgungsbetriebe Bordesholm* також отримує прибуток від постачання європейській комунальній мережі основного контрольного резерву для стабілізації напруги. Завдяки цьому, створення автономної енергетичної системи у Бордешольмі, не лише забезпечує потреби громади за рахунок відновлюваної енергії, а й бере участь у ринку первинної регулюючої енергії, відкриваючи прибуткові можливості для бізнесу.

Великі міста також не часто вдаються до повного переходу на автономну енергосистему, адже відновлювана енергія не завжди може повністю забезпечити їх потреби. Виключенням з цього тренду є місто Гренобль у Франції (населення 455 тис. осіб). У 2022 році місто названо Зеленою столицею Європи, його автономна енергосистема повністю забезпечує потреби міста в електроенергії і на 80% забезпечує потреби місцевої тепломережі [13], також енергетичний сектор регіону забезпечує понад 17 000 робочих місць [14]. Реалізація екологічних проєктів, конкурси на фінансування та пільги від місцевої влади сприяли створенню у регіоні величезної кількості стартапів пов'язаних з відновлюваною енергією, серед них є компанії, які спеціалізуються на водневих технологіях (наприклад, *Sylfen*, *McPhy*, *HRS*, *Inocel*), акумуляторах (зокрема *Verkor*, *WattAlps*, *Limotech*, *Enwires*, *Enerstone*), енергетичному менеджменті та розподіленні енергії (*Schneider Electric*, *Enedis*, *Odit-E*, *Mastergrid*, *GEG* і *EDF*) тощо. Також для академічної та дослідницької підтримки й розвитку енергетичної мережі було створено такі проєкти, як *Université Grenoble Alpes* і *ENSE3*. Таким чином, влада Греноблю за рахунок систематичного заохочення місцевих стейкхолдерів до взяття на себе ініціативи за сталий розвиток громади, не лише забезпечила потреби міста у відновлюваній енергії, а й створила умови для успішного розвитку місцевого бізнесу.

Прикладом великого міста, яке частково перейшло на живлення від автономної енергетичної системи відновлюваної енергії є Аделаїда в Австралії (1 387 тис. населення). Починаючи з липня 2020 року муніципальні будівлі Аделаїди живляться за рахунок відновлюваної енергії. Для реалізації цього проєкту місто уклало 10-річний контракт з компаніями Flow Power і Clements Gap. За словами співзасновника Flow Power Д. Еванса: «Ця угода надасть вирішальну підтримку новим сонячним проєктам у штаті, створить робочі місця та допоможе залучити більше відновлюваних джерел енергії в систему» [15]. Також місто Аделаїда встановило власні сонячні батареї на дахах адміністративних будівель (ратуші, водного центру, місцевих торгових центрів та центрального ринку, автобусного вокзалу тощо). Цей проєкт дозволяє заощадити близько 300 000 доларів США місцевого бюджету на рахунках за електроенергію [16], а також фінансування модернізації та обслуговування енергоефективних будівель допомагає стимулювати місцевий бізнес та створює нові робочі місця.

Як ми бачимо, названі приклади створення автономних енергетичних регіонів є успішно реалізованими проєктами, що позитивно вплинули на сталий розвиток громад, їх енергетичну незалежність, зайнятість населення, активність місцевого бізнесу, бренд і репутацию спільноти. Втім процеси переходу на відновлювані джерела енергії були довготривалими, потребували значних інвестицій, зацікавлення й ініціативності місцевих стейкхолдерів, також автономні системи не завжди здатні повністю задовольняти потреби великих громад. Виявлені економічні й соціальні перспективи та проблеми створення автономних енергетичних регіонів представлені на рис. 4.



Рисунок 4 – проблеми та перспективи створення енергетично автономних регіонів

Енергетична стратегія України до 2035 року [17] визначає декарбонізацію одним з цільових напрямків діяльності України, вона передбачає можливість підвищення частки відновлюваних джерел енергії у загальному первинному постачанні енергії до 25% до 2035 року. У 2020 ця частка становила 7,32% [8]. З огляду на розглянуті факти, створення автономних енергетичних регіонів є досить перспективним засобом для початку переходу України на відновлювану енергетику, оскільки енергетично автономні регіони на основі генерації відновлюваної енергії сьогодні є цілком конкурентоспроможними з використанням вихопного палива в ціновому діапазоні, підвищують енергетичну незалежність країни й ефективно розподіляють і транспортування енергії, дозволяють економити на масштабах (на відміну від генерації відновлюваної енергії для задоволення потреб окремого домогосподарства). Крім того, реалізація проєкту автономної енергетичної мережі на основі місцевих відновлюваних ресурсів здатна позитивно вплинути на соціально-економічний розвиток невеликих територіальних громад України.

