ISSN 2224-0349

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»
1885
«ХПІ»

ВІСНИК

Національного технічного університету «ХПІ»

Серія: Енергетика: надійністьта енергоефективність

№ 1(2) 2021

Харків
2021

ISSN 2224-0349

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИ

Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»

MINISTRY OF EDUCATION
AND SCIENCE OF UKRAINE

National Technical University
"Kharkiv Polytechnic Institute"

Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність

№ 1 (2) 2021

Збірник наукових праць

Видання засноване у 1961 р.

Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency

No.1 (2) 2021

Collection of Scientific papers

The edition was founded in 1961

Харків
НТУ «ХПІ», 2021

Kharkiv
NTU "KhPI", 2021

Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність = Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency: зб. наук. пр. / Нац. техн. ун-т «Харків. політехн. ін-т». — Харків : НТУ «ХПІ», 2021. — № 1 (2) 2021. — 102 с. — ISSN2224-0349.

Видання присвячене питанням теоретичних та практичних результатів досліджень і розробок, пов'язаних з проблемами надійності та ефективності роботи енергетичного устаткування, а також електроенергетичної системи в цілому. Розглядаються проблеми електроспоживання, енергозбереження і підвищення якості електричної енергії.

Для науковців, викладачів вищої школи, аспірантів, студентів і фахівців в галузі енергетики, надійності та ефективності роботи енергетичного устаткування .

The publication is devoted to the issues of theoretical and practical results of research and development associated with problems of reliability and efficiency of power equipment and power system as a whole. The problems of electricity consumption, energy saving and improvement of the quality of electric energy are considered.

For scientists, teachers of higher education, post-graduate students, students and specialists in the field of energy, reliability and efficiency of power equipment

Свідоцтво про державну реєстрацію друкованого засобу масової інформації КВ № 24523-14463Р від 6 липня 2020 року.
Мова статей – українська, російська, англійська.

Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність включений до зовнішніх інформаційних систем, у тому числі в бібліографічну базу даних OCLC WorldCat (США), індексується пошуковими системами Google Scholar і CrossRef, зареєстрований у світовому каталозі періодичних видань бази даних Ulrisch`s Periodicals Directory (New Jersey, USA).

Офіційний сайт видання: http://eree.khpi.edu.ua/

Засновник
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»

Founder
National Technical University
"Kharkiv Polytechnic Institute"

Редакційна колегія
Головний редактор:
Шевченко С. Ю., д.т.н., проф., НТУ «ХПІ», Україна *Члени редколегії:*
Безпрозванних Г. В., д.т.н., проф., НТУ «ХПІ», Україна
Говоров П. П., д.т.н., проф., ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, Україна
Гриб О. Г., д.т.н., проф., НТУ «ХПІ», Україна
Колкун М., д.т.н., проф., Технічний університет у Кошицях, Словаччина
Морва Д., д.т.н., проф., Університет Обуда, Угорщина
Данильченко Д. О., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна
Довгалюк О. М., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна
Лазуренко О. П., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна
Шутенко О. В., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна
Відповідальний секретар:
Кулик О. С., НТУ «ХПІ», Україна

Editorial staff
Editor-in-chief
Shevchenko S. Yu., D.Tech.Sc., Prof., NTU "KhPI", Ukraine
Editorial staff members:
Bezprozvannych G. V., D.Tech.Sc., Prof., NTU "KhPI", Ukraine
Hovorov P. P., D.Tech.Sc., Prof., O.M. Beketov NUUE, Ukraine
Gryb O. G., D.Tech.Sc., Prof., NTU "KhPI", Ukraine
Kolcun M., D.Tech.Sc., Prof., Technical University of Košice, Slovakia
Morva G., D.Tech.Sc., Prof., Óbuda University, Hungary
Danylchenko D. O., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine
Dovgalyuk O. M., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine
Lazurenko O. P., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine
Shutenko O. V., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine
Executive secretary:
Kulyk O. S., NTU "KhPI", Ukraine

Рекомендовано до друку Вченою радою НТУ «ХПІ».
Протокол № 7 від 02 липня 2021 р.

© Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2021

УДК 631.315.615.2 **doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.01**

S. PONOMARENKO

ANALYSIS OF FACTORS INFLUENCING THE INTENSITY OF TRANSFORMER OIL AGEING IN LONG-TERM OPERATION

The results of the analysis of influence of operational factors and peculiarities of transformer design on intensity of oxidative reactions of transformer oils in the tanks of 110 kV high-voltage power transformers are presented. As a result of two-way analysis of variance it was found that with increasing operating time there is a statistically significant increase in the value of the organic acid content in the oil. At the same time the rate of increase in the organic acids content in the transformer oil, operated under different conditions, significantly differs, which indicates a significant influence of operating conditions on the intensity of oxidative reactions. The results of two-way analysis of variance also show that the effects of changes in factor levels are not additive, that is, the effect of a change in the level of influence of one factor leads to a change in the effect of the level of influence of another. In other words, the process of oil oxidation is cumulative and a certain level of organic acids in the oil can be achieved either over a longer period of operation, but with relatively 'light' operating conditions, or over a shorter period of time, but with more 'heavy' operating conditions. In order to determine the factors most affecting the intensity of oxidative reactions, an analysis of the quality of filled oil, operating time, the influence of the region, the influence of the type and nominal characteristics of transformers on 6 data sets with identical rates of oxidative reactions was carried out. The results of the analysis show that the intensity of oxidation reactions is strongly influenced by the operating time, the transformer loading factors, the consumer composition (region of Ukraine) as well as the type and quality of oils. At the same time, factors such as rated capacity, type of transformer, number of windings, and the value of rated voltage on the medium and low voltage windings do not influence the intensity of oxidation of oils. The results obtained allow the correction of the maximum permissible values of oil acidity, taking into account the factors affecting the intensity of oxidation of oils.

Keywords: high-voltage transformers, transformer oil, ageing intensity, acidity, two-way analysis of variance, operating time, transformer loading, oil quality, Ukraine region, rated capacity, transformer type, number of windings.

С. Г. ПОНОМАРЕНКО

АНАЛІЗ ФАКТОРІВ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ІНТЕНСИВНІСТЬ СТАРІННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ В УМОВАХ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Наведено результати аналізу впливу експлуатаційних факторів і особливостей конструктивного виконання трансформаторів на інтенсивність окислювальних реакцій трансформаторних масел у баках високовольтних силових трансформаторів напругою 110 кВ. За результатами двофакторного дисперсійного аналізу встановлено, що з ростом тривалості експлуатації має місце статистично значуще зростання значення вмісту в маслі органічних кислот. При цьому швидкість збільшення вмісту органічних кислот в маслі трансформаторів, що експлуатуються в різних умовах, істотно відрізняється, що свідчить про значний вплив умов експлуатації на інтенсивність окислювальних реакцій. Також за результатами двофакторного дисперсійного аналізу встановлено, що ефекти зміни рівнів факторів не є адитивними, тобто ефект від зміни рівня впливу одного фактора приводить до зміни ефекту від рівня впливу іншого. Іншими словами, процес окислення масел носить кумулятивний характер при цьому певний рівень вмісту в маслі органічних кислот може бути досягнутий або за більш тривалий період експлуатації, але з відносно «легкими» умовами експлуатації, або за більш короткий проміжок часу, але з більше «важкими» умовами експлуатації. Для визначення факторів, які найбільше впливають на інтенсивність окислювальних реакцій був виконаний аналіз якості масла, що заливається, тривалості експлуатації, впливу регіону та впливу типу і номінальних характеристик трансформаторів по 6 масивам даних з ідентичною швидкістю окислювальних реакцій. За результатами аналізу встановлено, що на інтенсивність окислювальних реакцій найбільший вплив мають тривалість експлуатації, значення коефіцієнтів завантаження трансформаторів, склад споживачів (регіон України), а також сорт і якість масел. У той же час такі фактори як-от номінальна потужність, тип трансформатора, кількість обмоток і значення номінальної напруги на обмотках середньої і низької напруги не впливають на інтенсивність окислення масел. Отримані результати дозволяють виконати коригування гранично-допустимих значень кислотності масел з урахуванням факторів, що впливають на інтенсивність окислення масел.

Ключові слова: високовольтні трансформатори, трансформаторне масло, інтенсивність старіння, кислотне число, двофакторний дисперсійний аналіз, тривалість експлуатації, завантаження трансформаторів, якість масла, регіон України, номінальна потужність, тип трансформатора, кількість обмоток.

С. Г. ПОНОМАРЕНКО

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ ВЛИЯЮЩИХ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ СТАРЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Приведены результаты анализа влияния эксплуатационных факторов и особенностей конструктивного исполнения трансформаторов на интенсивность окислительных реакций трансформаторных масел в баках высоковольтных силовых трансформаторов напряжением 110 кВ. По результатам двухфакторного дисперсионного анализа установлено, что с ростом продолжительности эксплуатации имеет место статистически значимый рост значения содержания в масле органических кислот. При этом скорость увеличения содержания органических кислот в масле трансформаторов, эксплуатирующихся в различных условиях, существенно отличается, что свидетельствует о значимом влиянии условий эксплуатации на интенсивность окислительных реакций. Также по результатам двухфакторного дисперсионного анализа установлено, что эффекты изменения уровней факторов не являются аддитивными, то есть эффект от изменения уровня воздействия одного фактора приводит к изменению эффекта от уровня воздействия другого. Иными словами, процесс окисления масел носит кумулятивный характер при этом определенный уровень содержания в масле органических кислот может быть достигнут либо за более продолжительный период эксплуатации, но с относительно «легкими» условиями эксплуатации, либо за более короткий промежуток времени, но с большее «тяжелыми» условиями эксплуатации. Для определения факторов, наиболее влияющих на интенсивность окислительных реакций был выполнен анализ качества заливаемого масла, длительности эксплуатации, влияние региона, влияние типа и номинальных характеристик трансформаторов по 6 массивам данных с идентичной скоростью окислительных реакций. По результатам анализа установлено, что на

© S. Ponomarenko, 2021

интенсивность окислительных реакций наибольшее влияние оказывают продолжительность эксплуатации, значение коэффициентов загрузки трансформаторов, состав потребителей (регион Украины), а также сорт и качество масел. В тоже время такие факторы как номинальная мощность, тип трансформатора, количество обмоток и значения номинального напряжения на обмотках среднего и низкого напряжения не влияют на интенсивность окисления масел. Полученные результаты позволяют выполнить корректировку предельно-допустимых значений кислотности масел с учетом факторов, влияющих на интенсивность окисления масел.

Ключевые слова: высоковольтные трансформаторы, трансформаторное масло, интенсивность старения, кислотное число, двухфакторный дисперсионный анализ, продолжительность эксплуатации, загрузка трансформаторов, качество масла, регион Украины, номинальная мощность, тип трансформатора, количество обмоток.

Introduction. The operational reliability of high-voltage power transformers, as one of the most critical and costly elements of electrical networks, is determined by the reliability of its individual components: windings, magnetic core, high-voltage bushings, on-load tap changers, cooling system, etc. Transformer oil is one of the most important elements in the insulation of high-voltage transformers, which largely ensures their uninterrupted operation. The ageing of transformer oils during operation leads to deterioration of their insulating properties due to changes in their chemical structure. It is obvious that the intensity of oil ageing in different transformers will be different and is determined by the influence of a number of different factors, starting from operating modes of electrical networks and ending with the design of transformers. Improvement of diagnostic methods of transformer oils is fundamentally impossible without taking into account the regularities of transformer oil ageing in terms of long-term operation and analysis of the influence of operational factors on the speed of oil ageing. In this regard, the study of transformer oil ageing processes under conditions of real operating conditions during long-term operation is an urgent and important task. In this paper the results of analysis of factors influencing the intensity of oil ageing under conditions of long-term operation are given.

Publication analysis. At present, the kinetics of oil ageing is sufficiently well studied and described in the literature. In [1-3] it was found that the oxidation of transformer oils occurs by a chain mechanism. The main ageing factor is the interaction of free air oxygen with hydrocarbons contained in the oils. Operating oil temperature, electric field strength, moisture, as well as some structural materials are factors that accelerate the aging process. It should be noted that research into the ageing process of oils is continuing now. For example, in [4] an experimental study was carried out to assess the correlation between water content and insulating characteristics of oils, in particular breakdown voltage, resistivity and dielectric dissipation factor. An experimental study of new and reclaimed in-service transformer oil was carried out in [5]. A comparative study found that the reclaimed transformer oil in service is unstable and more susceptible to thermal aging processes than the new one. It has been demonstrated in [6] that annual oil sampling may not be sufficient to monitor moisture content, which can lead to misdiagnosis. A liquid quality index (LQI), which is determined by moisture content analysis, has been proposed to assess the condition of transformer oils. In [7] statistical data on the effect of oil-impregnated paper wear on transformer oil is presented. The correlation between the indicators of interfacial tension (IFT), acidity and colour with the conditions of ageing of transformer paper was revealed. In [8] the results of an analysis of the influence of transformer load-dependent operating temperature on the intensity of oil ageing are given. It was found that an increase in transformer load from 10 to 50% leads to a 3.5 times increase in organic acids after 25 years of operation. In [9] a linear regression method is applied to analyse the characteristics of transformer oils with an operating time of up to 30 years and a loading rate of 9-80%. It is shown that the oil in transformers with a higher load factor wears out faster, especially the increase in acidity and colour change. Regression and classification models based on machine learning are used in [10] to test the correlation between transformer oil IFT values and other oil test results, namely breakdown voltage, acidity, colour, dissipation factor and moisture content. Experimental results show that both acidity and colour have the highest correlation with IFT. In [11], a multiple linear regression model was proposed to estimate the degree of oil ageing from a set of diagnostic indicators. In [12] the trajectory method was used to assess the condition of transformer oils. However, despite a sufficient amount of research, the influence of operating conditions and design features of transformers are not sufficiently covered, which is the reason for this paper.

Research purpose. In this article, the influence of operating factors on the intensity of transformer oil ageing is evaluated by analysing the results of in-service inspection.

Problem solving method. The results of periodic tests of transformer oils condition for 249 transformers of 110 kV from 6 regions of Ukraine were used as the initial data for the analysis. Both the results of control of physical and chemical parameters of oils and the results of chromatographic analysis of gases dissolved in oil were analysed. Totally, the results of tests on 20 indicators characterizing change of insulating properties of oils at an interval up to 50 years of operation were analysed. These results were entered into the database of information and analytical system "SIRENA" [13], in the medium of which this analysis was performed. For convenience of analysis, groups of indicators with the same drift rate were formed according to the statistical processing procedure proposed in [14, 15]. Such groups (M-1...M-6) are graphically illustrated in Fig. 1, which shows the dependences of the acidity of transformer oils on the duration of operation.

The first stage of the study tested how the rates of acid number drift differed between the 6 groups. Since it is assumed that the values of the indicators change not only over time, but also between groups, a mathematical model of cross-sectional two-way analysis of variance (ANOVA) [16] was used to test for differences in the ageing rate. In this case, the factor of operating time was placed on the rows and the factor of the group on the columns. Given the

non-linear nature of oil indicators dependence on the operating time [17], the data were divided by rows, taking into account the induction and acceleration period, which are different for the analysed arrays. It is assumed that the number of observations in each cell is the same and equal to m.

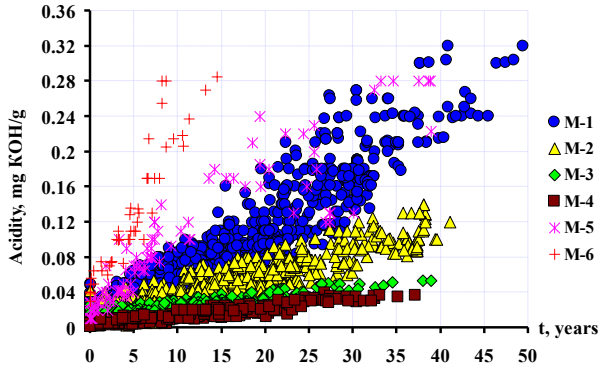


Figure 1 – Dependence of the acidity on operating time for 6 groups of transformers with the same ageing rate

If the effects of changes in factor levels are additive, that is, the difference in mathematical expectations between any two levels of one factor is the same for any levels of the other, then a variance-components model can be represented as a linear equation [16]:

$$y_{ijr} = \mu + p_i + \gamma_j + \varepsilon_{ijr}, \quad (1)$$

where y_{ijr} is the value of the oil quality indicator;

μ is the overall mean;

p_i is the average deviation relative to μ for the i-th level of the first factor;

γ_j is the average deviation relative to μ for the j- th level of the second factor;

ε_{ijr} is a residual random variable;

i is the level of the first factor;

j is the level of the second factor; the order of occurrence of one of the m_{ij} observations for the combination of the i-th level of the first factor with the j-th level of the second factor.

If the effects are non-additive, it is necessary to introduce a component into the model (1) that characterises the interaction between the factors. Then equation (1) will take the form:

$$y_{ijr} = \mu + p_i + \gamma_j + (\rho\gamma)_{ij}, \quad (2)$$

where $(\rho\gamma)_{ij}$ is the component describing the interaction between the factors.

The expression for the total squariance for model (2) is:

$$\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{k}\sum_{r=1}^{m}(\overline{y}_{ij} - \overline{y})^2 = k \cdot m \cdot \sum_{i=1}^{n}\left(\overline{y}_i - \overline{y}\right)^2 + $$
$$+ n \cdot m \cdot \sum_{j=1}^{k}\left(\overline{y}_i - \overline{y}\right)^2 +$$
$$+ m \cdot \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{k}\left(\overline{y}_{ij} - \overline{y}_i - \overline{y}_j + \overline{y}\right)^2 \quad (3)$$

Whence total squariance is:

$$Q_{\text{total}} = Q_A + Q_B + Q_{AB} + Q_\varepsilon, \quad (4)$$

where $Q_A = k \cdot m \cdot \sum_{i=1}^{n}\left(\overline{y}_i - \overline{y}\right)^2$ is the sum of squared deviations, describing the scatter of the mean across rows relative to the overall mean;

$Q_B = n \cdot m \cdot \sum_{j=1}^{k}\left(\overline{y}_i - \overline{y}\right)^2$ is the squariance between columns, characterising the scatter of the mean across columns;

$Q_{AB} = m \cdot \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{k}\left(\overline{y}_{ij} - \overline{y}_i - \overline{y}_j + \overline{y}\right)^2$ is the sum of squared deviations characterising the mutual influence effect;

$Q_\varepsilon = \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{k}\sum_{r=1}^{m}(\overline{y}_{ijr} - \overline{y})^2$ is the sum of squared deviations within a series, describing the scatter of individual observations in the series relative to the series mean, due to the influence of random variables alone.

The hypothesis of the significance of the influence of factors and their interactions was tested using Fisher's test. To do this, first the mean square estimates were found – total (5), interlinear (6), between-column (7), interactions (8) and residual (9).

$$S^2_{\text{total}} = \frac{Q_{\text{total}}}{n \cdot k \cdot m - 1} = \sigma^2_\varepsilon + \sigma^2_A + \sigma^2_B + \sigma^2_{AB}; \quad (5)$$

$$S^2_A = \frac{Q_{\text{A}}}{n - 1} = \sigma^2_\varepsilon + k \cdot m \cdot \sigma^2_A + m \cdot \sigma^2_{AB}; \quad (6)$$

$$S^2_B = \frac{Q_B}{k - 1} = \sigma^2_\varepsilon + n \cdot m \cdot \sigma^2_B + m \cdot \sigma^2_{AB}; \quad (7)$$

$$S^2_{AB} = \frac{Q_{AB}}{(n-1)\cdot(k-1)} = \sigma^2_\varepsilon + m \cdot \sigma^2_{AB}; \quad (8)$$

$$S^2_\varepsilon = \frac{Q_\varepsilon}{n \cdot k \cdot (m-1)} = \sigma^2_\varepsilon. \quad (9)$$

The F-criterion values were calculated as the ratio of the corresponding mean squares to the residual mean square:

$$F_A = \frac{\sigma^2_A}{\sigma^2_\varepsilon};$$
$$F_B = \frac{\sigma^2_B}{\sigma^2_\varepsilon};$$
$$F_{AB} = \frac{\sigma^2_{AB}}{\sigma^2_\varepsilon}. \quad (10)$$

The hypothesis of no influence of a factor or interaction effect was not rejected if the calculated F-criterion was less than the table value, with corresponding freedom degrees values and significance level α = 0.05.

Two-way ANOVA was performed using the "DDA" software [18] integrated in the information and analytical system "SIRENA". The values of the variance decomposition totals as well as the calculated and critical *F*-criterion values obtained from the variance decomposition for the groups of acidity are shown in Table 1.

Table 1 – Two-way ANOVA results

n	**k**	**Variance decomposition totals**					**F-criterions (calculated/ critical)**		
		Q_{total}	Q_A	Q_B	Q_{AB}	$Q_{res.}$	F_A	F_B	F_{AB}
6	5	0.831	0.223	0.435	0.14	0.033	1193	2905	187.4
							2.23	2.39	1.59

For all the oil quality indicators analysed, the calculated F-criterion values are significantly higher than the table values. This means that the drift rates of the indicators differ significantly between the groups.

From this, the following conclusions can be drawn:

1. Significant exceeding of the calculated F_A criterion limit values indicates that there is a drift in the values of the oil indicators over time, which means that oil ageing processes are taking place.
2. Significant exceeding of the calculated F_B criterion limit values indicates that the drift rates of the oil values differ between the groups, which means that the transformers in the different groups have been operated under different conditions;
3. Significant exceeding of the calculated F_{AB} criterion limit values indicates that he effects of changes in factor levels are non-additive, meaning that the effect of a change in the exposure level of one factor leads to a change in the effect of the exposure level of another.

Results analysis. The different oil ageing rate between the groups of indicators is primarily due to different transformer loads [8, 9]. However, it is of interest to analyse the influence of other factors as well. Therefore, the quality of the filled oil, the operating time, the influence of the region, the influence of transformer type and rated characteristics on the oil ageing rate were analysed. Table 2 shows the main characteristics of transformers, which are included in the groups M-1 to M-6 for the acidity of transformer oils. The analysis of the data in Table 2 allows drawing a number of conclusions about the significance of the influence of the following factors on the oil ageing rate.

The following types of transformers are abbreviated in the Table 2:

- TDN is the three-phase transformer with Oil Natural Air Forced (ONAF) cooling and on-load tap-changer (OLTC);
- TMN is the three-phase transformer with Oil Natural Air Natural (ONAN) cooling and (OLTC);
- TDNG is the lightning proof three-phase transformer with ONAF cooling and OLTC;
- TRDN is the three-phase split-winding transformer with ONAF cooling and OLTC;
- TDTN is the three-phase three-winding transformer with ONAF cooling and OLTC;
- TDTNG is the lightning proof three-phase three-winding transformer with ONAF cooling and OLTC;

Table 2 – Characteristics of groups of transformers with the same acidity drift rate

Array characteristics	Data array					
	M-1	**M-2**	**M-3**	**M-4**	**M-5**	**M-6**
Indicator value at time of oil filling, mg KOH/g						
Maximum	0.049	0.043	0.027	0.009	0.028	0.049
Average	0.020	0.019	0.018	0.004	0.017	0.040
Minimum	0.010	0.003	0.010	0.001	0.010	0.030
Average time for the indicator to reach the limit value, years	18.41	30.76	–	–	7.33	4.49
Distribution of transformers by service life, %						
up to 10 years	0	0	15	6	0	0
10 to 20 years	21	35	52	63	25	0
20 to 30 years	31	35	30	31	50	0
30 to 40 years	35	27	3	0	0	33
over 40 years	13	3	0	0	25	67
Distribution of transformers by region, %						
Donetsk	23	16	3	6	25	33
Crimea	0	5	9	19	0	0
Lugansk	49	24	3	44	75	67
Poltava	5	8	0	6	0	0
Sumy	8	5	0	25	0	0
Kharkiv	15	42	85	0	0	0
Distribution of transformers by rated capacity, %						
10 MBA	0	0	0	6	0	0
16 MBA	2	8	3	13	0	0
20 MBA	6	8	0	0	0	0
25 MBA	33	22	58	31	0	0
32 MBA	33	16	6	25	25	0
40 MBA	22	46	33	19	25	67
63 MBA	4	0	0	6	50	33
Distribution of transformers by type, %						
TDN	6	2	3	6	0	0
TMN	0	0	0	6	0	0
TDNG	22	6	3	6	50	0
TRDN	24	39	27	25	0	33
TDTN	44	39	61	44	50	33
TDTNG	4	10	6	13	0	34
Foreign-made	0	4	0	0	0	0
Distribution of transformers by rated voltage, %						
110/6 kV	27	29	21	38	0	33
110/10 kV	8	20	12	6	0	0
110/10/6 kV	4	4	21	0	0	0
110/35/6 kV	43	41	40	25	75	34
110/35/10 kV	18	6	6	31	25	33

Influence of the quality of the filled oil. As can be seen from Table 2, the values of the acidity at the time of filling the transformer tank fluctuate within a fairly wide range. The lowest values of the acidity are found in the M-4 group. This group also has the lowest oxidation rate (Fig. 1). The maximum values of the acidity were observed in group M-6 (maximum oxidation rate). For the other groups of transformers the acidity at the time of filling has

intermediate values. The influence of oil quality on the ageing rate can be explained by the increase in the number of free radicals in the oil with the worst quality (in this case with an increased value of the acidity), which leads to an increased intensity of oxidation reactions.

Influence of the operating time. The acidity groups with the highest oxidation rates (M-1, M-5 and M-6) mainly consist of transformers with more than 30 years of operating time, while the groups with the lowest oxidation rates (M-3 and M-4) contain the highest percentage of transformers with up to 20 years of operating time. On the one hand, this shows the influence of transformer load on the oxidation intensity (because oil temperature will largely depend on load losses and transformer load before 1990 was much higher than after 1990). On the other hand, operating time is also an important factor, as insulation ageing also occurs at low temperatures, but with less intensity (the effects of changing factor levels are not additive).

Influence of the region. When analysing the distribution of transformers from different regions of Ukraine into groups, one cannot but notice that the groups with the highest ageing intensity (M-1, M-5 and M-6) consist mainly of transformers in operation in Donetsk and Luhansk regions. This is most likely due to the predominance of industrial consumers in the load of these transformers, and hence the harsher temperature conditions of their operation.

Influence of the rated capacity. As would be expected, the rated capacity of transformers has no influence on the oil ageing intensity. The relevant factor is not the rated capacity of the transformers, but how many percent of the rated capacity the transformer in question has been loaded over the entire service interval. This fact is clearly illustrated in Fig. 2, which shows the dependence of the acidity on the operating time for transformers with a rated capacity of 25 MVA (curve 1) and 40 MVA (curve 2) of the same rated voltage, installed in different substations in the Kharkiv region.

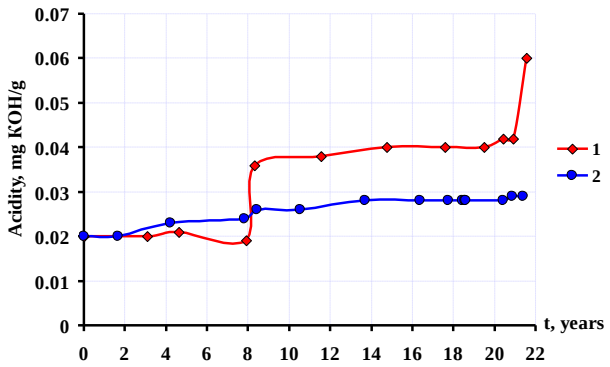


Figure 2 – Dependence of the acidity on the operating time for 2 transformers of different rated capacity and the same rated voltage, installed in different substations in the Kharkiv region

As can be seen from the figure, the oil ageing rate of the transformer indicated by curve 1 is higher than that of the transformer indicated by curve 2, despite the fact that the latter has a higher rated capacity. This is due to the fact that the average load of the first transformer was 35.2 % and that of the second transformer was 16.2 %.

Influence of transformer types and rated voltages. By analysing the data in Table 2. it is easy to see that neither the transformer type, nor the voltages of the medium and low voltage windings have a significant influence on the oil ageing rate. As in the case of transformer rated capacity, a decisive factor in the intensity of oil ageing is the transformer load. Transformers of the same type, with the same voltage on the medium and low voltage sides, have different ageing rates at different loading factors (Fig. 3). Thus, two transformers of the same type, with 40 MVA and 110/35/6 kV, installed in the neighbourhood of the same substation, have an average load of 39 % and 11 %, which results in different oxidation rates at the same types and rated voltages of these transformers. At the same time, the oil ageing rate for transformers of different types, but with the same load, is almost identical (Fig. 4). The loads of 2 transformers of different types, installed in the neighbourhood of the same substation, are approximately the same – 52 % and 54 % respectively, which results in approximately the same ageing rate for the different types of transformers.

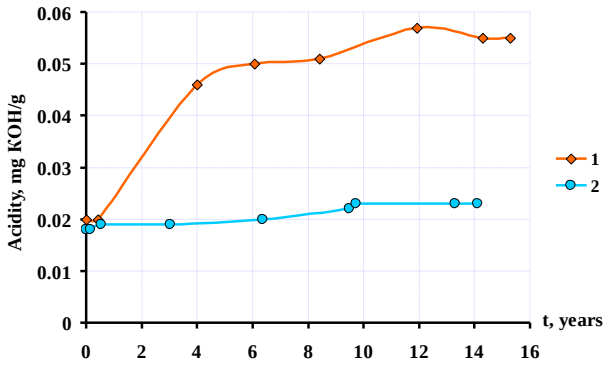


Рисунок 3 – Dependence of the acidity on the operating time for 2 transformers of the same types installed in the neighbourhood of the same substation

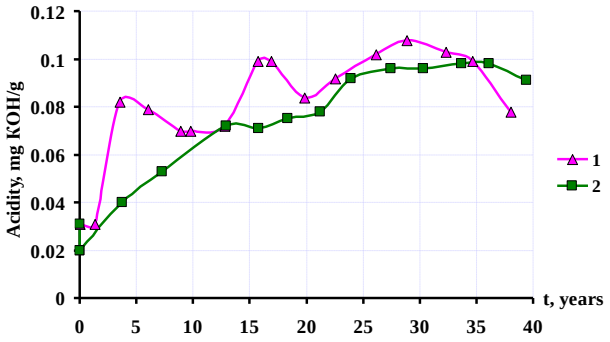


Figure 4 – Dependence of the acidity on the operating time for 2 transformers of different types installed in the neighbourhood of the same substation

Conclusions. Under long-term operating conditions the ageing of transformer oils in the tanks of power high-voltage transformers proceeds with different speeds. As a result the drift rate of quality indicators of transformer oils significantly differs. The main factors influencing the

intensity of oil ageing are transformer loading, operating time and oil quality. The rated power, type and rated voltages on medium and low voltage transformer windings have been found to have no significant influence on the intensity of oxidation reactions. The results obtained allow the correction of the maximum permissible values of oil acidity, taking into account the factors affecting the intensity of oxidation of oils.

Список літератури

1. Липштейн Р. А., Шахнович М. И. *Трансформаторное масло*. Москва: Энергоатомиздат, 1983. 296 с.
2. Бурьянов Б. П. *Трансформаторное масло*. Москва: Государственные энергетические издания, 1955. 190 с.
3. Штегер Г. *Электроизоляционные материалы*. Москва: Госэнергоиздат, 1961. 264 с.
4. Abdi S., Harid N., Safiddine L., Boubakeur A., Haddad A. The Correlation of Transformer Oil Electrical Properties with Water Content Using a Regression Approach. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 8. P. 2089. doi: 10.3390/en14082089
5. Guerbas F., Adjaout L., Abada A., Rahal D. New and Reclamation Transformer Oil Behavior under Accelerated Thermal Aging. *2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*. Athens, Greece, 2018. P. 1–4. doi: 10.1109/ICHVE.2018.8642062
6. Roizman O. How water affects transformer oil quality and helps monitor its aging. *Transformers Magazine*. 2019. Vol. 6, no. 4. P. 76–85.
7. Prasojo R. A., Diwyacitta K., Suwarno, Gumilang H. Correlation of transformer paper deterioration to oil characteristics and dissolved gases. *2017 International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS)*. Denpasar, Indonesia, 2017. P. 40–45. doi: 10.1109/ICHVEPS.2017.8225864
8. Shutenko O., Ponomarenko S. Analysis of the Impact of Power Transformer Loading on the Transformer Oil Aging Intensity. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. Kharkiv, Ukraine, 2020. P. 76–81. doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250159
9. Diwyacitta K., Prasojo R. A., Suwarno, Gumilang H. Effects of loading factor in operating time on dielectric characteristics of transformer oil. *2017 International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS)*. Denpasar, Indonesia, 2017. P. 335–339. doi: 10.1109/ICHVEPS.2017.8225864
10. Bhatia N. K., El-Hag A. H., Shaban K. B. Machine Learning-based Regression and Classification Models for Oil Assessment of Power Transformers. *2020 IEEE International Conference on Informatics, IoT, and Enabling Technologies (ICIoT)*. Doha, Qatar, 2020. P. 400–403. doi: 10.1109/ICIoT48696.2020.9089647
11. Shutenko O., Ponomarenko S. Diagnostics of Transformer Oils Using the Multiple Linear Regression Model. *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*. Kremenchuk, Ukraine, 2020. P. 1–6. doi: 10.1109/PAEP49887.2020.9240875
12. Бондаренко В. Е., Шутенко О. В. Усовершенствование процедуры принятия решений при оценке степени старения трансформаторных масел. *ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность*. 2009. №1. С. 17–21.
13. Shutenko O., Kulyk O., Ponomarenko S. Informational and Analytical System for Diagnostics of the Electric Power Equipment Condition. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 2020. P. 105–110. doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160251
14. Шутенко О. В. Формирование однородных массивов показателей качества трансформаторного масла в условиях априорной неопределенности результатов испытаний. *Інтегровані технології та енергозбереження*. 2006. № 4. С. 42–50.
15. Shutenko O., Ponomarenko S. Reliability Assessment of the Results of Periodic Monitoring of the Transformer Oils Condition. *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. Istanbul, Turkey, 2020. P. 77–82. doi: 10.1109/IEPS51250.2020.9263141
16. Давыденко А. П. *Организация и планирование научных исследований, патентоведение: Учеб. пособие*. Харьков: НТУ «ХПИ», 2004. 320с.
17. Шутенко О. В. Особенности дрейфа показателей качества трансформаторного масла в течении длительной эксплуатации. *Інтегровані технології та енергозбереження*. 2007. № 4. С. 26–30.
18. Шутенко О. В., Баклай Д. Н. *Планирование экспериментальных исследований в электроэнергетике. Методы обработки экспериментальных данных*. Харьков: НТУ «ХПИ». 2013. 268 с.

References (transliterated)

1. Lipshteyn R. A., Shakhnovich M. I. Transformatornoe maslo [Transformer oil]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1983. 296 p.
2. Bur'yanov B. P. Transformatornoe maslo [Transformer oil]. Moscow, Gosenergoizdat Publ., 1955. 190 p.
3. Shteger G. Elektroizolyatsionnye materialy [Electrical insulation materials]. Moscow, Gosenergoizdat Publ., 1961. 264 p.
4. Abdi S., Harid N., Safiddine L., Boubakeur A., Haddad A. The Correlation of Transformer Oil Electrical Properties with Water Content Using a Regression Approach. *Energies*. 2021, vol. 14, no. 8, pp. 2089. doi: 10.3390/en14082089
5. Guerbas F., Adjaout L., Abada A., Rahal D. New and Reclamation Transformer Oil Behavior under Accelerated Thermal Aging. *2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*. Athens, Greece, 2018, pp. 1–4. doi: 10.1109/ICHVE.2018.8642062
6. Roizman O. How water affects transformer oil quality and helps monitor its aging. *Transformers Magazine*. 2019, vol. 6, no. 4, pp. 76–85.
7. Prasojo R. A., Diwyacitta K., Suwarno, Gumilang H. Correlation of transformer paper deterioration to oil characteristics and dissolved gases. *2017 International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS)*. Denpasar, Indonesia, 2017, pp. 40–45. doi: 10.1109/ICHVEPS.2017.8225864
8. Shutenko O., Ponomarenko S. Analysis of the Impact of Power Transformer Loading on the Transformer Oil Aging Intensity. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. Kharkiv, Ukraine, 2020, pp. 76–81. doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250159
9. Diwyacitta K., Prasojo R. A., Suwarno, Gumilang H. Effects of loading factor in operating time on dielectric characteristics of transformer oil. *2017 International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS)*. Denpasar, Indonesia, 2017, pp. 335–339. doi: 10.1109/ICHVEPS.2017.8225864
10. Bhatia N. K., El-Hag A. H., Shaban K. B. Machine Learning-based Regression and Classification Models for Oil Assessment of Power Transformers. *2020 IEEE International Conference on Informatics, IoT, and Enabling Technologies (ICIoT)*. Doha, Qatar, 2020, pp. 400–403. doi: 10.1109/ICIoT48696.2020.9089647
11. Shutenko O., Ponomarenko S. Diagnostics of Transformer Oils Using the Multiple Linear Regression Model. *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*. Kremenchuk, Ukraine, 2020, pp. 1–6. doi: 10.1109/PAEP49887.2020.9240875
12. Bondarenko V. E., Shutenko O. V. *Usovershenstvovanie protsedury prinyatiya resheniy pri otsenke stepeni stareniya transformatornykh masel* [Improved decision-making procedure for assessing the ageing of transformer oils]. ELECTRO. Electrical engineering, electrical power, electrical industry. 2009, no. 1, pp. 17–21.
13. Shutenko O., Kulyk O., Ponomarenko S. Informational and Analytical System for Diagnostics of the Electric Power Equipment Condition. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 2020, pp. 105–110. doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160251
14. Shutenko O. V. Formirovanie odnorodnykh massivov pokazateley kachestva transformatornogo masla v usloviyakh apriornoy neopredelennosti rezul'tatov ispytaniy [Formation of homogeneous arrays of transformer oil quality indicators under a priori uncertainty of test results]. *Integrated technologies and energy saving*. 2006, no. 4, pp. 42–50.
15. Shutenko O., Ponomarenko S. Reliability Assessment of the Results of Periodic Monitoring of the Transformer Oils Condition. *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. Istanbul, Turkey, 2020, pp. 77–82. doi: 10.1109/IEPS51250.2020.9263141

16. Davydenko A. P. *Organizatsiya i planirovanie nauchnykh issledovaniy, patentovedenie: Ucheb. posobie* [Organisation and Planning of Scientific Research, Patenting: Tutorial].Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2004. 320 p.
17. Shutenko O. V. Osobennosti dreyfa pokazateley kachestva transformatornogo masla v techenii dlitel'noy ekspluatatsii [Features of the drift of transformer oil quality indicators during long-term operation]. *Integrated technologies and energy saving*. 2006, no. 4, pp. 42–50.
18. Shutenko O. V., Baklay D. N. *Planirovanie eksperimental'nykh issledovaniy v elektroenergetike. Metody obrabotki eksperimental'nykh dannykh* [Planning experimental studies in the electrical power field. Methods of experimental data processing]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2013. 268 p.

Надійшла (received) 23.04.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Пономаренко Сергій Григорович (Пономаренко Сергей Григорьевич, Ponomarenko Serhii) – аспірант кафедри передачі електричної енергії Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-7860-079X; e-mail: PonomarenkSerhii@gmail.com.

УДК 631.3.015:621.311.25 **doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.02**

М. В. БАЗИЛЕВИЧ

ВИЗНАЧЕННЯ ГРАНИЧНОГО ЗНАЧЕННЯ НАПРУГИ В ТОЧЦІ ПРИЄДНАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Для побутових сонячних електростанцій не розраховують режими електричної мережі. Відомо, що напруга в точці встановлення сонячної електростанції може перевищувати допустиму. Таке підвищення напруги спричиняє вихід електрообладнання з ладу. Існуючі методи передбачають знаходження напруги шляхом повного розрахунку режимів електричної мережі. Це непрактично і незручно, особливо для розподільних мереж 0,4 кВ. Запропоновано знаходити найбільш ймовірне граничне значення напруги в точці встановлення сонячної електростанції без розрахунку режиму електричної мережі із використанням інформації про значення напруги в центрі живлення. Напруга в точці встановлення сонячної електростанції в основному залежить від генерованої потужності сонячної електростанції, опору лінії, потужності навантаження, що ввімкнене на напругу 0,4 кВ, і напруги на шинах 0,4 кВ пункту живлення. Напруга майже не залежить від потужності силового трансформатора, параметрів ліній 10 кВ і параметрів ліній 0,4 кВ, крім лінії «центр живлення–сонячна електростанція». Напруга в точці встановлення сонячної електростанції буде найвищою у випадку, коли на лінії немає навантаження. Запропоновано методи, які дозволяють аналітично знайти максимальне значення напруги в точці встановлення сонячної електростанції без використання методів послідовних наближень. Враховано, що сонячна електростанція, як правило, працює в режимі видачі максимальної активної потужності. Визначено значення напруги в точці встановлення сонячної електростанції за різним аналітичними формулами. Визначено точність знаходження напруги за різними формулами. Встановлено, що для досягнення необхідної точності слід враховувати залежність струму на виході сонячної електростанції від напруги в точці підключення. Розглянуто модифікацію формул з ціллю спрощення їх застосування. Розглянуті умови знаходження гранично можливого значення напруги в точці встановлення сонячної електростанції. Для цього необхідно, щоб аргумент вектору падіння напруги на лінії був рівний аргументу вектору напруги на шинах пункту живлення. Це досягається тим, що сонячна електростанція генерує активну і реактивну потужність у певному співвідношенні. Показана недоцільність знаходження гранично можливого значення напруги в точці встановлення сонячної електростанції через незначну різницю із найбільш ймовірним значенням напруги при значному ускладненні обчислень.

Ключові слова: сонячна електростанція, розрахунок режимів, мережа 0,4 кВ, напруга в мережі.

Н. В. БАЗИЛЕВИЧ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ТОЧКЕ ПРИСОЕДИНЕНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Для бытовых солнечных электростанций не рассчитывают режимы электрической сети. Известно, что напряжение в точке установки солнечной электростанции может превышать допустимое. Такое повышение напряжения приводит к выходу электрооборудования из строя. Существующие методы предусматривают нахождения напряжения путем полного расчета режимов электрической сети. Это не практично и неудобно, особенно для распределительных сетей 0,4 кВ. Предложено находить наиболее вероятное пороговое значение напряжения в точке установки солнечной электростанции без расчета режима электрической сети с использованием информации о значении напряжения в центре питания. Напряжение в точке установки солнечной электростанции в основном зависит от генерируемой мощности солнечной электростанцией, сопротивления линии, мощности нагрузки, включенной на напряжение 0,4 кВ и напряжения на шинах 0,4 кВ пункта питания. Напряжение практически не зависит от мощности силового трансформатора, параметров линий 10 кВ и параметров линий 0,4 кВ, кроме линии «центр питания - солнечная электростанция». Напряжение в точке установки солнечной электростанции будет самой высокой в случае, когда на линии нет нагрузки. Предложены методы, которые позволяют аналитически найти максимальное значение напряжения в точке установки солнечной электростанции без использования методов последовательных приближений. Учтено, что солнечная электростанция, как правило, работает в режиме выдачи максимальной активной мощности. Определены значения напряжения в точке установки солнечной электростанции по различным аналитическим формулам. Определены точность нахождения напряжения по разным формулам. Установлено, что для достижения необходимой точности следует учитывать зависимость тока на выходе солнечной электростанции от напряжения в точке подключения. Рассмотрены модификации формул с целью упрощения их применения. Рассмотрены условия нахождения предельно возможного значения напряжения в точке установки солнечной электростанции. Для этого необходимо, чтобы аргумент вектора падения напряжения на линии был равен аргументу вектора напряжения на шинах пункта питания. Это достигается тем, что солнечная электростанция генерирует активную и реактивную мощность в определенном соотношении. Показана нецелесообразность нахождения предельно возможного значения напряжения в точке установки солнечной электростанции из-за незначительной разницы с наиболее вероятным значением напряжения при значительном усложнении вычислений.

Ключевые слова: солнечная электростанция, расчет режимов, сеть 0,4 кВ, напряжение в сети.

M. V. BAZYLEVYCH

DETERMINATION OF THE MAXIMUM VOLTAGE AT THE PHOTOVOLTAIC POWER PLANT CONNECTION POINT

The modes of the electrical network have not been calculated for the photovoltaic power plants if they are used for small and medium-sized applications. It is known that the voltage at the point of installation of a photovoltaics power plant may exceed the critical limit voltage and as a result it may cause the emergency with the electrical equipment. According to the existing methods, it is possible to find the voltage only by full electrical network modes calculating. In practice such calculation is not convenient, especially for 0.4 kV distribution networks. The suggestion is to find the most probable limit voltage at the point of installation of a photovoltaic power plant without calculating the mode of the electrical network using instead the information about the voltage value in the power supply centre. The voltage at the installation point of the photovoltaic power plant mainly depends on the generated power of the photovoltaics power plant, line resistance, load power connected to a voltage of 0.4 kV and bus voltages of 0.4 kV of the power supply. The voltage hardly depends on the power of the power transformer, the parameters of 10 kV lines and the parameters of 0.4 kV lines, except for the line

© М. В. Базилевич, 2021

"power centre–photovoltaic power plant". The highest voltage at the point of installation of the photovoltaics power plant will be in the case when the load on the line is absent. The suggested methods allow finding analytically the maximum value of voltage at the point of installation of a photovoltaic power plant without using of the successive approximations methods. As a rule the photovoltaics power plant operates in the mode of delivery of the maximum active power. By the range of various analytical formulas, the value of voltage at the point of installation of a photovoltaic power plant has been determined. The accuracy of finding the voltage by different formulas has also been determined. It is established that in order to achieve the required accuracy, the dependence of the current at the output of the photovoltaics power plant on the voltage at the connection point should be taken into account. Modification of formulas for the purpose of simplification of their application is considered. The conditions for finding the maximum possible voltage value at the point of installation of a photovoltaics power plant are considered. This requires that the argument of the voltage drop vector on the line be equal to the argument of the voltage vector on the busbars of the power supply. This is achieved by the fact that the photovoltaic power plant generates active and reactive power in a certain ratio. It is shown the inexpediency of finding the maximum possible voltage value at the point of installation of a photovoltaic power plant due to a small difference with the most possible voltage value with a significant complication of calculations.

Keywords: photovoltaic power plant, calculation of electric network modes, 0.4 kV network, voltage in electric networks.