Ризики впровадження автономних енергетичних регіонів можна мінімізувати за рахунок реалізації проєктів у невеликих населених пунктах України з найбільшими резервами відновлюваних ресурсів

(наприклад, для вітрової енергетики це гірські регіони на заході та берегові регіони на півдні країни), розробки державного та регіональних стратегічних планів переходу до відновлюваної енергії для залучення інформаційної і фінансової підтримки світових інституцій стійкого розвитку та приватних інвесторів, заохочення участі у проєктах місцевого населення та бізнесу, створення пільг та конкурсів для малого та середнього бізнесу у сфері відновлюваної енергії. Одним з таких засобів стимулювання бізнесу може бути уже існуючий «зелений тариф», проте для ефективної роботи державним установам необхідно принаймні виконати погашення наявної станом на березень 2023 року заборгованості перед виробниками електроенергії з відновлюваних джерел за поставку енергії за 2021 рік. З огляду на це та відсутність чіткого плану України переходу до відновлюваної енергії, державна сфера стимулювання виробництва зеленої енергії потребує значного вдосконалення.

Отже, створення автономних енергетичних регіонів в Україні може не лише покращити екологічне становище держави, а й стати перспективним соціально-економічним рішенням для післявоєнного відновлення і розвитку регіонів. Проте реалізація масштабних регіональних проєктів переходу на відновлювану енергію в Україні пов'язана з труднощами, зокрема залученням фінансування та створення сприятливого середовища державної політики та місцевих громад.

Висновки

В рамках дослідження сформульовано основні проблеми енергетичного сектору України, серед яких енергетична криза внаслідок атак російської федерації, залежність від імпорту енергоносіїв, високий рівень забруднення навколишнього середовища та низька ефективність транспортування й розподілення енергії. У рамках післявоєнного відновлення інфраструктури держави, Україна має можливість значно модернізувати свою енергетичну систему для підвищення її ефективності, екологічності та енергетичної незалежності. Авторами запропоновано створення автономних енергетичних регіонів з генерацією енергії з місцевих відновлюваних ресурсів, як один з варіантів вирішення названих проблем.

За результатами дослідження, вирівняна вартість генерації відновлюваної енергії за допомогою окремих технологій наразі є конкурентоспроможною з викопним паливом, більше того вирівняна вартість генерації зеленої енергії продовжує знижуватися. Енергія з відновлюваних джерел потребує порівняно низьких експлуатаційних витрат, однак високого стартового фінансування для створення необхідної інфраструктури для виробництва й накопичення енергії.

Проведено аналіз реалізації проєктів автономних енергетичних регіонів на острові Самсе (Данія), у Бордесхольмі (Німеччина), Греноблі (Франція), Аделаїді (Австралія) та сформульовано основні чинники успіху в цих кейсах, зокрема заохочення участі населення та бізнесу в реалізації проєкту, створення місцевого «екологічного бренду», можливість експорту виробленої електроенергії, підтримка екологічних стартапів, підвищення енергоефективності житла. На основі розглянутих прикладів сформульовано перспективи позитивного економічного і соціального впливу на життя громади успішного створення автономних енергетичних регіонів, а саме енергетична незалежність, зниження витрат на енергозабезпечення, створення робочих місць, розвиток місцевого бізнесу, розбудова «екологічного бренду» і підвищення інвестиційної привабливості регіону, покращення якості життя і здоров'я населення. Виявленими проблемами на шляху до створення автономних енергетичних регіонів виявилися недостатні резерви відновлюваних ресурсів, складність залучення високого довгострокового фінансування, відсутність зацікавленості громади та центральної влади, технічні труднощі експлуатації енергетичної інфраструктури, залежність виробленої потужності від умов зовнішнього середовища.

На основі проведеного аналізу визначено перспективи та запропоновано вектори мінімізації ризиків створення автономних енергетичних регіонів в Україні. З огляду на наявність в окремих регіонах України резервів ресурсів для генерації відновлюваної енергії, створення автономних енергетичних регіонів має великий потенціал для зменшення залежності України від імпорту енергоресурсів, зниження шкідливих викидів та розвитку місцевих громад.

Основними проблемами на цьому шляху є відсутність послідовної політики центральної влади у галузі зеленої енергетики, ініціатив місцевої влади та громад у цій сфері, труднощі із залученням довгострокових інвестицій на реалізацію проєкту. Проведення подальших досліджень на цю тему є перспективним для української академічної спільноти.

На думку авторів, основними напрямками подальших досліджень у галузі створення автономних енергетичних регіонів є вивчення обсягів резервів відновлюваних джерел енергії в окремих регіонах України, аналіз засобів стимулювання ринку зеленої енергетики (наприклад, «зелених» аукціонів або корпоративними РРА) тощо.