Актуальність проблеми та її зв'язок з прикладними задачами. В Україні все більше будується побутових та промислових сонячних електростанцій (СЕС). Основною ціллю побудови таких СЕС є отримання прибутку від продажу електроенергії за «зеленим тарифом». При побудові СЕС були невраховані принципи побудови розподільчих мереж. Типові розподільні мережі спроєктовані так, що електрична енергія від центру живлення по радіальних лініях передається до споживачів. Величина напруги поступово знижується від центру живлення до кінця лінії. При побудові СЕС не враховувалось, що СЕС є генератором. Тобто до радіальної лінії підключався ще один центр живлення із підвищеним рівнем напруги. В результаті в мережах 0,4 кВ зростав рівень напруги. Наслідком підвищення рівня напруги став вихід побутових приладів з ладу. На даний час не визначалось, наскільки встановлення СЕС може підвищити рівень напруги в мережі. Знаючи рівень напруги після встановлення СЕС, можна визначити необхідні додаткові заходи, які дозволять підтримувати значення напруги в допустимих межах.

Огляд публікацій і недоліки відомих рішень. Відхилення напруги від номінальної в мережах 0,4 кВ регулюється стандартом [1]. У ньому прописано, що відхилення напруги від номінальної на повинне перевищувати ±10 % від номінального значення. Стандарти по встановленню СЕС не визначають способи підключення СЕС до мережі і регламентують розрахунок режимів тільки для СЕС із потужністю, понад 150 кВт [2]. Для побутових СЕС потужністю до 30 кВт не передбачено проводити розрахунок режимів мережі. Практично, не дивлячись на існуючі проблеми, енергопостачальні компанії і проєктні організації не проводять розрахунок режимів при ввімкненні СЕС. Наслідком цього є вихід обладнання споживачів з ладу.

Існує значна кількість публікацій, в яких розглядається розрахунок режимів при ввімкненні СЕС. Можна виділити спільні риси цих публікацій:

- розрахунок режимів відбувався для мереж середньої та високої напруги;
- розрахунок відбувався для СЕС із потужністю понад 150 кВт;
- для розрахунку використовувались програмні комплекси, призначені для розрахунку режимів електричних мереж [3, 4].

Результати розрахунку режимів для промислових СЕС можна контролювати пристроями телевимірів (які мають бути встановлені на СЕС [2]) і пристроями релейного захисту від підвищеної напруги, які можуть бути встановлені як на СЕС, так і на підстанціях. Мережі 0,4 кВ мають особливості: вони дуже розгалужені; в них не встановлені пристрої телемеханіки та телевимірів; в них не встановлені пристрої релейного захисту від підвищення напруги. Можна вважати надлишковим використання програмних комплексів розрахунку режимів для визначення напруги в точці приєднання СЕС.

Найбільш поширений спосіб розрахунку режиму радіальної електричної мережі по напрузі на початку лінії та потужності в кінці лінії передбачає використання методу послідовного наближення [5, 6]. Цей метод не є ефективним для практичного використання.

Для практичних цілей досить встановити максимальну напругу в точці підключення СЕС без розрахунку режиму мережі і визначити чи перевищить вона допустимі межі чи ні і за яких умов це станеться.

Мета статті – описати простий спосіб визначення максимальної напруги в точці підключення СЕС без використання послідовних наближень з достатньою для практичних цілей точністю.

Основний матеріал і отримані результати., Встановлені на СЕС інвертори служать для перетворення електричної енергії постійної напруги на виході сонячних панелей в енергію змінної напруги і видачі цієї енергії в електричну мережу. Такі інвертори керуються мережею [7, 8]. Інвертори підключаються або на фазні напруги, або на лінійні. Всі сучасні інвертори зібрані на напівпровідникових приладах і можуть працювати при великих коливаннях напруги в зовнішній електричній мережі. Наприклад, інвертор, із номінальною лінійною напругою 400 В може працювати при зміні напруги в точці підключення в межах 304÷477 В [8]. Також, інвертор може генерувати не тільки активну потужність, але й генерувати/споживати реактивну енергію. Коефіцієнт потужності може змінюватися в межах від –0,8 ємнісного (генерація реактивної потужності) до +0,8 індуктивного (споживання реактивної потужності). При цьому максимальна повна потужність не може перевищувати допустимого значення для даного типу інвертора, тобто при генерації/споживанні максимальної реактивної потужності, інвертор автоматично знижує генерування активної потужності. Потужність на виході інвертора не залежить від прикладеної напруги. При дослідженнях інвертор будемо розглядати як генератор.

На рис. 1 подана типова схема мережі 0,4 кВ із встановленою СЕС.

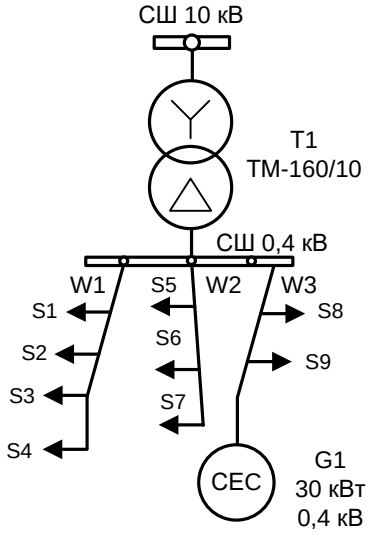


Рисунок 1 – Типова схема мережі 0,4 кВ

Вихідними даними для визначення напруги в точці приєднання СЕС будемо вважати:

- потужність СЕС;
- параметри лінії 0,4 кВ між трансформаторним пунктом (ТП) і СЕС;
- значення напруги на шинах 0,4 кВ ТП (вважаємо, що маємо інформацію про значення напруги на ТП).

Найвищу напругу в точці приєднання СЕС будемо визначати за наступних допущень:

- СЕС видає максимальну потужність;
- навантаження даної електричної мережі дорівнює 0;
- видавана СЕС потужність не залежить від напруг (фазних/лінійних) у точці приєднання (побутові СЕС трифазні) та їх несиметрії, за умови, що напруги залишаються в робочих межах інвертора (не електричної мережі);
- напруга на шинах 0,4 кВ ТП відома;
- електрична мережа симетрична;
- параметри інших ліній, що відходять від ТП не враховуємо, оскільки вони не впливають на напругу в місці встановлення СЕС;
- ємності фаз не враховуємо.

Обов'язково враховуємо, що напруга в точці приєднання СЕС залежить від напруги на шинах ТП. Для зручності розрахунків приймаємо, що початкова фаза напруги на шинах ТП дорівнює 0°. Опором трансформатора, встановленого на ТП і опором ліній 10 кВ, що живлять дане ТП, нехтуємо, оскільки їх опір є значно меншим за опір ліній 0,4 кВ.

Для розрахунків враховуємо тільки параметри лінії між ТП і СЕС. При розрахунках також враховуємо, що видаваний СЕС струм залежить від напруги в точці приєднання.

На рис. 2 показана заступна схема мережі із врахуванням умов, перелічених вище.

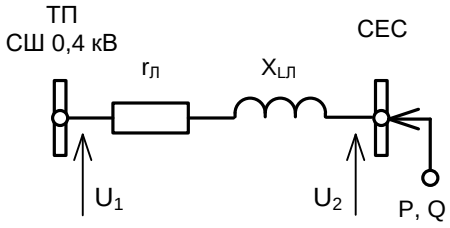


Рисунок 2 – Заступна схема мережі

На основі рис. 2 складаємо рівняння електричного кола по другому закону Кірхгофа:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 + \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{СЕС} \cdot \underline{Z}, \quad (1)$$

де U_1 та U_2 – лінійна напруга на шинах ТП і в точці приєднання СЕС, відповідно, В;

$\dot{I}_{СЕС}$ – генерований СЕС струм, А;

$\underline{Z}$ – повний опір лінії між ТП і СЕС, Ом.

Генерований СЕС струм визначається за формулою [9]:

$$\dot{I}_{СЕС} = \frac{\bar{S}}{\sqrt{3} \cdot \bar{U}_2}, \quad (2)$$

де $\bar{S}$ – комплексно-спряжене значення повної потужність СЕС, ВА;

$\bar{U}_2$ – комплексно-спряжене значення напруги в точці підключення СЕС, В.

Падіння напруги на лінії залежить від повного струму, що по ній протікає – при даному струмі падіння напруги на лінії буде завжди одне й те ж, незалежно від співвідношення між активною та реактивною потужністю, яку генерує СЕС (за умови, що напруга в точці підключення СЕС лишається тією самою). Але значення напруги в точці підключення СЕС буде залежати і від аргумента вектора падіння напруги на лінії. Тому будемо розглядати два випадки: ймовірне граничне значення напруги в точці підключення СЕС $U_{тип}$ і гранично можливе значення напруги в точці підключення СЕС U_{max}. Перший випадок можливий у випадку, коли СЕС виробляє тільки активну потужність [10]. У цьому даному випадку формула (2) спроститься до вигляду:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 + \frac{P}{\bar{U}_2} \cdot \underline{Z}, \quad (3)$$

де P – максимальне значення активної потужності на виході СЕС, Вт.

Підставивши (3) в (1), спростивши вираз і перенісши всі члени в ліву сторону отримуємо рівняння:

$$\dot{U}_2 \cdot \bar{U}_2 - \dot{U}_1 \cdot \bar{U}_2 - P \cdot \underline{Z} = 0. \quad (4)$$

Рівняння (4) має два комплексних розв'язки. Шуканим розв'язком є більше за модулем число. Менше за модулем число – уявний розв'язок, який непридатний для використання, оскільки такий низький рівень напруги неможливий в реальній електричній мережі. Дане рівняння може бути

розв'язане за допомогою математичного пакету MathCAD [11].

Точність формули (1) оцінювали, порівнюючи отримано аналітично результати із результатами програмного комплексу ДАКАР [3]. Для порівняння також застосували спрощену формулу обчислення напруги в точці приєднання СЕС (на предмет її практичного використання):

$$\dot{U}_2 = U_1 + \frac{P}{U_{ном}} \cdot \underline{Z}, \quad (5)$$

де $U_{НОМ}$ – номінальне значення напруги на шинах ТП, дорівнює 380 В.

Для перевірки було змодельовано частину мережі 0,4 кВ. Живлення мережі 0,4 кВ відбувається від ТП. ТП підключено до системи 10 кВ безмежної потужності. На ТП встановлено трансформатор типу ТМ-160/10 потужністю 160 кВА. СЕС підключена до ТП за допомогою лінії, виконаної з проводу типу АС-25/4,2 із погонними параметрами: r_0 = 1,8 Ом/км, x_0 = 0,319 Ом/км. Довжина лінії 400 метрів. В кінці лінії встановлено СЕС потужністю 30 кВА. Інформацію про елементи електричної мережі взято з [12 і 13]. Дослідження проводили при п'яти рівнях напруги на шинах низької напруги ТП: від U_{min} = 342 В (0,9 від $U_{НОМ}$ = 380 В) до U_{max} = 418 В (1,1 від $U_{НОМ}$) із кроком 19 В (5% від $U_{НОМ}$).

Результати обчислення напруги в точці приєднання СЕС показані в табл. 1.

Таблиця 1 – Результати знаходження напруги в точці приєднання СЕС різними методами

№	U_1, В	$U_{2зр}$, В	U_2, В	$U_{2спр}$,В
1	342,0	378,5	379,1	379,3
2	361,0	396,5	396,5	398,3
3	380,0	413,5	414,0	417,3
4	399,0	432,4	431,6	436,3
5	418,0	449,3	449,3	455,3

У табл. 1 використано наступні позначення:

- $U_{2зр}$ – напруга, визначена за допомогою комплексу ДАКАР (взята за зразкову);
- U_2 – напруга, визначена за допомогою (4);
- $U_{2спр}$ – напруга, визначена за допомогою (5);
- U_{2max} – гранично можливе значення напруги.

З табл. 1 видно, що втрати напруги на лінії зменшуються при збільшення напруги на шинах ТП від 36,5 В (при напрузі 342 В) до 31,3 В (при напрузі 418 В). Різниця становить 15 %. Це означає, що обов'язково слід враховувати залежність струму на виході інвертора СЕС від напруги в точці встановлення СЕС.

З табл. 1 видно, що результати, отримані за допомогою комплексу ДАКАР, і аналітичні (за формулою (4)) практично співпадають – різниця між ними не перевищує 0,6 В або 0,15 %. Ця точність достатня для практичного застосування формули (4). Результати, отримані за допомогою спрощеної формули (5), суттєво відрізняються від зразкових – різниця досягає 6 В або 1,4 %. Цього недостатньо для практичного застосування.

Формули (4) і (5) можна вдосконалити. У формулі (4) незручним є використання комплексно-спряженого множника. Це не дозволяє розв'язувати рівняння як звичайне квадратне. Оскільки в електричній мережі поперечна складова падіння напруги є незначною, порівняно із поздовжньою і, відповідно, фаза напруги U_2 несуттєво відрізняється від фази напруги U_1, формулу можна записати наступним чином:

$$\bar{U}_2^{\,2} - \dot{U}_1 \cdot \bar{U}_2 - P \cdot \underline{Z} = 0. \quad (6)$$

Недоліком формули (5) є низька точність. Підвищити точність можна за рахунок врахування залежності струму СЕС від напруги. У першому наближенні можна прийняти, що струм від СЕС обернено пропорційний напрузі на шинах ТП. Тому формулу (5) можна записати:

$$\dot{U}_2 = U_1 + \frac{P}{U_1} \cdot \underline{Z}. \quad (7)$$

Величина U_2 безпосередньо визначається із цієї формули.

Результати, отримані за модифікованими формулами (6) та (7), наведені в табл. 2.

Таблиця 2 – Результати знаходження напруги в точці приєднання СЕС за допомогою модифікованих формул

№	U_1, В	$U_{2зр}$, В	$U_{2мод}$, В	$U_{2спрмод}$,В
1	342,0	378,5	379,5	383,4
2	361,0	396,5	396,9	400,2
3	380,0	413,5	414,3	417,3
4	399,0	432,4	431,9	434,5
5	418,0	449,3	449,6	451,9

У табл. 2 використано наступні позначення:

- $U_{2зр}$ – напруга, визначена за допомогою комплексу ДАКАР (взята за зразкову);
- $U_{2мод}$ – напруга, визначена за допомогою (6);
- $U_{2спрмод}$ – напруга, визначена за допомогою формули (7).

З табл. 2 видно, що результати, отримані за допомогою модифікованої формули (6), хоч і гірші за результати, отримані за формулою (4), але достатньо точні для практичного використання. Точність отриманих результатів за формулою (7) є недостатньою для практичного використання.

Похибки знаходження напруги різними методами зведено в табл. 3. У табл. 3 Δ1, Δ2, Δ3 Δ4 – абсолютні похибки знаходження напруги за формулами (4), (5), (6) і (7) відповідно.

Гранично можливе значення напруги U_{max} в точці підключення СЕС буде у випадку, коли СЕС вироблятиме одночасно і активну, і реактивну потужності. Як правило, інвертори СЕС налаштовані, щоб видавати тільки активну потужність (оплата йде саме за виробіток активної енергії). Тому знаходження

U_{max} становить більший науковий інтерес. U_{max} буде у випадку, коли напруга в точці встановлення СЕС співпадатиме по фазі з напругою на ТП (рис. 3). Вектор напруги U_2 є сумою двох векторів: вектора напруги на ТП U_1 і вектора падіння напруги на лінії. З математики відомо, що сума двох векторів має найбільше значення, коли вони мають однакові аргументи (за умови, що величина векторів не змінюється). Тобто, падіння напруги на лінії має співпадати по фазі із напругою на ТП.

Таблиця 3 – Абсолютні похибки знаходження напруги в точці приєднання СЕС

№	U_1, В	Δ1, В	Δ2, В	Δ3,В	Δ4,В
1	360,0	–0,6	–0,8	–1,0	–4,9
2	380,0	0,0	–1,8	–0,4	–3,7
3	400,0	–0,6	–3,8	–0,8	–3,8
4	420,0	0,8	–3,9	0,5	–2,1
5	440,0	0,0	–6,2	–0,3	–2,6

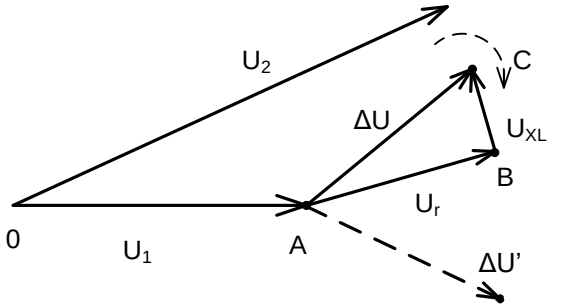


Рисунок 3 – Векторна діаграма напруг в мережі

Співвідношення падіння напруги на активному *r* і реактивному X_L опорах лінії не залежить від потужності, яку генерує СЕС, чи співвідношення між активною та реактивною потужністю. Воно залежить тільки від співвідношення опорів лінії, оскільки по активному і реактивному опорі протікатиме той самий струм від СЕС. Змінюватиметься тільки аргумент результуючого вектора ΔU.

Оскільки напруга в точці встановлення СЕС залежить від параметрів лінії та співвідношення між генерованою активною та реактивною потужністю і є нелінійною залежністю, то U_{max} шукатимемо числовим методом. Слід врахувати обмеження на cosφ, з якими працюють інвертори. Міркуючи подібно, можна знайти і мінімальне значення напруги в точці встановлення СЕС (при роботі на максимальну потужність) (табл. 4).

Таблиця 4 – Результати знаходження гранично можливого та найменшого значення напруги в точці приєднання СЕС

№	U_1, В	U_{max}, В	U_{2min}	$U_{2зр}$, В
1	342,0	380,4	375,3	378,5
2	361,0	397,8	392,9	396,5
3	380,0	415,2	410,5	413,5
4	399,0	432,8	428,3	432,4
5	418,0	450,5	446,2	449,3

З табл. 4 можна помітити, що різниця між гранично можливим, найменшим і типовим значенням напруги в точці приєднання СЕС не перевищує 1,7 В. При цьому обчислення гранично можливого значення напруги суттєво складніше. Тому для побутових СЕС досить обчислювати найбільш ймовірне значення напруги в точці приєднання СЕС

Висновки. Граничне значення напруги в точці приєднання СЕС можна знайти аналітично, розв'язавши рівняння. Для забезпечення точності необхідно враховувати залежність струму на виході СЕС від напруги в точці встановлення. Граничне напруги в точці встановлення СЕС можна оцінити по значенню напруги на ТП та параметрах лінії між ТП і СЕС. Даний метод ефективний, в першу чергу, для СЕС, встановлених в мережі 0,4 кВ. Гранично можливе значення незначно більше від найбільш ймовірного значення напруги при суттєво простішому методі знаходження останнього, тому доцільно знаходити найбільш ймовірне значення напруги в точці встановлення СЕС. Модифікована формула із заміною добутку комплексної змінної на комплексно-спряжену формулу із добутком комплексно-спряжених змінних перетворює рівняння на квадратне із простим розв'язком.

Список літератури

1. *ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT)* / Нац. Стандарт України. Київ: Мінекономрозвитку України, 2014. 27 с.
2. *СОУ НЕК 341.001:2019. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України* / Стандарт підприємства. Київ: ДП «Національна енергетична компанія «Укренерго», 2019. 43 с.
3. *Потужний програмний інструмент для моделювання, аналізу, планування та оптимізації сучасних електроенергетичних систем*. URL: https://dakar.eleks.com/ (дата звернення: 15.05.2021).
4. *PowerFactory 2021*. URL: https://www.digsilent.de/en/ (дата звернення: 10.02.2021).
5. Сегеда М. С. *Електричні мережі та системи: Підручник. 3-є видання перероблене та доповнене*. Львів: Вид-во Національного ун-ту "Львівська політехніка", 2015. 540 с.
6. Кирик В. В. *Електричні мережі та системи. Режими роботи розімкнених мереж: навчальний посібник*. Київ: НТУУ «КПІ», 2014. 130 с.
7. *Мережевий сонячний інвертор з резервною функцією AXIOMA energy. Інструкція користувача SGRID BF 3000, SGRID BF 5000*. URL: https://sun-energy.com.ua/image/pdf/ISGRID_BF_3-5kvt.pdf (дата звернення: 20.05. 2021).
8. *Growatt 7000TL3-S/8000TL3-S/9000TL3-S10000TL3-S/11000TL3-S Техічний паспорт*. URL: https://e-energy.in.ua/solar_inverters/setevoj-invertor-growatt%C2%A08000tl3-s.html (дата звернення: 22.05.2021).
9. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. *Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник*. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
10. Базилевич М. В. Розрахунок граничного значення напруги в точці підключення сонячної електростанції. *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я. Тези доповідей XXIX міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2020. Ч. 2 (18-20 травня 2021 р.)*. Харків: НТУ «ХПІ», 2021. С. 54
11. *PTC Mathcad Prime 5.0*. URL: http://mathcad.com.ua/news.php?name=20-08-2018. (дата звернення: 10.02.2021).
12. *Типовые конструкции, изделия и узлы зданий и сооружений. Серия 3.407.1-136. Железобетонные опоры ВЛ 0,38 кВ. Выпуск 1.*

Материалы для проектирования. Рабочие чертежи. Сельэнергопроект. 1985. 107 с.
13. Неклепаев Б. П., Крючков И. П. *Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов*. Москва: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.

References (transliterated)

1. *DSTU EN 50160:2014. Kharakterystyky napruhy elektropostachannya v elektrychnykh merezhakh zahal'noyi pryznachenosti (EN 50160:2010, IDT)* [State Standard 50160:2014. Characteristics of electricity voltage in general purpose electrical networks]. Kyiv, Ministry of Economic Development and Trade of Ukraine Publ., 2014. 27 p.
2. *SOU NEK 341.001:2019. Vymohy do vitrovykh ta sonyachnykh elektrostantsiy pry yikh roboti paralel'no z ob"yednanoyu enerhetychnoyu systemoyu Ukrayiny* [Company Standard 341.001:2019. Requirements for wind and solar power plants during their operation in parallel with the unified energy system of Ukraine]. Kyiv, National Power Company Ukrenergo Publ., 2019. 43 p.
3. *Potuzhnyy prohramnyy instrument dlya modelyuvannya, analizu, planuvannya ta optymizatsiyi suchasnykh elektroenerhetychnykh system* [Powerful software tool for modeling, analysis, planning and optimization of modern power systems] Available at: https://dakar.eleks.com/ (accessed 15.05.2021).
4. *PowerFactory 2021*. Available at: https://www.digsilent.de/en/ (accessed 10.02.2021),
5. Segeda M. S. *Elektrychni merezhi ta systemy: Pidruchnyk. 3-ye vydannya pereroblene ta dopovnene* [Electrical Networks and Systems]. Lviv, Lviv Polytechnic Publ., 2015. 540 p.
6. Kyryk V. V.. *Elektrychni merezhi ta systemy. Rezhymy roboty rozimknenykh merezh: navchal'nyy posibnyk* [Electrical networks and systems. Modes of operation of open networks: A textbook]. Kyiv: NTUU "KPI" Publ,, 2014. 130 p.
7. *Merezhevyy sonyachnyy invertor z rezervnoyu funktsiyeyu AXIOMA energy. Instruktsiya korystuvacha SGRID BF 3000, SGRID BF 5000* [Mains solar inverter with backup function AXIOMA energy. User guide SGRID BF 3000, SGRID BF 5000]. Available at: https://sun-energy.com.ua/image/pdf/ISGRID_BF_3-5kvt.pdf (accessed 20.05.2021).
8. *Growatt 7000TL3-S/8000TL3-S/9000TL3-S10000TL3-S/11000TL3-S Tekhichnyy pasport* [Growatt 7000TL3-S/8000TL3-S/9000TL3-S10000TL3-S/11000TL3-S/ Data sheet]. Available at: https://e-energy.in.ua/solar_inverters/setevoj-invertor-growatt%C2%A08000tl3-s.html (accessed 22.05.2021).
9. Lukianenko U. V., Ostapchuk G. I., Kulyk V. V. *Rozrakhunky elektrychnykh merezh pry yikh proektuvanni. Navchal'nyy posibnyk* [Electrical networks calculations in their design. Tutorial]. Vinnytsja, VSTU Publ., 2002. 116 p.
10. Bazylevych M. V. Rozrakhunok hranychnoho znachennya napruhy v tochtsi pidklyuchennya sonyachnoyi elektrostantsiyi [Calculation of the limit voltage value at the connection point photovoltanic power plant]. *Informatsiyni tekhnolohiyi: nauka, tekhnika, tekhnolohiya, osvita, zdorov"ya. Tezy dopovidey XXIX mizhnarodnoyi naukovo-praktychnoyi konferentsiyi MicroCAD-2020. Ch. 2 (18-20 travnya 2021 r.).* [Information technology: science, engineering, technology, education, health. Abstracts of the XXIX Int. Sci.-Pract. Conf. MicroCAD-2020. Part 2 (18-20 May 2021)]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2021, p. 54.
11. *PTC Mathcad Prime 5.0.* Available at: http://mathcad.com.ua/news.php?name=20-08-2018 (accessed 10.02.2021).
12. *Tipovye konstruktsii, izdeliya i uzly zdaniy i sooruzheniy. Seriya 3.407.I-I36. Zhelezobetonnye opory VL 0,38 kV. Vypusk 1. Materialy dlya proektirovaniya. Rabochie chertezhi* [Typical constructions, products and units of buildings and structures. Series 3.407.I-I36. Reinforced concrete supports of 0.38 kV overhead lines. Issue 1. Materials for design. Working drawings]. Selenergoproekt Institute Publ., 1985. 107 p.
13. Neklepaev B. P., Kruchkov I. P. *Elektricheskaya chast' elektrostantsiy i podstantsiy: Spravochnye materialy dlya kursovogo i diplomnogo proektirovaniya: Ucheb. posobie dlya vuzov* [Electrical part of power plants and substations: Reference materials for course and diploma design: Textbook. Manual for universities]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1989. 608 p.

Надійшла (received) 23.05.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Базилевич Микола Володимирович (Базилевич Николай Владимирович, Bazylevych Mykola Volodymyrovych) – інженер кафедри електроенергетики та систем управління Національного університету «Львівська політехніка»; м. Львів, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-0171-2064; e-mail: Mykola.V.Bazylevych@lpnu.ua.

УДК 621.316.995 **doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.03**

В. О. БАЛАЛАЄВ, О. М. ФЕДОСЕЄНКО

РОЗРОБКА ТА МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОДІВ ПІДВИЩЕНОЇ ПРОВІДНОСТІ РОЗТІКАННЮ ДЛЯ СКЛАДНИХ ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

Проведено аналіз методів розрахунку електричних характеристик заземлювачів при протіканні аварійних струмів промислової частоти по елементах заземлювальних пристроїв. Запропоновано метод вдосконалення складних заземлювальних пристроїв електроустановок шляхом оптимізації їх конструктивних параметрів. Пропонований метод полягає у встановленні штучного електрода заземлення зі збільшеною площею контакту його поверхні з ґрунтом, що дозволяє підвищити провідність розтіканню заземлювача. Використання зазначених електродів на території проектованих або діючих електроустановок забезпечує доведення величин нормованих параметрів заземлювальних пристроїв до припустимих значень. Використання методу наведеного потенціалу при розрахунках складних заземлювальних пристроїв вимагає заміщення об'ємних заземлювачів сукупністю лінійних вертикальних електродів. Розрахункова модель обґрунтовується по рівнозначним електричним характеристикам стосовно двошарової моделі електричної структури землі. Еквівалентна модель була отримана шляхом досягнення заданого наближення електричних характеристик сукупності прямолінійних електродів в процесі нарощування їх числа до рівнозначних характеристик еталонної моделі. В свою чергу визначення електричних характеристик еталонної моделі було здійснено безпосередньо за допомогою вирішення крайової задачі для потенціалу, яка задовольняє рівнянню Лапласа, методом кінцевих різниць. Проведено теоретичні дослідження з використанням методу наведених потенціалів і методів розрахунку розгалужених електричних кіл із розподіленими параметрами для розрахунку електричного поля і опору складного нееквіпотенціального заземлювача в землі з двошаровою структурою. Розроблені електроди підвищеної провідності розтіканню змонтовані як експериментальні зразки і беруть участь у формуванні електричних характеристик заземлювального пристрою.

Ключові слова: заземлювальний пристрій, електрична підстанція, вертикальний електрод заземлення, розподіл потенціалу, двошарова модель землі, метод наведеного потенціалу, електропровідність, опір розтіканню.

В. А. БАЛАЛАЕВ, Е. Н. ФЕДОСЕЕНКО

РАЗРАБОТКА И МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОДОВ ПОВЫШЕННОЙ ПРОВОДИМОСТИ РАСТЕКАНИЮ ДЛЯ СЛОЖНЫХ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Проведен анализ методов расчета электрических характеристик заземлителей при протекании аварийных токов промышленной частоты по элементам заземляющих устройств. Предложен метод совершенствования сложных заземляющих устройств электроустановок путем оптимизации их конструктивных параметров. Предлагаемый метод заключается в установке искусственного электрода заземления с увеличенной площадью контакта его поверхности с почвой, позволяющего повысить проводимость растеканию заземления. Использование указанных электродов на территории проектируемых или действующих электроустановок обеспечивает доведение величин нормированных параметров заземляющих устройств до допустимых значений. Использование метода приведенного потенциала при расчетах сложных заземляющих устройств требует замещения объемных заземлителей совокупностью линейных вертикальных электродов. Расчетная модель обосновывается по равнозначным электрическим характеристикам относительно двухслойной модели электрической структуры земли. Эквивалентная модель была получена путем достижения заданного приближения электрических характеристик совокупности прямолинейных электродов в процессе наращивания их числа к равнозначным характеристикам эталонной модели. В свою очередь определение электрических характеристик эталонной модели было осуществлено непосредственно с помощью решения краевой задачи для потенциала, удовлетворяющей уравнению Лапласа, методом конечных разностей. Проведены теоретические исследования с использованием метода наведенного потенциала и методов расчета разветвленных электрических цепей с распределенными параметрами для расчета электрического поля и сопротивления сложного неэквипотенциального заземлителя в земле с двухслойной структурой. Разработанные электроды повышенной проводимости растеканию смонтированы как экспериментальные образцы и участвуют в формировании электрических характеристик заземляющего устройства.

Ключевые слова: заземляющее устройство, электрическая подстанция, вертикальный электрод заземления, распределение потенциала, двухслойная модель земли, метод наведенного потенциала, электропроводимость, сопротивление растеканию.

V. BALALAIEV, O. FEDOSEENKO

DEVELOPMENT AND MODELLING OF HIGH SPREAD CONDUCTIVITY EARTH ELECTRODES FOR COMPLEX EARTHING ARRANGEMENTS

The analysis of methods for calculating the electrical characteristics of earth electrodes in case of emergency currents of industrial frequency flowing through the elements of earthing arrangements is carried out. A method for improving complex earthing arrangements of electrical installations by optimization of their design parameters is proposed. The proposed method consists in installing an artificial earth electrode with an increased contact area of its surface with the ground, which makes it possible to increase the conductivity of earthing spreading. The use of these electrodes on the territory of projected or operating electrical installations ensures that the values of the normalized parameters of earthing arrangements are brought to permissible values. The use of the method given in the calculations of earthing arrangements requires the replacement of volumetric earth electrodes with a set of linear vertical electrodes. The design model is substantiated by equivalent electrical characteristics relative to the two-layer model of the electrical structure of the earth. The equivalent model was obtained by a given approximation of the electrical characteristics of a set of straight electrodes in the process of increasing their number to the equivalent characteristics of the reference model. In turn, the determination of the characteristics of the reference model was carried out directly by solving the boundary value problem for the potential satisfying Laplace equation using finite difference method. Theoretical investigations using induced potential method and methods of calculation of branched electric circuits with distributed parameters for calculation of electric field and resistance of the complex non-equipotential earth electrode in the ground with two-layer structure have been carried out. The developed electrodes of increased spread conductivity are mounted as experimental samples and are involved in the formation of the electrical characteristics of the earthing arrangements.

Keywords: earthing arrangement, electrical substation, vertical earth electrode, induced potential method, the potential distribution, a two-layer ground model, conductivity.

© В. О. Балалаєв, О. М. Федосеєнко, 2021

Вступ. Виконання складного комбінованого заземлювача повинно бути таким, щоб забезпечувалася відповідність його характеристик допустимим значенням нормативних параметрів. Якість виконання функціональних заземлювальних пристроїв (ЗП) в значній мірі визначає безпечну експлуатацію і нормальне функціонування електроустановок. Складні комбіновані заземлювачі електроустановок конструктивно виконуються як електрично пов'язані між собою штучні поздовжні і поперечні горизонтальні електроди заземлення, що утворюють заземлювальну сітку, і вертикальні електроди, розташовані по периметру ЗП [1].

При короткому замиканні (КЗ) на землю на шинах розподільного пристрою (РП) в мережах з ефективно заземленою нейтраллю найбільший струм промислової частоти протікає по ЗП [2]. Середній потенціал ЗП щодо точки з нульовим потенціалом, яка теоретично знаходиться на нескінченній відстані від ЗП, підвищується. Таким чином значна різниця потенціалу буде прикладена до вторинних кабелів, що проходять в межах ЗП об'єкта та виходять за його межі, і до відповідних вихідних апаратів. Різниця потенціалів залежить від питомого опору землі, конфігурації, перетину і матеріалу заземлювача. Якщо різниця потенціалів на ЗП перевищить випробувальну напругу для контрольних кабелів, що підходять до пристроїв системи автоматизованого керування і автоматичних систем технологічного керування, можливе зворотне перекриття ізоляції кабелів або пристроїв. Струм КЗ, розтікаючись по заземлених оболонках кабелів і екранів, може спричинити перевищення допустимих по термічній стійкості струмових навантажень і термічне руйнування оболонок і екранів. Протікання струму КЗ в силових ошиновках і за елементами ЗП створює магнітне поле амплітудою до декількох сотень А/м [3]. Це поле створює наведення на вторинні кабелі в разі їх зближення з трасою протікання струму КЗ. Магнітне поле при КЗ небезпечне і для самої апаратури, якщо вона розміщується поблизу ошиновок або шляху розтікання струму КЗ за елементами ЗП. Обидва ці чинники часто діють одночасно, викликаючи значні перенапруги для апаратури та ізоляції кабелів [2].

Зниження рівнів поздовжніх струмів, що протікають по заземлювачах, забезпечує, тим самим, зниження рівня електромагнітних впливів на вторинне обладнання. Вирішення як цього завдання, так і завдання доведення до нормативних значень параметрів ЗП діючих електроустановок, може бути виконано з використанням штучного електрода заземлення, що має досить велику поверхню, яка контактує з ґрунтом, за умови його технологічності. Назвемо такий електрод електродом заземлення підвищеної провідності розтіканню струму. Використання електродів підвищеної провідності розтіканню можливе за умови отримання необхідних технічних рішень і направлене на оптимізацію конструктивних характеристик складних ЗП електроустановок.

Аналіз основних досягнень і літератури. Значний внесок у розвиток теорії і практичного використання ЗП внесли вчені Є. М. Базелян, В. В. Бургсдорф, Є. С. Колечицький, Р. Н. Карякін, О. М. Костромінов, О. В. Котельников, В. Є. Мітрохін, М. Р. Найфельд, О. В. Наумов, А. Б. Ослон, О. Я. Рябкова, Ю. В. Целебровскій, С. Л. Шишигин, О. І. Якобс та інші. Серед іноземних вчених виділимо класичні роботи Ф. Оллендорфа, Р. Рюденберга, Е. Зунде. Активні теоретичні та експериментальні дослідження з даної тематики проводяться китайськими вченими.

Розвиток електротехніки і безперервне вдосконалення застосовуваного телекомунікаційного електрообладнання вимагає пошуку нових технічних рішень конструкцій ЗП, в тому числі для переходу від традиційних до сучасних модульно-стрижневих [4]. Важливими умовами надійної роботи модульних систем заземлення є застосування матеріалів і конструкцій, стійких до корозії [5] і використання рішень, що підвищують продуктивність робіт.

Вертикальні електроди використовують, якщо співвідношення питомих опорів шарів двошарової розрахункової моделі землі $\rho1/\rho2>0,8$ (при співвідношенні $0,1\leq\rho1/\rho2\leq0,8$ необхідне значення опору заземлення можуть забезпечити тільки горизонтальні електроди). Довжину вертикальних електродів доцільно вибирати в залежності від товщини верхнього шару (h) по співвідношенню $lv\geq2h$, але не менше 5 м (h – товщина верхнього шару, lv – довжина вертикальних електродів [1]). В роботі [6] рекомендується при виконанні складних комбінованих заземлювачів з дотриманням вимог, що пред'являються до їх характеристик, застосовувати вертикальні заземлювачі підвищеної довжини, якщо з глибиною від поверхні землі її питомий опір знижується. Зниження перенапруги, обумовленої електромагнітним зв'язком між джерелом впливу і колами, схильними до впливу, рекомендується [7] за рахунок установки додаткових вертикальних електродів заземлення або виконання виносного заземлення. У [8] пропонується технічне рішення, згідно з яким виконання вертикальних електродів в обмеженому свердловиною обсязі технічного вуглецю ефективно покращує електричні характеристики складного комбінованого заземлювача. Доцільність застосування рекомендацій щодо приведення величин нормованих параметрів ЗП до допустимих значень повинна бути підтверджена розрахунковими даними і результатами вимірювань зазначених параметрів в умовах діючих електроустановок.

Мета роботи. Метою роботи є вдосконалення ЗП електроустановок шляхом оптимізації конструктивних параметрів при проектуванні або під час доведення до нормативних значень параметрів складних комбінованих заземлювачів діючих електроустановок шляхом використання штучних електродів заземлення підвищеної провідності розтіканню.

Постановка задачі. Приведення величин нормованих параметрів до допустимих значень виконується за допомогою заходів, що дозволяють в

кожному конкретному випадку удосконалювати заземлювач, застосовуючи одне з відомих конструктивних рішень. До числа таких заходів належить варіант технічного рішення щодо виконання вертикальних електродів підвищеної провідності.

Результати дослідних випробувань з діагностики стану ЗП діючої підстанції 110 кВ показали, що ЗП виконано з дотриманням вимог до його опору, проте, в деяких місцях порушено конструктивне виконання заземлювача, яке повинно забезпечувати вимоги техніки безпеки по напрузі дотику. Результати виконаних розрахунків, згідно з протоколом дослідних випробувань з діагностики стану ЗП підстанції показали, що після проведення ремонтно-відновлювальних робіт для умов однофазного КЗ на території відкритого розподільного пристрою 110 кВ підстанції значення напруги дотику на робочих місцях біля обладнання, на якому можуть проводиться оперативні перемикання, знизилося, але перевищує допустиме значення.

Внаслідок необхідності забезпечення нормативних значень напруги дотику, де воно перевищує допустимі значення, була поставлена задача вибору рішення по відновленню параметрів ЗП і підтвердження доцільності застосування обраного варіанту.

Оптимізація конструктивних параметрів ЗП. В роботі рекомендовано при виконанні складних комбінованих заземлювачів з дотриманням вимог, що пред'являються до їх характеристик, застосовувати вертикальні електроди підвищеної провідності розтіканню. Відповідно до запропонованого технічного рішення, заглиблення вертикальних електродів заземлення виконується шляхом розміщення кожного з них в центрі свердловини діаметром не більше 50 діаметрів електрода, яка заповнюється дрібнодисперсним технічним вуглецем, причому на поверхні електрода для зниження швидкості корозії попередньо формується тверда струмопровідна плівка (рис. 1).

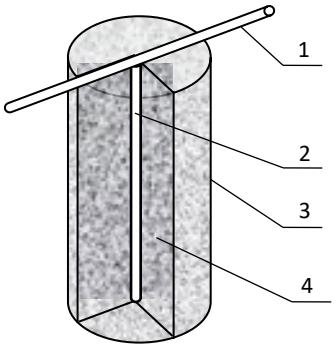


Рисунок 1 – Вертикальний електрод заземлення в обмеженому об'ємі технічного вуглецю:
1 – горизонтальний електрод; 2 – вертикальний електрод; 3 – свердловина; 4 – дрібнодисперсний технічний вуглець, що заповнює вільний об'єм свердловини

Розглянуті технічні рішення можна рекомендувати як варіант доведення до нормованих значень параметрів ЗП діючих електроустановок. При цьому рекомендується виконувати з периферійного боку ЗП кілька вертикальних електродів в обмеженому об'ємі технічного вуглецю (рис. 2); на поверхні електродів може бути сформована струмопровідна захисна плівка. При цьому досягається механізація земляних робіт – свердловина виконується за допомогою ямобура, який експлуатується в електричних мережах. Технічний вуглець широко випускається промисловістю. Число таких електродів можна визначити на підставі розрахунку, виходячи з реального значення опору розтікання ЗП підстанції.

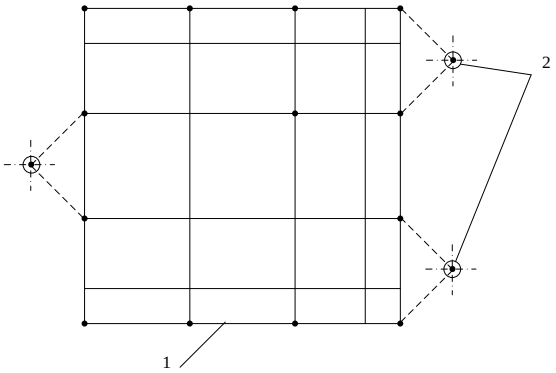


Рисунок 2 – Складний заземлювач електроустановки:
1 – вертикальні і горизонтальні електроди ЗП електроустановки; 2 – вертикальний електрод в обмеженому об'ємі технічного вуглецю

З метою забезпечення нормативних значень напруги дотику, де вона перевищує допустимі значення, на додаток до рекомендацій, згідно з протоколом дослідних випробувань з діагностики стану заземлюючих пристроїв на відкритому розподільному пристрої 110 кВ були виконані два вертикальних електроди підвищеної провідності розтіканню. Осторонь від сітки заземлення (мінімальна відстань від периферійних горизонтальних електродів ЗП 5,5 м) були пробурені дві свердловини діаметром 0,33 м і глибиною 3 м, відстань між якими склала 5,1 м. У центр кожної свердловини розміщено електрод зі сталевої штаби 40х4 мм^2 довжиною 2,5 м, причому один з електродів мав струмопровідне антикорозійне покриття. Засипка свердловин проведена гранульованим технічним вуглецем марки П-803. Підключення вертикальних електродів підвищеної провідності розтіканню виконано мідним ізольованим проводом перерізом 10 мм^2. Змонтовані експериментальні зразки електродів знаходяться в дослідно-промисловій експлуатації [9].

Методи розрахунку заземлювачів. В роботі було проведено аналіз методів розрахунку електричних характеристик заземлювачів при протіканні аварійних струмів промислової частоти по елементах ЗП.

Суть основних положень, які складають основу методів розрахунку при проектуванні та діагностиці ЗП, полягає в наступному [1, 7]. У провідному середовищі потенціал в певній точці η, обумовлений розташованим в ній джерелом струму довільної форми, пов'язаний з нормальною до поверхні джерела

складовою вектора щільності струму j_n співвідношенням:

$$\varphi(\eta) = \iint_S j_n(\lambda)\psi(\lambda,\eta)d\lambda. \quad (1)$$

Функція ψ(λ, η) являє собою потенціал, який створюється в точці η одиничним точковим джерелом струму, розташованим у розглянутому середовищі в точці λ. В якості точки η може розглядатися точка, розташована як в ґрунті, так і на поверхні заземлювача. Інтегрування у співвідношенні (1) виконується по поверхні *S* джерела струму.

Повний струм *I*, що потрапляє в заземлювач з електричної мережі і стікає з його поверхні в ґрунт, буде дорівнювати [1]:

$$I = \iint_S j_n(\lambda)d\lambda. \quad (2)$$

Згідно із законом Ома щільність струму $j_n(\lambda)$ пов'язана з похідною потенціалу у напрямку нормалі до поверхні джерела струму $\frac{\partial\varphi}{\partial\eta}$ наступним співвідношенням:

$$j_n(\lambda) = -\frac{1}{\rho(\lambda)}\frac{\partial\varphi}{\partial n}. \quad (3)$$

де ρ(λ) – значення питомого електричного опору ґрунту в точці λ.

Таким чином, якщо маємо потенціал, який створюється точковим джерелом струму, то при певному розподілі поверхневої щільності струму джерела складної форми легко обчислюється потенціал, який створюється цим джерелом.

Вирішення задачі електричного поля, створюваного точковим джерелом, часто називають ключовим завданням, тим самим підкреслюючи її значимість. Розподіл потенціалу φ, який створюється джерелом постійного струму, у будь-якій точці ґрунту, в якій відсутні інші джерела струму, описується диференційним рівнянням виду:

$$div\left(\frac{1}{\rho}grad\ \varphi\right) = 0. \quad (4)$$

При цьому питомий електричний опір неоднорідного ґрунту *ρ* може бути довільною функцією координат. Крім зазначеного вище, потенціал повинен бути кінцевим в усіх точках середовища де немає джерел, а в нескінченно віддалених точках наближатися до нуля.

При розрахунках ЗП ґрунт розглядається як провідний півпростір, у загальному випадку має межі розділу зі стрибкоподібною зміною значень питомого опору, причому в більшості випадків враховується залежність цього опору від глибини *z*. На межах розділу повинна зберігатися безперервність потенціалу і нормальної до межі розділу компоненти щільності струму; на поверхні ґрунту вертикальна компонента щільності струму повинна дорівнювати нулю [7].

Згідно з [10], при довільній вертикальній неоднорідності розглянутої моделі ґрунту через аксіальну симетрію задачі потенціал точкового джерела, а також потенціал вертикального електрода задовольняють двовимірним рівнянням:

$$\frac{\partial}{\partial r}\left[\frac{r}{\rho(z)}\frac{\partial\varphi}{\partial r}\right] + \frac{\partial}{\partial z}\left[\frac{r}{\rho(z)}\frac{\partial\varphi}{\partial z}\right] = 0. \quad (5)$$

Використання методів кінцевих різниць і кінцевих елементів не набуло широкого поширення при розрахунках ЗП. Це пов'язано з необхідністю дискретизації розрахункового об'єму та наявністю величезної кількість вузлів, оскільки лінійні розміри ЗП десь на 3–5 порядків перевищують переріз заземлювачів, які визначають крок сітки. Але може бути рекомендоване застосування цих методів як еталонних, тому що дозволяє безпосередньо використовувати умову сталості потенціалу на поверхні електрода.

Відповідно до [7], потенціал, що створюється струмом, який стікає з еквіпотенційного ЗП з поверхнею *S*, повинен задовольняти рівнянню (4), а також граничній умові виду:

$$\varphi\Big|_S = \varphi_{\text{ЗУ}} = const. \quad (6)$$

Аналітичне вирішення цієї крайової задачі не уявляється можливим через те, що реальні конструкції ЗП мають складну форму поверхні. Вирішення задачі в цьому випадку можливе чисельними методами.