Список використаної літератури

1. Виробництво електроенергії. Державна служба статистики України. Єдиний державний веб-портал відкритих даних. URL: <https://data.gov.ua/dataset/fafe1df5-0ff8-4290-a763-3a60d1999261> (дата звернення: 05.10.2023).

2. *Science Direct*. URL: <https://www.sciencedirect.com> (дата звернення: 05.10.2023).
3. Autonomous energy regions as a proposed choice of selecting selected EU regions—aspects of their creation and management / P. Mašloch et al. *Energies*, 2020. Vol. 13, no. 23. P. 1–27.
4. Paleta R., Pina A., Silva C. A. Remote autonomous energy systems project: towards sustainability in developing countries. *Energy*. 2012. Vol. 48, no. 1. P. 431–439.
5. Голик О. П., Жесан Р. В., Краснюк А. С. Енергозабезпечення селянських (фермерських) господарств на основі сонячної енергії в умовах Кіровоградського регіону. *Конструювання, експлуатація та виробництво сільськогосподарських машин*. 2011. № 41. С. 195–198.
6. Філюк Я., Андрійчук В. Системи автономного живлення зовнішнього освітлення населених пунктів на території України. *VI Міжнародна науково-технічна конференція «Світлотехніка й електроенергетика: історія, проблеми, перспективи»* : матеріали Міжнар. наук. конф., м. Тернопіль, 1 берез. 2016 р. Тернопіль, 2016.
7. Halynska, Y., Bondar, T., Yatsenko, V., & Oliinyk, V. Combined model of optimal electricity production: Evidence from Ukraine. *Polityka energetyczna – energy policy journal*. Vol. 25, no. 1. P. 39–58.
8. Енергетичний баланс України. *Державна служба статистики України*. URL: https://ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2012/energ/en_bal/arh_2012.htm (дата звернення: 06.10.2023).
9. Lazard's levelized cost of energy analysis. 13th ed. Lazard, 2019. 20 p. URL: <https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf>.
10. Renewable power generation costs in 2019. Abu Dhabi : International Renewable Energy Agency, 2020. 144 p. URL: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019> (date of access: 06.10.2023).
11. Ritchie H. The price of batteries has declined by 97% in the last three decades. Our World in Data. Global Change Data Lab, 2021. URL: <https://ourworldindata.org/battery-price-decline> (date of access: 06.10.2023).
12. Renewable energy island. *VisitSamsø*. URL: <https://www.visitsamsø.dk/en/inspiration/energy-academy/> (date of access: 06.10.2023).
13. Grenoble starts as 2022 european green capital. *General Directorate for the Environment*. URL: https://environment.ec.europa.eu/news/grenoble-starts-year-2022-new-european-green-capital-2022-01-14_en.
14. Grenoble Alpes: a leader in renewable energies. *Invest in Grenoble Alpes*. URL: <https://www.investingrenoblealpes.com/en/why-grenoble/our-economy/energy/> (date of access: 06.03.2023).
15. City of Adelaide leads the way with 100 per cent renewable electricity contract. *Carbon neutral Adelaide*. URL: <https://www.carbonneutraladelaide.com.au/news/city-of-adelaide-leads-the-way-with-100-percent-renewable-electricity-contract> (date of access: 09.10.2023).
16. Renewable electricity. *City of Adelaide*. URL: <https://www.cityofadelaide.com.au/about-adelaide/our-sustainable-city/renewable-electricity/> (date of access: 06.10.2023).
17. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605.

V. Yatsenko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-2316-3817

K. Mohylna¹, bachelor student, ORCID 0000-0002-7472-2458

¹Suny State University

ECONOMIC AND SOCIAL ASPECTS OF THE CREATION OF AUTONOMOUS ENERGY REGIONS IN UKRAINE

The transition to energy generation from renewable sources is a strategic imperative for many countries around the world. The Russian invasion of Ukraine has made the transition to renewable energy more urgent, as countries want to reduce their dependence on fossil fuel imports from Russia. One of the options for increasing energy security, independence, and environmental friendliness of energy production in Ukraine is the creation of autonomous energy regions. The deployment of decentralized infrastructure for the production of green energy is not an easy task, from an economic point of view it is associated with great prospects and problems. Therefore, the analysis of the socio-economic aspects of the full or partial transition to autonomous systems of renewable energy in the regions of Ukraine is relevant.

The purpose of the article is to study the economic and social prospects and problems to the creation of autonomous energy regions in Ukraine based on world experience. The study identified the main problems of the energy system of Ukraine, analyzed the trends of the renewable energy production market, and considered cases of successful creation of autonomous energy regions in different countries of the world. The article formulates the main social and economic perspectives and problems to the creation of autonomous energy regions in Ukraine.