Підстановка до граничної умови (6) потенціалу в формі (1) дозволяє [7] отримати інтегральне рівняння першого роду, що зв'язує щільність струму, який стікає із заземлювача в ґрунт, з утвореним на заземлювачі потенціалом. Наближене вирішення цього рівняння пов'язане із розбивкою поверхні складного ЗП на прості елементи. При цьому подвійний інтеграл (1) можна виразити сумою інтегралів по поверхнях окремих елементів складного ЗП. Щільність струму, який стікає з кожного елемента, приймається постійною [7] або кусково-постійною для елементів, які перетинають кордон розділу шарів. Потенціал в довільній точці, таким чином, є суперпозицією потенціалів, які створюються окремими елементами ЗП.

Згідно з [7], для розрахунку потенціалу елемента для ЗП складної форми використовуються припущення, які полегшують розрахунки:

1) при розрахунку потенціалу, який створюється елементом *i*, при заданій щільності струму j_{0i} вплив інших елементів не враховується;

2) реальні елементи ЗП замінюються джерелами струму простої форми такими як точкове джерело, прямолінійний відрізок, окружність, дуга окружності, квадратний майданчик.

При заміні елемента на одномірні джерела струму потенціал в деякій точці η [7] розраховується шляхом

одноразового інтегрування наступного співвідношення:

$$\varphi(\eta) = \int_{L_i} j_{0i}\psi(l,\eta)dl. \quad (7)$$

де L_i – довжина i-го елемента ЗП; j_{0i} – лінійна щільність струму, який стікає з i-го елемента в ґрунт.

Потенціал, який створюється в довільній точці η, згідно з [7], дорівнює:

$$\varphi(\eta) = \sum_{i=1}^{N} \int_{L_i} j_{0i}\psi(l,\eta)dl = \\ = \sum_{i=1}^{N} \frac{I_i}{L_i} \int_{L_i} \psi(l,\eta)dl = \sum_{i=1}^{N} I_i \alpha_{i\eta}. \quad (8)$$

де N – число елементів, на які розбитий заземлювач; I_i – невідомий струм, який стікає з i-го елемента заземлювача; $\alpha_{i\eta}$ – величина, яка називається взаємним опором i-го елемента і точки η.

Вираз (8) можна надати у наступному вигляді. Якщо записати його для N точок, розташованих на поверхні заземлювача, дотримуючись відповідності кожного елемента одній точці, отримуємо систему лінійних агебраїчних рівнянь (СЛАР) виду:

$$\sum_{j=1}^{N} \alpha_{ij} I_i = \varphi_{\text{ЗУ}}, \ \ i = \overline{1,N}. \quad (9)$$

де α_{ij} визначається як потенціал, який виникає в точці, розташованій на поверхні i-го елемента, одиничним джерелом струму, відповідним j-му елементу ЗП.

При відомому рішенні ключового завдання значення α_{ij} легко знаходяться на підставі виразу (7); після обчислення α_{ij} рішення СЛАР (9) дає значення струмів I_i, що стікають з елементів ЗП в ґрунт. Такий спосіб знаходження струморозподілу за елементами складного ЗП прийнято називати [7] методом потенціалу в характерній точці (метод вторинних джерел).

У полі струму, що стікає з елемента i, елемент j набуває потенціал, який може бути знайдений усередненням значень потенціалів в точках на поверхні j-го елемента. Усереднений потенціал знаходиться інтегруванням (7) по довжині джерела струму, що заміщує j-й елемент [7]. Прирівнюючи сумарний потенціал, який створено струмами, що стікають з усіх елементів ЗП, значенню $\varphi_{\text{ЗП}}$ = const знову приходимо до СЛАР (9). Тепер величини α_{ij} визначаються як потенціал j-го елемента в полі одиничного струму, що стікає з i-го елемента. Їх прийнято називати власними (за наявності $i = j$) та взаємними ($i \neq j$) опорами [1].

Значення власних і взаємних опорів визначаються з виразу [1, 7]:

$$\alpha_{ij} = \frac{1}{L_i L_j} \int_{L_i} dl_i \int_{L_j} dl_j \psi(l_i, l_j). \quad (10)$$

Розрахунок власних і взаємних опорів становить основний обсяг обчислень при розрахунку еквіпотенціального ЗП.

Можливості прийнятих алгоритмів розрахунку складних ЗП такі, що об'ємні заземлювачі заміщуються сукупністю вертикальних і горизонтальних електродів, діаметри яких приймаються такими ж, як у відповідних штучних електродів ЗП. У цьому випадку досягається однаковість розрахункових форм всіх електродів ЗП.

З огляду на те, що питомий опір дрібнодисперсного технічного вуглецю у стисненому вигляді становить 0,05 Ом·м, тобто на кілька порядків менше питомого опору добре провідного ґрунту (5,0 Ом·м), в зазначеному розрахунку ЗП вертикальний електрод, розташований в обмеженому об'ємі дрібнодисперсного технічного вуглецю, може бути представлений у вигляді об'ємного заземлювача [11]. Використання методу наведеного потенціалу при вирішенні цього завдання [1], тобто за алгоритмом, який реалізує вираз (9), вимагає заміщення вертикальних електродів, розташованих в обмеженому об'ємі дрібнодисперсного технічного вуглецю, сукупністю лінійних вертикальних електродів. Розрахункова сукупність еквівалентних електродів обґрунтовується по рівнозначним електричним характеристикам стосовно двошарової моделі електричної структури землі і вибирається відповідно до методики, опублікованої в [11]. Відповідно до цього способу, приймається два критерії еквівалентності заміщення вертикального електрода заземлення підвищеної провідності розтіканню сукупністю прямолінійних елементів: наближення по опору і наближення по потенціалу точок на поверхні землі.

З достатньою для практичних розрахунків точністю вертикальний електрод заземлення підвищеної провідності розтіканню може бути заміщений сукупністю із 12 вертикальних електродів різної довжини, розташованих таким чином, щоб глибина їх занурення приблизно відповідала обрису напівеліпсоїда обертання з поверхнею рівною поверхні циліндра, обмеженого розмірами свердловини в ґрунті [11].

Результати чисельного моделювання. Для визначення впливу електродів підвищеної провідності розтіканню на розподіл потенціалів на території підстанції зроблено розрахунок ЗП електроустановки. Для отримання характеристик складного нееквіпотенціального ЗП застосовується алгоритм, який реалізує математичну модель, засновану на спільному розгляді ЗП як складного електричного кола з розподіленими параметрами горизонтальних електродів, що мають нелінійну залежність від струму в них, і зосередженими параметрами вертикальних електродів; з іншого боку у вигляді квазістаціонарного електричного поля в землі [7].

Заміщення вертикальних електродів підвищеної провідності розтіканню сукупністю вертикальних електродів, діаметри яких такі ж як у відповідних горизонтальних заземлювачів, дозволяє використовувати можливості зазначеного алгоритму розрахунку складних ЗП.

Для електродів підвищеної провідності розтіканню, виконаних у вигляді провідника, розташованого в центрі свердловини зі струмопровідним заповненням, в [11] запропоновано спосіб заміщення при розрахунках складних ЗП електроустановок.

Визначення розрахункових значень напруги дотику і розподілу потенціалу при КЗ на території підстанції проводилося з використанням програми «Ground», розробленої для чисельного моделювання аварійних режимів роботи ЗП [12].

Напруга дотику визначається як максимальна (мінімальна) різниця потенціалів між величиною потенціалу на обладнанні і величиною потенціалу на поверхні землі на відстані 0,8 м від обладнання.

У розрахунках по визначенню значень напруги дотику на території підстанції в режимах протікання по ЗП струмів КЗ приймаємо, що питомий опір ґрунту для першого шару глибиною до 0,6 м становить 28 Ом·м і для другого шару глибиною від 0,6 м – 35,5 Ом·м. Розрахункові значення опору ґрунту отримані приведенням багатошарової структури землі до двошарової розрахункової моделі за результатами вертикального електричного зондування згідно з протоколом дослідних випробувань з діагностики стану ЗП підстанції 110/10 кВ. Струм однофазного КЗ на відкритому розподільному пристрої 110 кВ дорівнює 12,02 кА. Розрахунок проведено для однофазного КЗ на території відкритого розподільного пристрою 110 кВ.

Розподіл потенціалів розраховано по всій території підстанції при різних аварійних ситуаціях – у всіх можливих точках виникнення КЗ на обладнанні підстанції.

У табл. 1 наведено напругу дотику на обладнанні підстанції при КЗ з урахуванням і без урахування електродів підвищеної провідності розтіканню.

Розрахунок опору розтікання ЗП підстанції «Орджонікідзе – 110 кВ» відповідно до електричних характеристик ґрунту на території електроустановки, згідно з до розробленою в [11] методикою, дає значення 3,1 Ом і 2,9 Ом до і після установки електродів підвищеної провідності розтіканню відповідно.

Аналіз результатів розрахованих значень показав, що відмінність становить 6 %. Можна також відзначити, що обґрунтована розрахункова сукупність заміщуючих електродів [10] забезпечує достатній для практичних розрахунків результат.

Висновки. Отримані результати підтверджують доцільність застосування електродів підвищеної провідності розтіканню в умовах діючих електроустановок з точки зору забезпечення нормативних вимог і технологічності виконання. Розроблене технічне рішення вертикального електрода заземлення підвищеної провідності розтіканню засновано на вимогах довговічності, економічності иа технологічності виконання в умовах діючих електроустановок.

Таблиця 1 – Порівняння розрахункових значень напруги дотику на обладнанні підстанції при КЗ на лінійному роз'єднувачі повітряної лінії №1

Найменування обладнання	**Напруга дотику U_d, В**	
	без урахування електродів	**з урахуванням електродів**
Трансформатор №1	169,75	160,9
Трансформатор №2	208,7	196,85
Р 21 Т	112	106,95
Р 22 Т	96,3	91,95
Р 23 Т	106,85	102,1
Р 24 Т	98,45	93,95
МВ 2Т	180,35	171,1
ШР 1Т	160,25	151,65
ШР 2Т	174,3	164,85
СР-1	131,05	124,55
СР-2	95,45	89,5
ЛР ПЛ-1	138,2	129,1
ЛР ПЛ-2	169,75	160,9

Було обґрунтовано критерії еквівалентності заміщення природних об'ємних заземлювачів розрахунковою сукупністю прямолінійних електродів, діаметр яких прийнято таким же, як у відповідних штучних електродів ЗП.

Реалізовано моделювання вертикального електрода заземлення підвищеної провідності розтіканню еквівалентною сукупністю прямолінійних електродів на підставі рівнозначних критеріїв (по опору та розподілу потенціалів)

Розрахунки однофазного КЗ на території відкритого розподільного пристрою 110 кВ підстанції показали, що величина напруги дотику на обладнанні при врахуванні електродів підвищеної провідності розтіканню відрізняється від відповідних значень напруги дотику, визначених без урахування зазначених електродів. При цьому різниця між даними величинами варіюється до 6 %

Виконаний аналіз результатів розрахунку характеристик складного ЗУ дав можливість обґрунтувати практичну необхідність розробки технічного рішення штучного електрода заземлення, який володіє досить великою поверхнею, що контактує з ґрунтом, тобто електрода заземлення підвищеної провідності розтікання, який задовольняє вимогам технологічності виконання, в тому числі, в умовах діючих електроустановок.

Список літератури

1. Бургсдорф В. В., Якобс А. И. *Заземляющие устройства электроустановок*. Москва: Энергоатомиздат, 1987. 480 с.
2. Korovkin N. V. Frolov O. V., Shishigin S. L., Shishigin D. S. Grounding and shielding in EMC problems of electric power substations. *2013 International Symposium on Electromagnetic Compatibility, Brugge, 2-9 September 2013*. Brugge: IEEE, 2013. P. 863–866.

3. Матвеев М. В. Электромагнитная обстановка на объектах определяет ЭМС цифровой аппаратуры. *Новости электротехники*. 2002. № 2 (14). С. 32–36.
4. Евдокимова О. Г. Анализ развития конструкций заземляющих устройств. *Бюллетень результатов научных исследований*. 2012. Вып. 1 (2). С.50-58.
5. Sanchez V., Rosendo A. *Diseno de la malla de puesta a tierra en la subestacion terminal terrestre*. URL: http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/31266 (дата звернення 25 квітня 2021).
6. *СОУ 31.2-21677681-19:2009 Випробування та контроль пристроїв заземлення електроустановок. Типова інструкція*. Київ: ОЕП "ГРІФРЕ", 2010.
7. Кац Е. Л., Меньшов Б. Г., Целебровский Ю. В. *Заземляющие устройства электроустановок высокого и низкого напряжений*. Москва: ВИНИТИ, 1989. 160 с.
8. Мінченко А. А., Федосеєнко О. М., Мінченко А. А., Яровий В. М. Пат. №23105, Україна. *Спосіб виконання заземлювальних пристроїв електричних станцій та підстанцій*. 2007.
9. Федосеєнко О. М. Спосіб підвищення провідності розтіканню вертикальних заземлювачів електроустановок. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства*. 2017. Вип. 186. С. 44–46.
10. Старков К. А., Федосеенко Е. Н. Совершенствование алгоритма расчета сложных неэквипотенциальных заземляющих устройств электроустановок с учетом проводимости естественных заземлителей. *Електротехніка і електромеханіка*. 2017. № 4. С. 66–71. doi: 10.20998/2074-272X.2017.4.11
11. Федосеенко Е. Н., Минченко А. А. Вертикальные электроды заземления повышенной проводимости растеканию и их замещение при расчетах электрических характеристик сложных комбинированных заземлителей. *Східно-Європейський журнал передових технологій*. 2007. Т. 6, № 5 (30). С. 56–59.
12. Линк И. Ю., Колиушко Д. Г., Колиушко Г. М. Математическая модель неэквипотенциального заземляющего устройства подстанции, размещенного в двухслойном грунте. *Электронное моделирование*. 2003. Т. 25, № 2. С. 99–111.

References (transliterated)

1. Burgsdorf V. V., Yakobs A. I. Zazemlyayushchie ustroystva elektroustanovok [Earthing arrangements for electrical installations]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1987. 480 p.
2. Korovkin N. V. Frolov O. V., Shishigin S. L., Shishigin D. S. Grounding and shielding in EMC problems of electric power substations. *2013 International Symposium on Electromagnetic Compatibility, Brugge, 2-9 September 2013*. Brugge, IEEE, 2013. pp. 863–866.
3. Matveev M. V. Elektromagnitnaya obstanovka na ob"ektakh opredelyaet EMS tsifrovoy apparatury [The electromagnetic environment at facilities determines the EMC of digital equipment]. *Electric engineering news*. 2002, no. 2 (14), pp. 32–36.
4. Evdokimova O. G. Analiz razvitiya konstruktsiy zazemlyayushchikh ustroystv. Byulleten' rezul'tatov nauchnykh issledovaniy [Analysis of the development of earthing arrangements]. *Bulletin of Scientific Research Results*. 2012, iss. 1 (2), pp. 50–58.
5. Sanchez V., Rosendo A. *Diseno de la malla de puesta a tierra en la subestacion terminal terrestre*. Available at: http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/31266 (accessed 25 квітня 2021).
6. *SOU 31.2-21677681-19:2009 Vyprobuvannya ta kontrol' prystroyiv zazemlennya elektroustanovok. Typova instruktsiya* [Company Standard 31.2-21677681-19:2009 Testing and inspection of earthing arrangements for electrical installations. Model guidelines]. Kyiv, OEP "HRIFRE" Publ., 2010.
7. Kats E. L., Men'shov B. G., Tselebrovskiy Yu. V. Zazemlyayushchie ustroystva elektroustanovok vysokogo i nizkogo napryazheniy [Earthing arrangements for high and low voltage electrical installations]. Moscow, VINITI Publ., 1989. 160 p.
8. Minchenko A. A., Fedoseenko O. M., Minchenko A. A., Yarovyy V. M. *Sposib vykonannya zazemlyuval'nykh prystroyiv elektrychnykh stantsiy ta pidstantsiy* [Method of carrying out the earthing arrangements for electric power stations and substations]. Patent UA, no. 23105, 2007.
9. Fedoseenko O. M. Sposib pidvyshchennya providnosti roztikannyu vertykal'nykh zazemlyuvachiv elektroustanovok [Method for increasing the spread conductivity of vertical earth electrodes for electrical installations]. *Bulletin of the Petro Vasylenko Kharkiv National Technical University of Agriculture*. 2017, vol. 186, pp. 44–46.
10. Starkov K. A., Fedoseenko E. N. Improved algorithm for calculating complex non-equipotential grounding devices of electrical installations taking into account conductivity of natural groundings. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2017, no. 4, pp. 66–71. doi: 10.20998/2074-272X.2017.4.11
11. Fedoseenko E. N., Minchenko A. A. Vertikal'nye elektrody zazemleniya povyshennoy provodimosti rastekaniyu i ikh zameshchenie pri raschetakh elektricheskikh kharakteristik slozhnykh kombinirovannykh zazemliteley [Vertical earth electrodes with increased spread conductivity and their substitution in calculating the electrical characteristics of complex combined earthing arrangements]. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2007, vol. 6, no. 5 (30), pp. 56–59.
12. Link I. Yu., Koliushko D. G., Koliushko G. M. Matematicheskaya model' neekvipotentsial'nogo zazemlyayushchego ustroystva podstantsii, razmeshchennogo v dvukhsloynom grunte [Mathematical model of a non-equipotential substation earthing arrangement placed in a bilayer ground]. *Electronic modelling*. 2003, vol. 25, no. 2, pp. 99–111.

Надійшла (received) 28.04.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Балалаєв Вячеслав Олександрович (Балалаев Вячеслав Александрович, Balalaiev Vyacheslav) – магістрант, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; e-mail: vyacheslav.blv@gmail.com.

Федосеєнко Олена Миколаївна (***Федосеенко Елена Николаевна, Fedoseenko Olena)*** – кандидат технічних наук, доцент кафедри передачі електричної енергії Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: http://orcid.org/0000-0003-3701-381X; e-mail: fedosejenko@gmail.com.

УДК 631.3.027:621.311.25 **doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.04**

В. М. БОДУНОВ

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

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

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

В. Н. БОДУНОВ

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

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

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

V. BODUNOV

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

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

© В. М. Бодунов, 2021

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

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

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

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

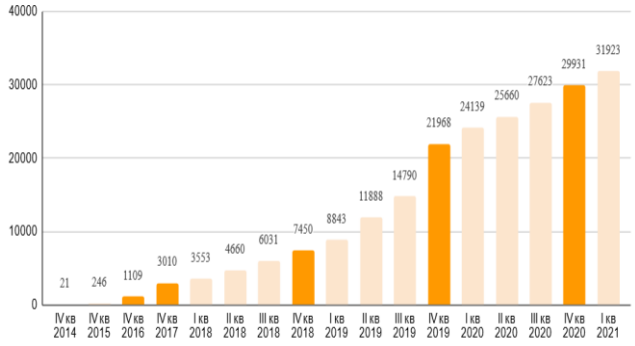


Рисунок 1 – Динаміка зростання кількості СЕС приватних домогосподарств в Україні

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Розрахунки режимів проведено з наступними припущеннями:

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

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

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

а для ділянки $x > \Delta \cdot L$:

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

де P_L – сумарна активна потужність лінії електропередавання, кВт;

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

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

U_{nom} – номінальна напруга мережі, кВ;

P_{CEC} – активна потужність СЕС, кВт;

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

x – координата поточної точки, км.

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

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

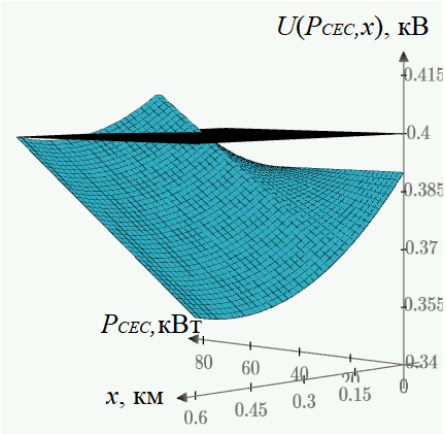


Рисунок 2 – Розподіл напруги вздовж лінії при зміні потужності СЕС

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

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

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

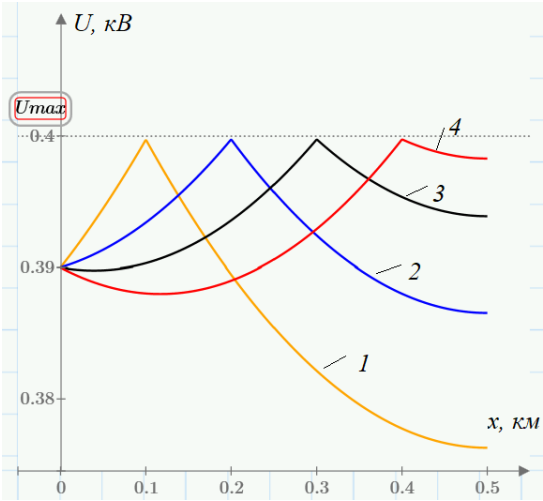


Рисунок 3 – Розподіл напруги вздовж лінії при забезпеченні обмеження $U \le U_{max}$:
1 – Δ = 0,2 відн. од., P_{CEC} = 77,7 кВт;
2 – Δ = 0,4 відн. од., P_{CEC} = 56,3 кВт;
3 – Δ = 0,6 відн. од., P_{CEC} = 45,8 кВт;
4 – Δ = 0,8 відн. од., P_{CEC} = 38,1 кВт

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

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

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

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

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

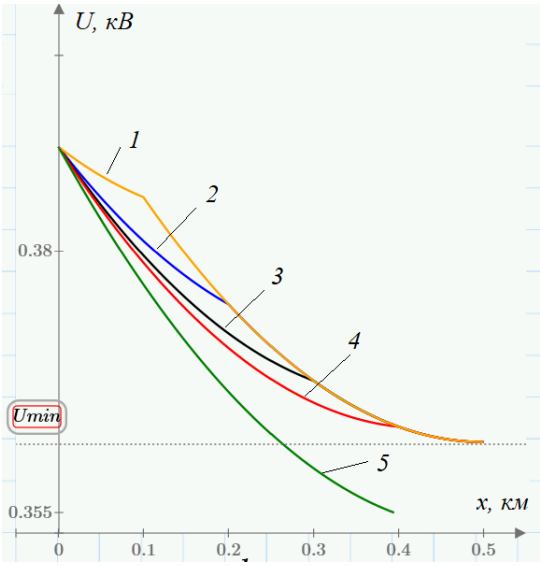


Рисунок 4 – Розподіл напруги вздовж лінії при забезпеченні обмеження U ≥ U_{min}:

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

Як видно з рис. 3 та 4, найбільш ефективним з точки зору регулювання напруги є розташування СЕС ближче до кінця лінії, але в реальних умовах подібні електростанції будуються на території домогосподарств, що і визначає точку приєднання джерела до розподільних мереж.

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

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

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

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

Список літератури

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

2013. Vol. 28. No. 3. P. 3420–3428. doi: 10.1109/TPWRS.2012.2237043
11. Akorede M. F., Hizam H., Aris I. A review of strategies for optimal placement of distributed generation in power distribution systems. *Research Journal of Applied Sciences*. 2010. No. 5 (2). P. 137–145.
12. Abu-Mouti F. S., El-Hawary M. E. Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2011. Vol. 26. No. 4. P. 2090–2101. doi: 10.1109/TPWRD.2011.2158246
13. Banerjee B., Islam S. M. Reliability based optimum location of distributed generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2011. Vol. 33. No. 8. P. 1470–1478. doi: 10.1016/j.ijepes.2011.06.029
14. Hamedi H., Gandomkar M. A straightforward approach to minimizing unsupplied energy and power loss through DG placement and evaluating power quality in relation to load variations over time. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2012. Vol. 35. No. 1. P. 93–96. doi: 10.1016/j.ijepes.2011.10.001
15. Bhumkittipich K., Phuangpornpitak W. Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation for Power Loss Reduction using Particle Swarm Optimization. *Energy Procedia*. 2013. Vol. 34. P. 307–317. doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.759
16. Yadav A., Srivastava L. Optimal Placement of Distributed Generation: An Overview and Key Issues. *2014 International Conference on Power Signals Control and Computations (EPSCICON)*. 2014. P. 1–6, doi: 10.1109/EPSCICON.2014.6887517
17. Bodunov V., Kulko T. Peculiarities of the feasibility study for on-grid photovoltaic installation of private household. *Proceedings of the 2nd Annual conference "Technology transfer: innovative solutions in Social Sciences and Humanities"*. P. 7–9. doi: 10.21303/2613-5647.2019.00924

References (transliterated)

1. *Sonyachni elektrostantsiyi u pryvatnykh domohospodarstvakh: dynamika rozvytku* [Solar power plants in private households: development dynamics]. Available at: https://saee.gov.ua/uk/content/sesd (accessed 10.06.2021).
2. Pro al'ternatyvni vydy palyva [About alternative fuels]: Law of Ukraine on 14.01.2000 № 1391-XIV. *Bulletin of the Verkhovna Rada of Ukraine*. 2000, № 12, art. 94.
3. Pro rynok elektrychnoyi enerhiyi Ukrayiny [On the Electricity Market]: Law of Ukraine on 13.04.2017 № 2019 VIII. *Bulletin of the Verkhovna Rada of Ukraine*. 2017, № 27–28, art. 312.
4. *Feed-in tariffs (FITs) in Europe*. Available at: https://www.pv-magazine.com/features/archive/solar-incentives-and-fits/feed-in-tariffs-in-europe/ (accessed 10.06.2021).
5. Kyrylenko O. V., Pavlovskyi V. V., Lukianenko L. M. Tekhnichni aspekty vprovadzhennya dzherel rozpodil'noyi heneratsiyi v elektrychnykh merezhakh [Technical aspects of adoption of distributed generation sources in electric mains]. *Technical Electrodynamics*. 2011, no. 1, pp. 46–53.
6. Prakhovnyk A. V., Popov V. A., Yarmolyuk O. S., Kokorina M. T. Perspektivy i puti razvitiya raspredelennoy generatsii v Ukraine [Perspectives and trends of distributed generation development in Ukraine]. *Power engineering: economics, technique, ecology*. 2012, no. 2, pp. 7–14.
7. Zharkin A. F., Novskiy V. O., Popov V. A., Yarmoliuk O. S. Pidvyshchennya efektyvnosti keruvannya rezhymamy rozpodil'nykh merezh za umov zastosuvannya rozoseredzhenykh dzherel heneratsiyi ta zasobiv akumulyuvannya elektroenerhiyi [Improving the efficiency of distribution network control under the conditions of application of distributed sources generation of electrical energy and means of its accumulation]. *Technical Electrodynamics*. 2021, no. 3, pp. 37–43. doi: 10.15407/techned2021.03.037
8. Lezhniuk P. D., Komar V. A., Sobchuk D. S. Method for Determination of Optimal Installed Capacity of Renewable Sources of Energy by the Criterion of Minimum Losses of Active Power in Distribution System. *Energy and Power Engineering*. 2014, vol. 6, pp. 37–46 doi: 10.4236/epe.2014.63005
9. Bodunov V., Kulko T., Prystupa A., Gai A. Topological Task of Distributed Generation Placement Using a Pareto optimization. *2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. 2018, pp. 183–188, doi: 10.1109/IEPS.2018.8559502
10. Georgilakis P. S., Hatziargyriou N. D. Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2013, vol. 28, no. 3, pp. 3420–3428. doi: 10.1109/TPWRS.2012.2237043
11. Akorede M. F., Hizam H., Aris I. A review of strategies for optimal placement of distributed generation in power distribution systems. *Research Journal of Applied Sciences*. 2010, no. 5 (2), pp. 137–145.
12. Abu-Mouti F. S., El-Hawary M. E. Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2011, vol. 26, no. 4, pp. 2090–2101. doi: 10.1109/TPWRD.2011.2158246
13. Banerjee B., Islam S. M. Reliability based optimum location of distributed generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2011, vol. 33, no. 8, pp. 1470–1478. doi: 10.1016/j.ijepes.2011.06.029
14. Hamedi H., Gandomkar M. A straightforward approach to minimizing unsupplied energy and power loss through DG placement and evaluating power quality in relation to load variations over time. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2012, vol. 35, no. 1, pp. 93–96. doi: 10.1016/j.ijepes.2011.10.001
15. Bhumkittipich K., Phuangpornpitak W. Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation for Power Loss Reduction using Particle Swarm Optimization. *Energy Procedia*. 2013, vol. 34, pp. 307–317. doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.759
16. Yadav A., Srivastava L. Optimal Placement of Distributed Generation: An Overview and Key Issues. *2014 International Conference on Power Signals Control and Computations (EPSCICON)*. 2014, pp. 1–6, doi: 10.1109/EPSCICON.2014.6887517
17. Bodunov V., Kulko T. Peculiarities of the feasibility study for on-grid photovoltaic installation of private household. *Proceedings of the 2nd Annual conference "Technology transfer: innovative solutions in Social Sciences and Humanities"*. pp. 7–9. doi: 10.21303/2613-5647.2019.00924

Надійшла (received) 13.06.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

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

УДК 621.3.015.3:621.314.222 **doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.04**

О. І. ГАНУС, К. О. СТАРКОВ

ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРУ ПЕРЕНАПРУГ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ, ЩО ВИНИКАЮТЬ ПРИ РОБОТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НАПРУГИ

Розглянуто нелінійну динамічну математичну модель трансформатора напруги та досліджено перенапруги, що виникають на елементах схеми заміщення трансформатора напруги при перехідних процесах. Визначено вплив ємності вторинних ланцюгів трансформатора напруги на кратність перенапруг у первинних ланцюгах та тривалість перехідних процесів. Використано переваги апроксимування нелінійності трансформаторів напруги гіперболічним синусом. Отримано математичні вирази, що визначають характер зміни вимушеної та вільної складових перехідного процесу в електричній мережі з трансформатором напруги. Показано, що при збільшенні ємності електричної мережі тривалість загасання перехідного процесу збільшується, а частота вимушених коливань і рівень перенапруг зменшуються. Доведено, що навіть невеликі, порівняно з первинною номінальною синусоїдальною напругою, аперіодичні складові перехідного процесу напруги можуть призвести до значних перенапруг при відключеннях трансформаторів напруги. Обґрунтовано, що на кратність перенапруг, що виникає на первинній обмотці трансформаторів напруги, впливає як опір вторинної обмотки, так і момент комутації. Показано, що замкнута вторинна обмотка погіршує процес відключення нелінійної індуктивності трансформаторів напруги. Визначено величини, до рівня яких при цьому зростають перенапруги. За результатами розрахунків визначено, що при розімкненій вторинній обмотці трансформаторів напруги тривалість перехідного процесу значно зростає. Виявлено, що зниження частоти вимушених коливань, яке відбувається при цьому, супроводжується збільшенням струмів в первинній обмотці трансформатора напруги, що є небезпечним з точки зору термічної стійкості ізоляції обмотки. Показано, що замикання вторинної обмотки трансформаторів напруги призводить до значного скорочення часу загасання перехідного процесу. Висловлено припущення щодо можливості використання даного алгоритму для забезпечення швидкого зриву (придушення) ферорезонансних процесів. Досліджено ефективність такого заходу зриву ферорезонансних процесів як короткочасне шунтування вторинної обмотки трансформаторів напруги. Визначено співвідношення параметрів електричних мереж (ємність секцій шин, нелінійність характеристик трансформаторів напруги, момент відключення тощо), при яких може наступати ферорезонансний процес і врахування яких може дозволити, з точки зору попередження ферорезонансних процесів, визначити підстанції (електричні мережі), які вимагають більш детальних досліджень. Результати аналітичних досліджень апробовано у електричних мережах АТ «Харківобленерго» та використано у системі розподілу електричної енергії для підбору конкретних трансформатори напруги для певних конфігурацій електричних мереж.

Ключові слова: трансформатор напруги, нелінійність, перехідний процес, індукція, перенапруги, шунтування, навантаження, схема заміщення, початкові умови, магнітні характеристики, ферорезонанс, гіперболічний синус, гістерезис.

А. И. ГАНУС, К. А. СТАРКОВ

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРА ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ РАБОТЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Рассмотрена нелинейная динамическая математическая модель трансформатора напряжения и исследованы перенапряжения, возникающие на элементах схемы замещения трансформатора напряжения при переходных процессах. Определено влияние емкости вторичных цепей трансформатора напряжения на кратность перенапряжений в первичных цепях и продолжительность переходных процессов. Использованы преимущества аппроксимирования нелинейности трансформаторов напряжения гиперболическим синусом. Получены математические выражения, определяющие характер изменения вынужденной и свободной составляющих переходного процесса в электрической сети с трансформатором напряжения. Показано, что при увеличении емкости электрической сети продолжительность затухания переходного процесса увеличивается, а частота вынужденных колебаний и уровень перенапряжений уменьшаются. Доказано, что даже небольшие, по сравнению с первичным номинальным синусоидальным напряжением, апериодические составляющие переходного процесса напряжения могут привести к значительным перенапряжениям при отключениях трансформаторов напряжения. Обосновано, что на кратность перенапряжений, возникающих на первичной обмотке трансформаторов напряжения, влияет как сопротивление вторичной обмотки, так и момент коммутации. Показано, что замкнутая вторичная обмотка ухудшает процесс отключения нелинейной индуктивности трансформаторов напряжения. Определены величины, до уровня которых при этом растут перенапряжения. По результатам расчетов определено, что при разомкнутой вторичной обмотке трансформаторов напряжения продолжительность переходного процесса значительно возрастает. Выявлено, что снижение частоты вынужденных колебаний, которое происходит при этом, сопровождается увеличением токов в первичной обмотке трансформатора напряжения, что является опасным с точки зрения термической устойчивости изоляции обмотки. Показано, что замыкание вторичной обмотки трансформаторов напряжения приводит к значительному сокращению времени затухания переходного процесса. Высказано предположение о возможности использования данного алгоритма для обеспечения быстрого срыва (подавление) феррорезонансных процессов. Исследована эффективность такой меры срыва феррорезонансных процессов как кратковременное шунтирование вторичной обмотки трансформаторов напряжения. Определено соотношение параметров электрических сетей (емкость секций шин, нелинейность характеристик трансформаторов напряжения, момент отключения и т.п.), при которых может наступать феррорезонансный процесс и учет которых может позволить, с точки зрения предупреждения феррорезонансных процессов, определить подстанции (электрические сети), которые требуют более детальных исследований. Результаты аналитических исследований апробированы в электрических сетях АО «Харьковоблэнерго» и использованы в системе распределения электрической энергии для подбора конкретных трансформаторов напряжения для определенных конфигураций электрических сетей.

Ключевые слова: трансформатор напряжения, нелинейность, переходный процесс, индукция, перенапряжения, шунтирование, нагрузки, схема замещения, начальные условия, магнитные характеристики, феррорезонанс, гиперболический синус, гистерезис.

O. HANUS, K. STARKOV

STUDY OF THE NATURE OF OVERVOLTAGES IN THE ELECTRICAL NETWORK ARISING FROM VOLTAGE TRANSFORMERS

A non-linear dynamic mathematical model of voltage transformer has been considered and overvoltages arising on the elements of voltage transformer equivalent circuit during transient processes have been investigated. The influence of voltage transformer secondary circuit capacitance on overvoltage

© О. І. Ганус, К. О. Старков, 2021

multiplicity in the primary circuits and the duration of transients has been determined. The advantages of approximation of nonlinearity of voltage transformers by hyperbolic sine are used. Mathematical expressions determining the nature of changes in the forced and free components of the transient process in an electrical network with a voltage transformer have been obtained. It is shown that with the increase of the electric network capacitance the duration of the transition process damping increases and the frequency of the forced oscillations and the level of overvoltage decrease. It is proved that even small, in comparison with the primary nominal sinusoidal voltage, aperiodic components of the voltage transient process can lead to significant overvoltages during voltage transformer outages. It has been substantiated that both the secondary resistance and the switching torque influence the overvoltage multiplicity arising in the primary winding of voltage transformers. It is shown that the closed secondary winding worsens the disconnection process of non-linear inductance of voltage transformers. The values to which overvoltages increase in this case are determined. According to the results of calculations it is determined that with open secondary winding of voltage transformers the duration of transient process significantly increases. It has been found that the decrease of frequency of forced oscillations, which occurs in this case, is accompanied by an increase of currents in the primary winding of the voltage transformer, which is dangerous in terms of thermal stability of the winding insulation. It is shown, that closing the secondary winding of voltage transformers leads to significant reduction of transient damping time. It is suggested that this algorithm can be used to provide a rapid breakdown (suppression) of ferroresonant processes. The effectiveness of such a measure of stopping of ferroresonance processes as short-term shunting of secondary winding of voltage transformers has been investigated. The correlation of parameters of electric networks (capacity of busbar sections, nonlinearity of characteristics of voltage transformers, disconnection torque, etc.) at which ferroresonance process may occur and consideration of which may allow, in terms of prevention of ferroresonance processes, to identify substations (electric networks) that require more detailed research has been determined. The results of analytical studies were tested in the electric networks of JSC "Kharkivoblenergo" and used in the electricity distribution system for the selection of specific voltage transformers for certain configurations of electrical networks.

Keywords: voltage transformer, nonlinearity, transient, induction, overvoltage, shunt, loads, equivalent circuit, initial conditions, magnetic characteristics, ferroresonance, hyperbolic sine, hysteresis

Постановка проблеми. Передача та розподіл електричної енергії споживачам України здійснюється електричними мережами (ЕМ) різних номінальних напруг. Однією з найбільш істотних особливостей їх експлуатації є пошкоджуваність окремих елементів ЕМ (зокрема вимірювальних трансформаторів напруги [1]). За результатами проведених у АТ «Харківобленерго» досліджень були визначені вимоги щодо підвищення надійності трансформаторів напруги (ТН) при появі землі в ЕМ з ізольованою нейтраллю, впроваджені заходи з усунення умов виникнення у них ферорезонансних процесів (ФРП). Але, проблема залишилась. Для вирішення проблеми усунення впливу ферорезонансних процесів на надійність роботи вимірювальних ТН необхідна адекватна математична модель спільної роботи ТН з ЕМ. Недостатня достовірність існуючих математичних моделей пояснюється тим, що аналітичні дослідження, покладені в основу їх розробки через спрощення, які зазвичай приймають під час моделювання нелінійних кіл за допомогою традиційних методів лінеаризації, призводять до неможливості врахування у результатах аналізу впливу цілого ряду небезпечних факторів та параметрів режимів, що наявні під час експлуатації ТН [2].

Аналіз останніх досліджень і публікацій. У відомих роботах з дослідження причини пошкоджень ТН при виникненні ФРП [3] та визначені рекомендації щодо підвищення їх надійності [4] та усунення факторів, які викликають ФРП [5]. На їх підставі розроблені заходи з підвищення надійності ТН та попередження ФРП. Найбільш ефективними серед них є:

- короткочасне підключення до вторинних обмоток ТН низькоомних опорів на час протікання ФРП [6];
- використання антирезонансних ТН, підключених на лінійну напругу, з додатковим однофазним трансформатором, підключеним між двома обмотками ТН і землею, для контроля ізоляції ЕМ [7];
- використання ТН, підключених на лінійну напругу з ємнісним дільником між двома обмотками ТН і землею [8];
- використання ТН, підключених на лінійну напругу з резистивним дільником між двома обмотками ТН і землею [9];
- заземлення нейтралі ТН через активний опір [10].

Але, вжиті заходи не призвели до припинення пошкоджень ТН. Для вирішення проблеми потрібне більш детальне дослідження математичних моделей ЕМ з ТН, приймати до уваги ті їх елементи, які у попередніх дослідженнях припускалось не враховувати. З цією метою у [11] було виконано аналіз математичної моделі ЕМ з ТН, яка враховує особливості динамічних процесів, пов’язаних з наявністю у системі нелінійних елементів. Логічним подовженням отриманих у [11] результатів стали дослідження нелінійної динамічної математичної моделі ТН при перехідних процесах за умови її живлення від джерел постійної та перемінної напруги при поступовому ускладненні даної системи [12]. За результатами аналізу були виявлені фактори, що впливають на рівень перенапруг, тривалість та інші параметри перехідних процесів.

Мета роботи. Мета статті полягає в дослідженні нелінійної динамічної математичної моделі для аналізу перехідних процесів в електромагнітних ТН, запропонованої в [11] та [12], з подальшим ускладненням даної системи шляхом врахування факторів, пов’язаних з наявністю у системі нелінійних елементів, з метою розробки рекомендацій по підвищенню надійності роботи ТН та попередженню ФРП на підставі виконаних досліджень.

Основні матеріали досліджень. Для аналізу процесів, що відбуваються в ЕМ з ТН, необхідна розробка математичної моделі вільної і вимушеної складових струмів перехідних процесів та напруг на елементах системи в усьому можливому діапазоні їх зміни.

Для визначення параметрів вимушеної складової струму перехідного процесу розглянемо електричну схему, представлену на рис. 1, яка містить ТН, паралельно одній з фаз первинної обмотки якого включений конденсатор, який є еквівалентом ємності ЕМ.

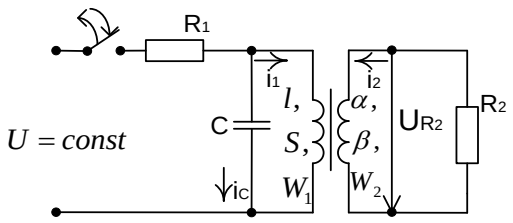


Рисунок 1 – Схема для дослідження перехідних процесів при відключенні/підключенні ТН від/до джерела постійної напруги

З урахуванням математичних моделей протікання перехідних процесів у ЕМ з ТН, отриманих у [12], диференціальне рівняння до відключення ТН від джерела постійної напруги U матиме вигляд (за умови, що опір вторинної обмотки входить до складу опору навантаження):

$$\frac{d^2B}{dt^2}+\frac{1}{C}\cdot\left[\frac{1}{R_1}+\frac{1}{R_2}\cdot\frac{W_2^2}{W_1^2}\right]\cdot\frac{dB}{dt}+ +\frac{\alpha\cdot l\cdot\beta}{S\cdot W_1^2\cdot C}\cdot shB=\frac{U\cdot\beta}{R_1\cdot C\cdot S\cdot W_1}. \quad (1)$$

Диференціальне рівняння, що описує процеси в схемі після відключення ТН від джерела постійної напруги, має вигляд:

$$\frac{d^2B}{dt^2}+\frac{W_2^2}{W_1^2}\cdot\frac{1}{C\cdot R_2}\cdot\frac{dB}{dt}+ +\frac{\alpha\cdot l\cdot\beta}{S\cdot W_1^2\cdot C}\cdot shB=0. \quad (2)$$

У лінійному режимі роботи ТН, згідно з [11], маємо:

$$i_1\cdot W_1+i_2\cdot W_2=\alpha\cdot l\cdot sh\beta\cdot B_д= =\alpha\cdot l\cdot sh\beta\cong\alpha\cdot l\cdot\beta\cdot B_д;$$
$$B=i_0\cdot\frac{W_1}{\alpha\cdot l};$$
$$L_э=\frac{S\cdot W_1^2}{\alpha\cdot l\cdot\beta}, \quad (3)$$

де i_0 – струм намагнічування.

З урахуванням (3) рівняння (1) та (2) набувають вигляду:

$$\frac{d^2i_0}{dt^2}+\frac{1}{C}\cdot\left[\frac{1}{R_1}+\frac{1}{R_2}\cdot\frac{W_2^2}{W_1^2}\right]\cdot\frac{di_0}{dt}+ +\frac{i_0}{L_э\cdot C}=\frac{U}{L_э\cdot C\cdot R_1}; \quad (4)$$

$$\frac{d^2i_0}{dt^2}+\frac{W_2^2}{W_1^2}\cdot\frac{1}{C\cdot R_2}\cdot\frac{di_0}{dt}+\frac{i_0}{L_э\cdot C}=0. \quad (5)$$

Початкові умови для рівняння (5) випливають з рішення рівняння (4). Зокрема, для сталого після підключення режиму на підставі (4) можна записати:

$$i_0(0)=\frac{U}{R_1};$$
$$i_0'(0)=0. \quad (6)$$

З урахуванням викладеного рішення (6) отримає вигляд:

$$i_0=\frac{[-i_0(0)\cdot K_2+i_0'(0)]\cdot e^{K_1t}}{K_2-K_1}+ +\frac{[i_0(0)\cdot K_1+i_0'(0)]\cdot e^{K_2t}}{K_2-K_1}, \quad (7)$$

де

$$K_{1,2}=-\delta\pm\sqrt{\delta^2-\omega^2},$$
$$K_1-K_2=2\cdot\sqrt{\delta^2-{\omega_0}^2};$$
$$K_1\cdot K_2=\frac{1}{L_э\cdot C};$$
$$\omega'=\sqrt{\delta^2-{\omega_0}^2};$$
$$\delta=\frac{1}{2\cdot C\cdot R_2}\cdot\frac{W_2^2}{W_1^2};$$
$${\omega_0}^2=\frac{1}{L_э\cdot C}. \quad (8)$$

Миттєві значення напруги на високій (u_c) та низькій (u_{R_2}) стороні ТН, згідно з (7), будуть:

$$u_c=S\cdot W_1\cdot\frac{dB_д}{dt}= =\frac{i_0(0)}{2\cdot C\cdot\omega'}\cdot(e^{K_1t}-e^{K_2t});$$
$$u_{R_2}=S\cdot W_2\cdot\frac{dB_д}{dt}= =\frac{i_0(0)}{2\cdot C\cdot\omega'}\cdot\frac{W_2}{W_1}\cdot(e^{K_1t}-e^{K_2t}). \quad (9)$$

У разі дійсних коренів рівнянь, при малих значеннях R_2, напруги u_c та u_{R_2} досягають максимального значення через час t_{max} і далі загасають. При великих значеннях R_2 корені рівняння будуть комплексно-спряженими і процес матиме затухаючий коливальний характер. Вирази (9) у цьому випадку приймають вигляд:

$$u_c=\frac{i_0(0)}{C\cdot\omega'}\cdot e^{-\delta\cdot t}\cdot sin\omega' t;$$
$$u_{R_2}=\frac{i_0(0)}{C\cdot\omega'}\cdot\frac{W_2}{W_1}\cdot e^{-\delta\cdot t}\cdot sin\omega' t. \quad (10)$$

Зокрема, у разі, коли $\omega_0\gg\delta$, а опір R_2 складає сотні Ом:

$$u_{c_1}=i_0(0)\cdot\sqrt{\frac{L_э}{C}}\cdot e^{-\delta\cdot t}\cdot sin\omega_0 t;$$
$$u_{R_2}=i_0(0)\cdot\sqrt{\frac{L_э}{C}}\cdot e^{-\delta\cdot t}\cdot\frac{W_2}{W_1}\cdot sin\omega_0 t. \quad (11)$$

Напруги u_c та u_{R_2} досягають максимального значення через час t_{max} після відключення:

$$t_{max} = \frac{1}{\omega'} \cdot arctg \frac{\omega'}{\delta} \qquad (12)$$

Максимальні значення напруг $u_{c\ max}$ та $u_{R_2\,max}$ можна визначити після підстановки (12) в (10) та (11). В якості параметру, що досліджується, приймемо ступінь перенапруг $k = \frac{u_1}{u_{ном}}$, що виникають на первинній обмотці ТН в залежності від величини ємності *C*. Величину *k* визначимо як відношення миттєвого значення напруги u_1, яка виникає на затискачах первинної обмотки ТН під час розмикання ключа до рівня напруги джерела живлення $u_{ном}$.