Based on the analyzed examples, the authors singled out the main success factors for the implementation of projects of autonomous energy regions, in particular, the involvement of the local population and business in the development of a new energy network, the creation of an "ecological brand", the possibility of exporting the generated electricity, support for ecological startups, increasing the energy efficiency of housing. The main socio-economic prospects for Ukrainian communities on this path are energy independence, reducing energy supply costs, creating jobs, developing local businesses, building an "ecological brand" increasing the investment attractiveness of the region, improving the quality of life and health of the population. The most critical problems to the successful implementation of the project of autonomous energy regions in Ukraine are the lack of a consistent policy of the central government in the field of green energy, the lack of initiatives of local authorities and communities in this area, difficulties in attracting long-term investments for the implementation of the project.

As the majority of developed countries are still on the path to decarbonization, the need for a global recovery of Ukraine's energy infrastructure can be a chance to significantly modernize the energy system and join the leading players in the market of renewable energy and sustainable development technologies. The study is practically significant because it offers a perspective vision of the development of the energy system of Ukraine's regions to reduce the state's dependence on fossil fuel imports, increase energy efficiency and safety, and economic and social development of Ukraine's regions. Further implementation of this idea requires a study of the volumes of reserves of renewable energy sources in certain regions of Ukraine, an analysis of the means of stimulating the green energy market (for example, "green" auctions or corporate PPAs), the creation of projects of regional strategies for the transition to renewable energy, etc.

Keywords: *autonomous energy regions, renewable energy, energy, economic development.*

References

1. Production of electricity. State Statistics Service of Ukraine. (2022, October 6). The only government open data web portal. <https://data.gov.ua/dataset/fafe1df5-0ff8-4290-a763-3a60d1999261>.
2. Science Direct. <https://www.sciencedirect.com>.
3. Maśloch, P., Maśloch, G., Kuźmiński, L., & Wojtaszek, H. (2020). Autonomous energy regions as a proposed choice of selecting selected EU regions—aspects of their creation and management. *Energies*, 2020, 13(23), 1–27.
4. Paleta, R., Pina, A., & Silva, C. A. (2012). Remote autonomous energy systems project: Towards sustainability in developing countries. *Energy*, 48(1), 431–439.
5. Golyk, O. P., Zhesan, R. V., & Krasnyuk, A. S. (2011). Energy supply of peasant (farm) farms based on solar energy in the conditions of the Kirovohrad region. *Design, operation and production of agricultural machines*, (41), 195–198.
6. Filyuk, Ya., & Andriychuk, V. (2016). Autonomous power supply systems for outdoor lighting of populated areas on the territory of Ukraine. In VI International scientific and technical conference "Light engineering and power engineering: History, problems, prospects". Ternopil National Technical University named after Ivan Pulyu.
7. Halynska, Y., Bondar, T., Yatsenko, V., & Oliinyk, V. (2022). Combined model of optimal electricity production: Evidence from Ukraine. *Polityka energetyczna – energy policy journal*, 25(1), 39–58.
8. Energy balance of Ukraine. (2022, October 12). State Statistics Service of Ukraine. https://ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2012/energ/en_bal/arh_2012.htm.
9. Lazard's levelized cost of energy analysis (13th ed.). (2019). Lazard. <https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf>.
10. Renewable power generation costs in 2019. (2020). International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>.
11. Ritchie, H. (2021). The price of batteries has declined by 97% in the last three decades. Our World in Data. Global Change Data Lab. <https://ourworldindata.org/battery-price-decline>.
12. Renewable energy island. (2022, August 30). VisitSamsø. <https://www.visitsamsø.dk/en/inspiration/energy-academy>.
13. Grenoble starts as 2022 European green capital. (2022, January 14). General Directorate for the Environment. https://environment.ec.europa.eu/news/grenoble-starts-year-2022-new-european-green-capital-2022-01-14_en.
14. Grenoble Alpes: A leader in renewable energies. (2019). Invest in Grenoble Alpes. <https://www.investingrenoblealpes.com/en/why-grenoble/our-economy/energy>.
15. City of Adelaide leads the way with 100 per cent renewable electricity contract. (2020, February 1). Carbon neutral Adelaide. <https://www.carbonneutraladelaide.com.au/news/city-of-adelaide-leads-the-way-with-100-per-cent-renewable-electricity-contract>.
16. Renewable electricity. (d. l.). City of Adelaide. <https://www.cityofadelaide.com.au/about-adelaide/our-sustainable-city/renewable-electricity>.
17. On the approval of the Energy Strategy of Ukraine for the period until 2035 "Safety, energy efficiency, competitiveness": Order. Kab. of the Ministers of Ukraine dated August 18, 2017, No. 605.

Надійшла: 26.10.2023
Received: 26.10.2023