Визначимо вплив опору вторинної обмотки трансформатора R_2 на величину напруги його первинної обмотки u_c. З цією метою, розглянемо два (граничних) випадки, а саме:

- вторинна обмотка розімкнута, що відповідає $R_2 = \infty$ (в розрахунках приймалося $R_2 = 10^{12}$ Ом);
- вторинна обмотка замкнута ($R_2 = 0$ Ом).

Величину опору R_1 приймаємо рівною 10^{12} Ом.

Розрахунок виконуємо за виразами (10) та (11) з урахуванням (12).

За результатами розрахунків отримані криві, наведені на рис. 2.

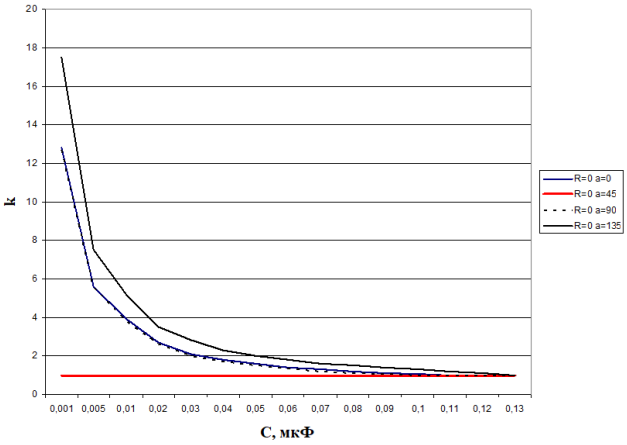


Рисунок 2 – Залежність кратності перенапруги *k* від величини ємності *C*

Як видно з отриманих кривих, вторинна обмотка практично не впливає на величину перенапруги, що виникає на первинній обмотці. Крім цього, при збільшенні ємності кратність перенапруг істотно знижується і при ємності близької до 1 мкФ перенапруг не виникає.

На рис.3 наведено криві $k(t)$ для різних значень ємності *C*. З наведених кривих видно, що при малих ємностях кратність перенапруг значна, але перехідний процес протікає на високих частотах і загасає досить швидко.

І, навпаки, при збільшенні ємності тривалість загасання перехідного процесу збільшується, а частота і перенапруги зменшуються.

Дані дослідження дають загальне уявлення про характер перенапруг. Для їх більш точного моделювання потрібний облік процесів, що відбуваються у дузі, яка виникає при розмиканні контактів. Дані дослідження дозволять оцінити, в першу чергу, вплив вторинної обмотки ТН і її навантаження на величину перенапруг і характер зміни аперіодичної складової перехідного процесу.

Як висновок можна зазначити, що максимальні значення перенапруг u_c, u_{R2} при відключенні ТН зменшуються при збільшенні ємності С. Крім того, навіть невеликі, в порівнянні з первинним номінальним синусоїдальною напругою, аперіодичні складові перехідного процесу напруги можуть призвести до значних перенапруг при відключеннях ТН.

Для дослідження процесів відключення ТН від джерела синусоїдальної напруги використовувалась схема, наведена на рис. 4.

У разі синусоїдальної напруги живлення диференціальне рівняння (1) набуває вигляду:

$$\frac{d^2B}{dt^2} + \frac{1}{C} \cdot \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \cdot \frac{W_2^2}{W_1^2}\right] \cdot \frac{dB}{dt} + \\ + \frac{\alpha \cdot l \cdot \beta}{S \cdot W_1^2 \cdot C} \cdot shB = \\ = \frac{U \cdot \beta}{R_1 \cdot W_1 \cdot C \cdot S} \cdot sin(\omega \cdot t + \psi_u). \qquad (13)$$

при початкових умовах:

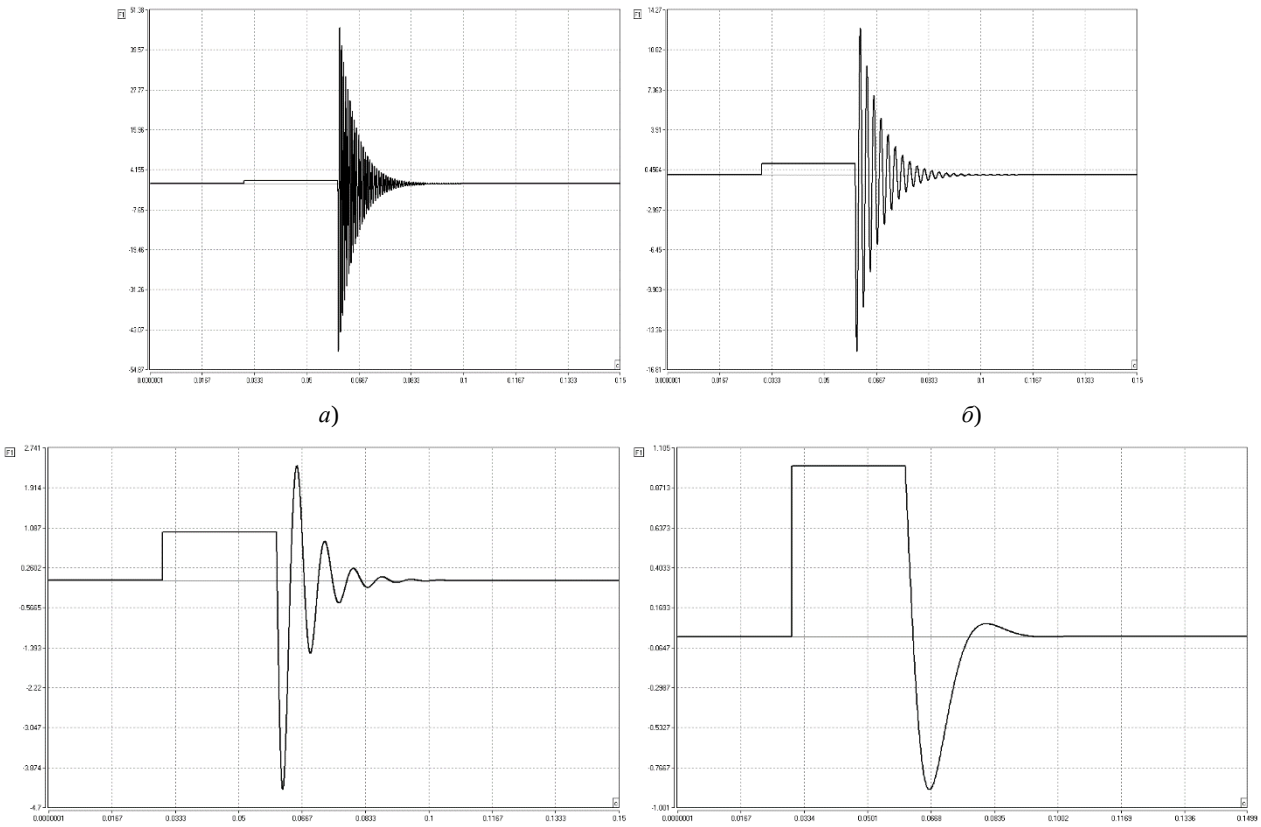
$$shB(0) = \frac{U}{R_1} \cdot \frac{W_1}{\alpha \cdot l}; \\ B'(0) = 0. \qquad (14)$$

Рівняння (2) не зазнає змін. При цьому початкові умови для рівняння (2) визначаються з урахуванням моменту відключення виходячи з асимптотичного рішення рівняння (1).

У разі роботи ТН в лінійному режимі рівняння (1) та (2) з урахуванням (3) набувають вигляду:

$$\frac{d^2i_0}{dt^2} + \frac{1}{C} \cdot \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \cdot \frac{W_2^2}{W_1^2}\right] \cdot \frac{di_0}{dt} + \\ + \frac{i_0}{L_э \cdot C} = \frac{U}{L_э \cdot C \cdot R_1} \times sin(\omega \cdot t + \psi_u); \qquad (15)$$

$$\frac{d^2i_0}{dt^2} + \frac{1}{C + R_2} \cdot \frac{W_2^2}{W_1^2} \cdot \frac{di_0}{dt} + \frac{i_0}{L_э \cdot C} = 0. \qquad (16)$$



а) *б*)

в) *г*)

Рисунок 3 – Осцилограми зміни кратності перенапруги *k*(*t*), що виникає на первинній обмотці ТН при її відключенні від джерела живлення на постійній напрузі
а) С = 0,001 мкФ; *б*) С = 0,01 мкФ; *в*) С = 0,1 мкФ; *г*) С = 1 мкФ

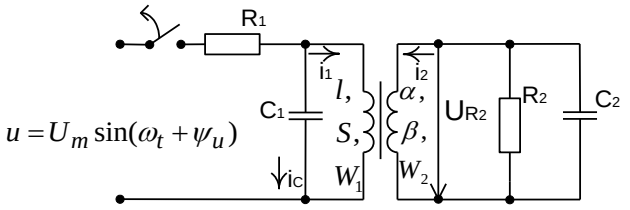


Рисунок 4 – Схема для дослідження перехідних процесів при відключенні/підключенні ТН від/до джерела синусоїдальної напруги

Початкові умови для рівняння (15) випливають з рішення рівняння (16). Зокрема, для сталого після підключення режиму, з рівняння (15), залежно від моменту відключення, можна визначити:

$$i_0(0) = I_m \cdot sin\psi_i;$$
$$i_0'(0) = I_m \cdot cos\psi_i; \qquad (17)$$

де

$$I_m = U_m/[R_1 \cdot L_э \cdot C \cdot \omega \times$$
$$\times \sqrt{\frac{1}{C^2} \cdot \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \cdot \frac{W_2^2}{W_1^2}\right]^2 + \left[\frac{1}{L_э \cdot C \cdot \omega} - \omega\right]}]$$

$$\varphi = \psi_u - \psi_i = arct\frac{\frac{1}{C} \cdot \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \cdot \frac{W_2^2}{W_1^2}\right]}{\frac{1}{L_э \cdot C \cdot \omega} - \omega}.$$

Для миттєвих значень напруг u_c та u_{R_2} після відключення, згідно з (3), (7)–(10), (16), можна записати:

$$u_c = \frac{i_0(0)}{2 \cdot C \cdot \omega'} \cdot (e^{K_1 t} - e^{K_2 t}) -$$
$$-\frac{i_0'(0) \cdot L_э}{2 \cdot \omega'} \cdot (K_1 \cdot e^{K_1 t} - K_2 \cdot e^{K_2 t}); \qquad (18)$$

$$u_{R_2} = \frac{i_0(0)}{2 \cdot C \cdot \omega'} \cdot \frac{W_2}{W_1} \cdot (e^{K_1 t} - e^{K_2 t}) -$$
$$-\frac{i_0'(0) \cdot L_э}{2 \cdot \omega'} \cdot \frac{W_2}{W_1} \cdot (K_1 \cdot e^{K_1 t} - K_2 \cdot e^{K_2 t}). \qquad (19)$$

Якщо корені K_1 і K_2 в рівняннях (18) та (19) дійсні та різні, то напруги u_c та u_{R_2} досягають максимального значення через час t_{max} після відключення:

$$t_{max} = \frac{ln\frac{K_2^2 \cdot (K_1 \cdot sin\psi_i - \omega \cdot cos\psi_i)}{K_1^2 \cdot (K_1 \cdot sin\psi_i - \omega \cdot cos\psi_i)}}{K_1 - K_2}. \qquad (20)$$

Як показали розрахунки, найбільш важким є випадок відключення ТН в момент проходження струму намагнічування через максимум, тобто, коли $i_0(0) = I_m$, $i'_0(0) = 0$.

У випадку, коли корені K_1 і K_2 в рівняннях (18) та (19) комплексно-спряжені, рівняння (18) та (19) можуть бути записані у вигляді:

$$u_c = \frac{i_0(0)}{C \cdot \omega'} \cdot e^{-\delta \cdot t} \cdot sin\omega' t - i'_0(0) \cdot L_э \times \\ \times e^{-\delta \cdot t} \cdot \left(cos\omega' t - \frac{\delta}{\omega'} \cdot sin\omega' t\right); \quad (21)$$

$$u_{R_2} = \frac{i_0(0)}{C \cdot \omega'} \cdot \frac{W_2}{W_1} \cdot e^{-\delta \cdot t} \cdot sin\omega' t - i'_0(0) \times \\ \times L_э \cdot \frac{W_2}{W_1} \cdot e^{-\delta \cdot t} \left(cos\omega' t - \frac{\delta}{\omega'} \cdot sin\omega' t\right). \quad (22)$$

Якщо в момент відключення $\psi_s = 90°$ то:

$$i_0(0) = I_m; \\ i'_0(0) = 0. \quad (23)$$

Рівняння (21) та (22) у цьому випадку набувають вигляду:

$$u_c = \frac{i_0(0)}{C \cdot \omega'} \cdot e^{-\delta \cdot t} \cdot sin\omega' t;$$

$$u_{R_2} = \frac{i_0(0)}{C \cdot \omega'} \cdot \frac{W_2}{W_1} \cdot e^{-\delta \cdot t} \cdot sin\omega' t. \quad (24)$$

Результати розрахунку кратності перенапруг k на первинній обмотці ТН за виразами (10) та (11) з урахуванням (12) при відключеному опорі вторинної обмотки для різних ємностей C наведені на рис. 5 і також проілюстровані осцилограмами, наведеними на рис. 6.

Як видно з результатів досліджень, кратність перенапруг зменшується зі збільшенням ємності. Але на кратність перенапруги, що виникає на первинній обмотці ТН, впливає як опір вторинної обмотки, так і момент розмикання ключа. Причому результати експериментів показали, що замкнута вторинна обмотка погіршує процес відключення нелінійної індуктивності ТН, оскільки перенапруги при цьому зростають.

Однак, при розімкнутій вторинній обмотці (що характерно для нормальної роботи ТН), тривалість перехідного процесу значно зростає (рис. 6). При зниженні частоти коливань збільшуються струми в первинній обмотці, що небезпечно з точки зору термічної стійкості ізоляції обмотки.

Як показали розрахунки, при виникненні ФРП, частота коливань нижче (приблизно дорівнює половині основної частоти ЕМ) і струми в первинних обмотках ТН значно перевищують номінальні, що при стійкому процесі призводить до вигоряння первинної обмотки. Тому, в розімкнутій обмотці (рис. 6) при ємності 0,1 мкФ первісна частота коливань приблизно буде дорівнювати 25 Гц, що характерно для субгармонічних ФРП.

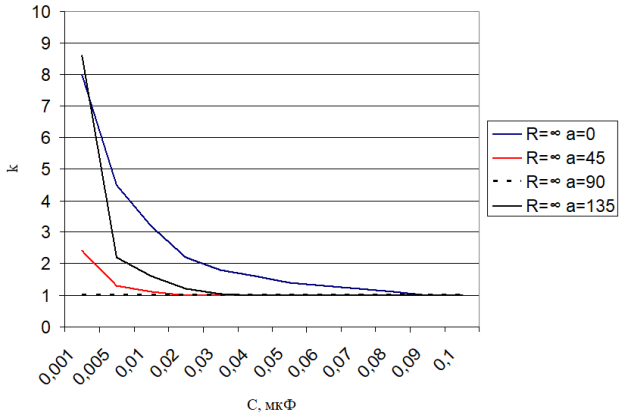
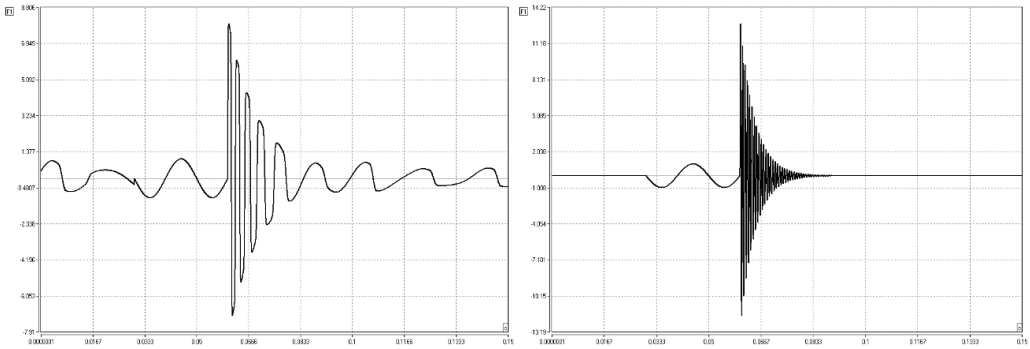


Рисунок 5 – Залежність кратності перенапруги k від величини ємності C після відключення ТН від джерела змінної напруги

З іншого боку, замикання обмотки призводить до значного скорочення часу загасання перехідного процесу (рис. 6 для закороченої обмотки). Ця особливість, незважаючи на можливість незначного збільшення кратності напруги, може бути використана для примусового зриву (придушення) ФРП. На цьому принципі функціонує захист ТН від ФРП, який при виникненні субгармонічних коливань короткочасно шунтує на опір 5 Ом вторинну обмотку ТН, з'єднану в розімкнутий трикутник, що негайно зриває ФРП [6].

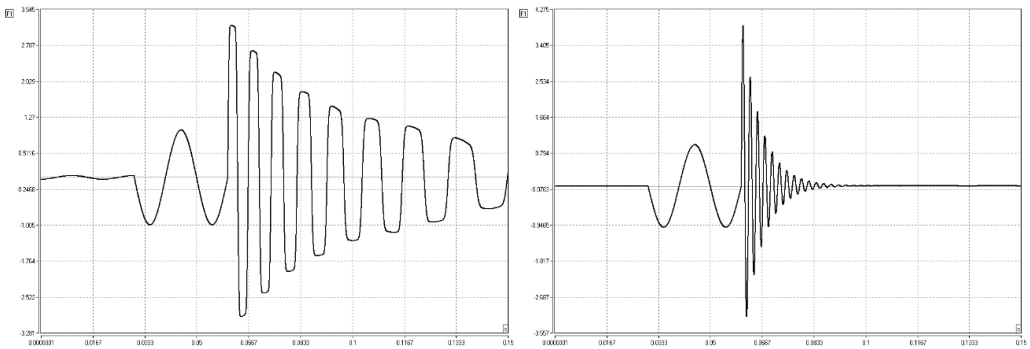
Але на величину перенапруг значно впливає момент відключення ТН від джерела живлення. При цьому, у деяких випадках, перенапруги взагалі можуть не виникати (тобто $k = 1$).

Проведені в АТ «Харківобленерго» дослідження дозволили оцінити співвідношення параметрів ЕМ (ємності секцій шин і обладнання, нелінійності характеристик ТН, моменті відключення і т.п.) при можливому виникнення ФРП і, тим самим, визначити підстанції (ЕМ), які вимагають більш детальних досліджень.



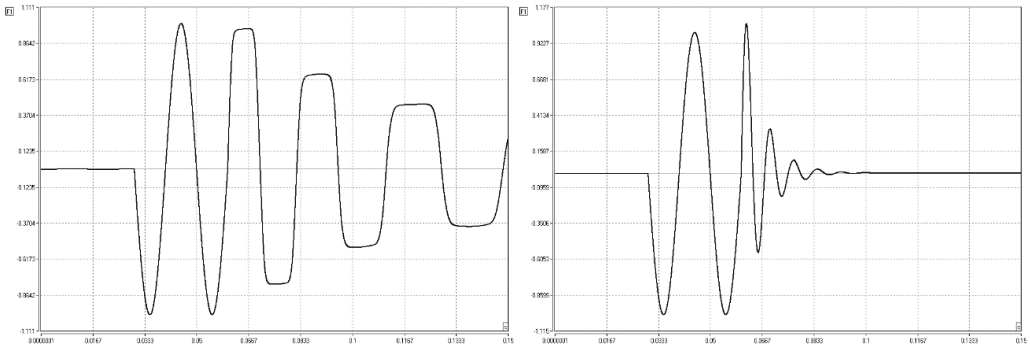
R = ∞, Ом *R* = 0, Ом

а)



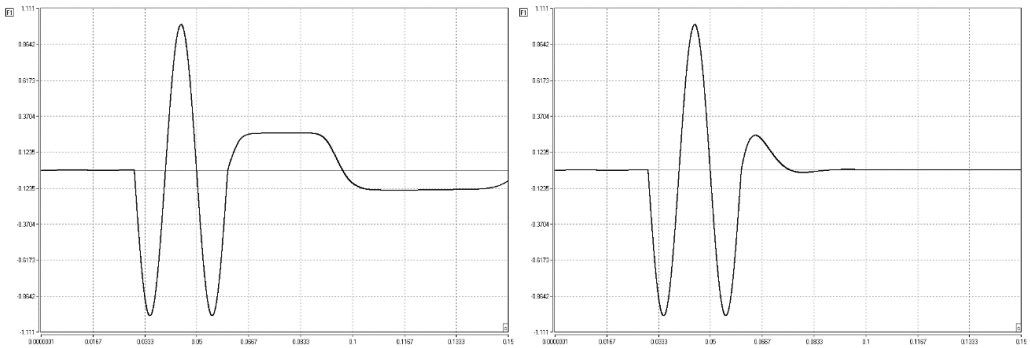
R = ∞, Ом *R = 0, Ом*

б)



R = ∞, Ом *R = 0, Ом*

в)



R = ∞, Ом *R = 0, Ом*

г)

Рисунок 7 – Осцилограми зміни кратності перенапруги *k*(*t*), що виникає на первинній обмотці ТН при її відключенні від джерела змінної напруги при:
а) С = 0,001 мкФ; *б*) С = 0,01 мкФ; *в*) С = 0,1 мкФ; *г*) С = 1 мкФ

Висновки. Отримано математичні вирази, що визначають характер змін вимушеної та вільної складових перехідного процесу в електричних мережах з ТН. Показано, що при збільшенні ємності ЕМ тривалість загасання перехідного процесу збільшується, а частота і кратність перенапруг зменшуються.

Продемонстровано, що навіть невеликі, порівняно з первинною номінальною синусоїдальною напругою, аперіодичні складові перехідного процесу напруги можуть призвести до значних перенапруг на обмотках ТН при його відключенні. Обґрунтовано, що на кратність перенапруг, що виникають на первинній обмотці ТН, впливає як опір вторинної обмотки, так і момент комутації. Також обґрунтовано, що замкнута вторинна обмотка погіршує процес відключення нелінійної індуктивності ТН. Визначено величини, до рівня яких при цьому зростають перенапруги.

Показано, що при розімкнутій вторинній обмотці тривалість перехідного процесу значно зростає. Виявлено, що зниження частоти коливань перехідного процесу у ЕМ з ТН супроводжується збільшенням струму у первинній обмотці ТН. Зазначене є небезпечним з точки зору термічної стійкості ізоляції обмотки ТН.

Продемонстровано, що замикання вторинної обмотки ТН призводить до значного скорочення часу загасання перехідного процесу. Обґрунтовано те, що незважаючи на можливість незначного збільшення кратності напруги, даний процес можна використовувати для забезпечення примусового зриву (придушення) ФРП.

Розглянута ефективність існуючих заходів по зриву ФРП (короткочасне шунтування вторинної обмотки ТН). Визначено співвідношення параметрів ЕМ (ємність секцій шин і обладнання, нелінійність характеристик ТН, момент відключення тощо), при яких може наступати ФРП і врахування яких повинно дозволити, з точки зору попередження ФРП, визначити підстанції (ЕМ), які вимагають більш детальних досліджень.

Список літератури

1. Ганус А. И., Старков К. А. Повреждаемость трансформаторов напряжения в областных электрических сетях АК «Харьковоблэнерго» и мероприятия по её снижению. *Світлотехніка та електроенергетика*. 2003. № 1. С.75–81.
2. Журахівський А. В., Кенс Ю. А., Мединський Р. В. Вплив апроксимації вебер-амперної характеристики на результати розрахунку струму в нелінійній індуктивності. *Технічна електродинаміка*. 2000. № 6. С. 64–69.
3. Ганус А. И., Говоров Ф. П., Старков К. А. Надёжность трансформаторов напряжения 6-10 кВ и эффективность мероприятий по её обеспечению. *Техническая электродинамика, тематический выпуск: "Силовая электроника и энергоэффективность" ч. 3*. 2004. С. 45–48.
4. Журахівський А. В., Кенс Ю. А., Горбатський А. А. Моделювання та розробка пристроїв захисту трансформаторів напруги 6..35 кВ. *Вісник НУ "Львівська політехніка"*. 2000. № 403. С. 51–55.
5. Hanus O., Hovorov P., Starkov K. *Überspannung in elektrischen Netzen mit Spannungswandlern. Effizienz von Geräteschutzmaßnahmen*. Saarbrücken, Germany: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2017. 336 p.
6. Журахівський А. В., Кенс Ю. А., Сторчун О. Л., Варецький Ю. О. Романишин В. В., Бахор З. М. Пат. 17170А, Україна. *Пристрій захисту трансформатору напруги від пошкоджень при ферорезонансних процесах у мережах з ізольованою нейтраллю*. 1997.
7. Виштибеев А. В., Кадомская К. П., Хныков В. А. Повышение надёжности электрических сетей установкой трансформаторов напряжения типа НАМИ. *Электрические станции*. 2002. № 3. С. 47–51.
8. Журахівський А. В., Кенс Ю. А., Романишин В. В. Пат. 19575А, Україна, Не резонуючий трансформатор напруги. 1997.
9. Назаров В. В. О трансформаторах напряжения и устройствах контроля изоляции в сетях 6-35 кВ. *Энергетика и Электрификация*. 2000. № 4. С. 27–29.
10. Нугер Б. К. Выбор величины резистора в нейтрали трансформатора напряжения. *Ефективність та якість електропостачання промислових підприємств. Збірник праць IV-ї міжнародної наукової конференції*. Маріуполь, ПДТУ, 2000. С. 211–212.
11. Тугай Ю. І., Ганус О. І., Старков К. О. Комутаційні перенапруги у трансформаторах напруги. *Технічна електродинаміка*. 2016. № 5. С. 73–75. doi: 10.15407/techned2016.05.073
12. Ганус О. І., Старков К. О., Черкашина В. В. Складові перенапруг на елементах схеми заміщення трансформатора напруги. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика, надійність та енергоефективність*. 2019. № 29 (1354). С. 41–46.

References (transliterated)

1. Ganus O., Starkov K. Povrezhdaemost' transformatorov napryazheniya v oblastnykh elektricheskikh setyakh AK «Khar'kovoblenergo» i meropriyatiya po ee snizheniyu [Damageability of voltage transformers in regional electricity networks of JSC «Kharkovoblenergo» and measures to reduce it]. *Lighting Engineering & Power Engineering*. 2003, no. 1, pp. 75–81.
2. Zhurakhivsky A. V., Kens Yu. A., Medynskyy R. V. Vplyv aproksymatsiyi veber-ampernoyi kharakterystyky na rezul'taty rozrakhunku strumu v neliniyniy induktyvnosti [Effect of the approximation of the Weber-ampere characteristic on the current calculation results for non-linear inductance]. *Technical Electrodynamics*. 2000, no. 6, pp. 64–69.
3. Ganus O., Hovorov P., Starkov K. Nadezhnost' transformatorov napryazheniya 6-10 kV i effektivnost' meropriyatiy po ee obespecheniyu [Reliability of 6-10 kV transformers and effectiveness of measures to ensure it]. *Technical Electrodynamics, thematic issue: "Power Electronics and Energy Efficiency" Part 3.* 2004, pp. 45–48.
4. Zhurakhivsky A. V., Kens Yu. A., Gorbatsky A. A. Modelyuvannya ta rozrobka prystroyiv zakhystu transformatoriv napruhy 6...35 kV [Modelling and development of protection devices for 6...35 kV transformers]. *Journal of Lviv Polytechnic National University*. 2000, no. 403, pp. 51–55.
5. Ganus O., Hovorov P., Starkov K. *Überspannung in elektrischen Netzen mit Spannungswandlern. Effizienz von Geräteschutzmaßnahmen* [Overvoltage in electrical networks with voltage transformers. Efficiency of equipment protection measures]. Saarbrücken, Germany: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2017. 336 p.
6. Zhurakhivsky A. V., Kens Yu. A., Storchun O. L., Varetskyi Yu. O., Romanyshyn V. V., Bakhor Z. M. *Prystriy zakhystu transformatoru napruhy vid poshkodzhen' pry ferorezonansnykh protsesakh u merezhakh z izol'ovanoyu neytrallyu* [Device for voltage transformer protection against supercurrent damages at ferroresonance processes in circuits with insulated neutral]. Patent UA, no. 17170A, 1997.
7. Vishtibeev A. V., Kadomskaya K. P., Khnykov V. A. Povyshenie nadezhnosti elektricheskikh setey ustanovkoy transformatorov napryazheniya tipa NAMI [Improving the reliability of electrical networks by installing NAMI-type voltage transformers.]. *Electrical Stations*. 2002, no. 3, pp. 47–51.
8. Zhurakhivsky A. V., Kens Yu. A., Romanyshyn V. V. Nerezonuyuchyy transformator napruhy [Nonresonating voltage transformer]. Patent UA, no. 19575A, 1997.
9. Nazarov V. V. O transformatorakh napryazheniya i ustroystvakh kontrolya izolyatsii v setyakh 6-35 kV [About voltage transformers and insulation monitoring devices in 6-35 kV networks]. *Energy and Electrification*. 2002, no. 3, pp. 47–51.

10. Nuger B. K. Vybor velichiny rezistora v neytrali transformatora napryazheniya [Selection of resistor value in the neutral of the voltage transformer]. *Efficiency and quality of power supply to industrial enterprises. Proceedings of the IV International Scientific Conference*. Mariupol, PSTU, 2000. pp. 211–212.
11. Tugay Yu. I., Ganus O. I., Starkov K. O. Komutatsiyni perenapruhy u transformatorakh napruhy [The switching in voltage transformer]. *Technical Electrodynamics*. 2016, no 5, pp. 73–75. doi: 10.15407/techned2016.05.073
12. Ganus A. I.,. Starkov K. A, Cherkashyna V. V. Skladovi perenapruh na elementakh skhemy zamishchennya transformatora napruhy [Overvoltage components on voltage transformer displacement schemes elements]. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*. 2019, no. 29 (1354), pp. 41–46.

Надійшла (received) 23.03.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Ганус Олексій Іванович (Ганус Алексей Иванович, Hanus Oleksii) – кандидат технічних наук, технічний директор АТ «Харківобленерго»; Харків, Україна; e-mail: hanus.oleksii@obl.kh.energy.gov.ua.

Старков Костянтин Олександрович (***Старков Константин Александрович, Starkov Kostiantyn)*** – кандидат технічних наук, заступник начальника управління виробничо-технічної політики та нагляду за експлуатацією обладнання АТ «Харківобленерго»; Харків, Україна; e-mail: ptu1@obl.kh.energy.gov.ua.

УДК 631.3.066 **doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.06**

Є. Ю. КОЛЕНЧЕНКО, В. М. БЕЗРУЧКО, Р. О. БУЙНИЙ, І. В. ДІХТЯРУК

ЗМЕНШЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ПІДІГРІВ МАСЛЯНИХ ВИМИКАЧІВ 35–110 КВ В АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО»

Проведено аналіз стану парку вимикачів 35–110 кВ Чернігівської області, що знаходяться на балансі оператора системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО». Встановлено, що кількість вимикачів, які відповідають вимогам діючих нормативних документів, складає лише 18,9 % в мережах 35 кВ та 2 % в мережах 110 кВ. Більшість вимикачів 35–110 кВ, що знаходяться на балансі, є маломасляними та баковими і потребують підігріву в зимовий період. В роботі оцінюється річна тривалість роботи обігріву вимикачів та їх приводів в залежності від обраної уставки температури його увімкнення та інтервалу усереднення температури навколишнього середовища, а також відповідна величина технологічних витрат електричної енергії. Розглядаються заходи зменшення технологічних витрат на обігрів як-от оптимізація системи керування обігрівом, заміна масляних вимикачів на сучасні вакуумні та елегазові, які потребують менших витрат, а також одночасне впровадження двох вищезазначених заходів. Ефективність вищезазначених заходів оцінювалася за дисконтованим грошовим потоком, який враховує не тільки інвестиції та поточний річний чистий прибуток, але й експлуатаційні витрати та норму дисконту. Показано, що усі вищезазначені заходи є ефективними. Зокрема, найменш затратною є модернізація системи керування обігрівом, що окупиться протягом трьох років експлуатації. Термін окупності заходів із заміни усіх масляних вимикачів 35–110 кВ в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на сучасні вакуумні та елегазові складає близько 6,5 років, проте цей захід потребує значних інвестицій. Розтягування у часі інвестицій із заміни вимикачів призведе до зменшення ефективності даного заходу через великі технологічні витрати на підігрів масляних вимикачів, що будуть знаходитися в експлуатації.

Ключові слова: масляні вимикачі, технологічні витрати електроенергії, експлуатаційні витрати, інвестиції, дисконтований грошовий потік.

Е. Ю. КОЛЕНЧЕНКО, В. М. БЕЗРУЧКО, Р. А. БУЙНЫЙ, И. В. ДИХТЯРУК

УМЕНЬШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПОДОГРЕВ МАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ 35–110 КВ В АО «ЧЕРНИГОВОБЛЭНЕРГО»

Проведен анализ состояния парка высоковольтных выключателей 35–110 кВ Черниговской области, находящихся на балансе оператора системы распределения АО «Черниговоблэнерго». Установлено, что количество выключателей, которые соответствуют требованиям действующих нормативных документов, составляет всего лишь 18,9 % в сетях 35кВ и 2 % в сетях 110 кВ. Большинство выключателей 35–110 кВ, находящихся на балансе, являются маломасляными и баковыми и требуют подогрева в зимний период. В работе оценивается годовая продолжительность работы обогрева выключателей и их приводов в зависимости от выбранной уставки температуры его включения и интервала осреднения температуры окружающей среды, а также соответствующая величина технологического расхода электроэнергии. Рассматриваются такие меры уменьшения технологических затрат на обогрев, как оптимизация системы управления обогревом, замена масляных выключателей на современные вакуумные и элегазовые, которые требуют меньших затрат; а также одновременное введение двух вышеупомянутых мероприятий. Эффективность вышеупомянутых мероприятий оценивалась по дисконтированному денежному потоку, который включает не только величину инвестиций и текущую годовую чистую прибыль, но и эксплуатационные расходы и норму дисконта. Показано, что все вышеуказанные меры являются эффективными. В частности, наименее затратной является модернизация системы управления обогревом, она окупится в течение трех лет эксплуатации. Срок окупаемости мероприятий по замене всех масляных выключателей 35–110 кВ в АО «Черниговоблэнерго» на современные вакуумные и элегазовые составляет около 6,5 лет, однако это мероприятие требует значительных инвестиций. Растяжение во времени инвестиций по замене выключателей приведет к уменьшению эффективности данного мероприятия из-за большого технологического расхода на обогрев масляных выключателей, которые будут находиться в эксплуатации.

Ключевые слова: масляные выключатели, технологический расход электроэнергии, эксплуатационные расходы, инвестиции, дисконтированный денежный поток.

Y. KOLENCHENKO, V. BEZRUCHKO, R. BUINYI, I. DIHTYARUK

REDUCTION OF ENERGY LOSSES ON HEATING OIL CIRCUIT BREAKERS 35–110 KV IN JSC «CHERNIGIVOBLENREGO»

The analysis of the state of 35–110 kV circuit breakers in the Chernihiv region, which are on the balance sheet of the operator of the distribution system JSC «Chernigivoblenergo», has been carried out. It was shown that the number of circuit breakers that satisfy regulatory documents is only 18.9 % in 35 kV and 2 % in 110 kV power networks. Unfortunately, most of the 35–110 kV circuit breakers in the Chernihiv region are low-oil and bulk-oil type, which required heating during cold meteorological conditions. The article assess the duration of the circuit breakers heating and their drives, depending on the selected set point of the temperature and the averaging interval of the ambient temperature, and the value of technological energy losses. The article considers following ways to reduce technological costs for heating: optimization of the heating control system, replacement of oil circuit breakers with modern vacuum and SF_6 circuit breakers, which require lower costs on heating, and applied both above ways. The effectiveness of the above ways was done with apply Net Present Value, which includes not only investments and Net Profit Margin, but also operating costs and Discount Rates. It has been shown that all of the above ways are effective. In particular, the least costly is the modernization of the heating control system, which has payback period is low three years. The payback period for second way to replace all 35–110 kV oil circuit breakers with modern ones at JSC «Chernigivoblenrego» is about 6.5 years, but this way requires large investments. However, this way cannot be done in one year. Therefore effectiveness will be less due to energy losses to operated oil circuit breakers.

Keywords: oil circuit breakers, technological energy losses, operational costs, investments, net present value.

© Є. Ю. Коленченко, В. М. Безручко, Р. О. Буйний, І. В. Діхтярук, 2021

Вступ. На сьогоднішній день в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» та інших операторів систем розподілу в електричних мережах 35–110 кВ у експлуатації знаходиться значна кількість масляних вимикачів, що були введені у роботу понад 40 років тому.

Особливою «популярністю» користуються маломасляні вимикачі марок ВМК-35, ВМУЭ-35, ВМПП-35, ММО-110 та масляні бакові – МКП-35, У-110, МКП-110.

Комутаційний ресурс таких вимикачів практично повністю вичерпаний, а продовження терміну їх надійної експлуатації шляхом профілактичних та капітальних ремонтів не дозволяє вирішити зазначену проблему в повному обсязі.

Заміна масляних вимикачів на класі напруги 35 кВ виконується операторами систем розподілу тільки вибірково – для підстанцій, які живлять особливо відповідальних споживачів. Така заміна виконується за кошти інвестиційної програми оператора систем розподілу, оскільки коштів від амортизаційних відрахувань недостатньо через ряд історичних причин. Заміна масляних вимикачів на напрузі 110 кВ взагалі практично не виконується, оскільки їх вартість є суттєвою.

В усіх типів та марок масляних вимикачах масло є дугогасним середовищем, а у масляних бакових – воно також виступає у якості діелектрика. Вищезазначене є головним недоліком даних вимикачів, оскільки за маслом потрібен постійний контроль та часте обслуговування через необхідність підтримання пожежної безпеки. Також масло та приводи таких вимикачів потребують обігріву у холодну пору року [1]. Електропідігрівання повинно вмикатися, коли температура навколишнього середовища опускається нижче, ніж +5 °С. Увімкнення та вимкнення електропідігрівачів на підстанціях 35–110 кВ в даний час повинно здійснюватися автоматично.

На сьогодні діючими нормативними документами, зокрема [2], вимагається обов’язкова заміна масляних вимикачів на сучасні вакуумні та елегазові під час реконструкції існуючих підстанцій 35–110 кВ. Сучасні вимикачі також потребують електрообігріву у холодну пору року, але тільки їх приводів.

Законодавча політика України в області нормування технологічних витрат електричної енергії поки що є недостатньо жорсткою [3]. Тому технічні фахівці операторів систем розподілу та їх керівництво поки що не задумуються про величину витрат у грошовому еквіваленті на експлуатацію масляних вимикачів, однією зі складових якої є технологічні витрати на підігрів масла у зимовий період.

Проблемі зменшення технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах присвячено багато робіт. Зокрема в [4] запропонована універсальна математична модель електричної мережі напругою 0,38 кВ для розрахунку втрат потужності і електричної енергії на основі інформації про втрати напруги. В роботах [5–6] розглянуто шляхи зменшення технологічних витрат електричної енергії за рахунок переходу на більш високий клас напруги та за рахунок зменшення щільності струму у кабелях.

У роботах [7–8] розглядається стратегія мінімізації втрат енергії розподільних мереж, яка базується на імітаційній моделі та дозволяє виявляти не тільки технічні втрати електричної енергії, але і комерційні. Вирішення проблеми оптимального управління режимами роботи міської електричної мережі м. Мілан задля мінімізації втрат потужності розглядається у [9]. У роботі [10] піднімається питання мінімізації технологічних витрат на районних підстанціях у Нігерії, проте проблема необхідності підігріву високовольтних вимикачів та їх приводів у них не розглядається через інші кліматичні умови. У роботі [11] розглядається застосування інформаційних технологій для ефективного планування заходів зі зменшення технологічних витрат електричної енергії.

Аналіз літературних джерел показав, що вирішенню проблеми зменшення технологічних витрат електричної енергії на підігрів високовольтного обладнання присвячена незначна кількість публікацій, які не вирішують в повній мірі вищезазначену проблему в електричних мережах 35–110 кВ операторів систем розподілу.

Мета роботи. Зменшення технологічних витрат електричної енергії на підігрів масляних вимикачів в мережах 35–110 кВ операторів систем розподілу України на прикладі АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО».

Виклад основного матеріалу. Аналіз схем електричних з’єднань ПС 35–110 кВ АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» показав, що на балансі товариства знаходиться 305 одиниць масляних вимикачів напругою 35 кВ та 48 одиниць напругою 110 кВ, що складає 81,1 % та 98,0 % від загальної кількості вимикачів на напрузі 35 та 110 кВ відповідно.

До табл. 1 зведені кількості маломасляних та масляних бакових вимикачів різних марок, які знаходяться в експлуатації в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» станом на кінець 2020 р.

Таблиця 1 – Кількість масляних вимикачів, що знаходяться в експлуатації на підстанціях АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО»

Тип вимикача	Марка вимикача 35 кВ	Кількість, шт	Марка вимикача 110 кВ	Кількість, шт
Мало-масляні	ВМУЭ-35	1	ММО-110	22
			ВМТ-110	15
Масляні бакові	МКП-35	2	МКП-110	7
	С-35	109		
	ВМД-35	4		
	ВТД-35	2	У-110	4
	ВТ-35	163		
	ВМ-35	24		

Швидкість та інтенсивність гасіння електричної дуги у масляних високовольтних вимикачах 35–110 кВ залежить від швидкості розходження їх контактів. При високій швидкості розходження контактів дуга швидко досягає своєї критичної довжини, при якій повторного перекриття проміжку не відбувається.

Швидкість руху контактів залежить від в'язкості масла у вимикачі, тому зі зниженням температури відключення вимикача уповільнюється, що може призвести до розриву його бака. Також, за низьких температур, у приводах усіх типів вимикачів, що знаходяться в експлуатації просто неба, може утворюватися конденсат. Тому масляні вимикачі та їх приводи потребують підігріву у зимовий період, коли температура навколишнього середовища опускається нижче, ніж +5°C [1]. На це може витрачатися значна кількість електричної енергії, яка, в даний час, може бути тільки оцінена розрахунковим шляхом.

Технологічні витрати електричної енергії на обігрів одного масляного вимикача *i*-го типу за рік експлуатації можна розрахувати за формулою:

$$W_{MB.Oi} = P_{0M\,i} \cdot T_{0M\,i} + P_{0ПР\,i} \cdot T_{0ПРi}, \qquad (1)$$

де $P_{0M\,i}$, $P_{0ПР\,i}$ – номінальні потужності елементів обігріву масла та приводу вимикача;

$T_{0M\,i}$, $T_{0ПР\,i}$ – тривалості роботи нагрівних елементів масла та приводу протягом року.

Загальні технологічні витрати електричної енергії на підігрів масляних вимикачів різних типів в цілому по мережі оператора системи розподілу за рік експлуатації можна розрахувати за формулою:

$$W_{MB.O\,\Sigma} = \sum_{i=1}^{k} W_{MB.O\,i} \cdot n_i, \qquad (2)$$

де n_i – кількість вимикачів *i*-го типу, що знаходилася в експлуатації протягом року;

k – загальна кількість типів вимикачів, що знаходилася в експлуатації протягом року.

Для розрахунку технологічних витрат електричної енергії на підігрів вимикачів зібрана статистична ретроспективна інформація про середньорічні коливання температури повітря на території Чернігівської області за 2014–2019 рр. На рис. 1 представлений графік зміни середньодобової температури протягом 2019 року, який отримано шляхом усереднення ретроспективних температурних замірів через тригодинні інтервали [12].

Аналіз вихідної інформації по температурним замірам через тригодинні інтервали дозволив розрахувати середню за 6 років (з 2014 по 2019 рік) кількість годин роботи обігріву протягом року ($t_{обігр.}$), залежно від уставки його увімкнення по температурі, за формулою:

$$t_{обігр.} = \frac{\sum_{k=1}^{6}\left(\sum_{i=1}^{N} \Delta t_{kiT<T_{уст}}\right)}{6}, \qquad (3)$$

де $\Delta t_{kiT<T_{уст}}$ – тривалість інтервалу часу у *k*-му році та на *i*-му інтервалі усереднення, на яких відома температура *T* виявляється меншою за температурну уставку увімкнення обігріву $T_{уст}$;

N – кількість інтервалів усереднення температури.

Усереднення інформації за 6 років дозволяє знівелювати відмінності температурних коливань протягом ретроспективного періоду.

Результати таких розрахунків, отримані за температурними замірами через кожні 3 години та середньодобовими температурами, представлені на рис. 2 та 3.

Для спрощення подальших міркувань отримані апроксимації залежностей виду $t_{обігр.} = f(T_{уст})$ у вигляді кубічного поліному:

$$t_{обігр.} = a_0 + a_1 \cdot T_{уст} + a_2 \cdot T_{уст}^2 + a_3 \cdot T_{уст}^3, \qquad (4)$$

де a_0, a_1, a_2, a_3 – константи.

Коефіцієнт достовірності апроксимації (коефіцієнт детермінації) R^2 розрахований за наступною формулою [13]:

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n}(\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^{n}(y_i - \bar{y})^2}, \qquad (5)$$

де y_i – фактичне значення величини, отримане за статистичними даними;

$\hat{y}_i$ – значення величини, розраховане за отриманим рівнянням апроксимації;

$\bar{y}$ – середнє значення величини, отримане за статистичними даними.

n – кількість заданих точок у вхідній вибірці з даними.

Рисунок 1 – Графік зміни середньодобової температури за 2019 рік на території Чернігівської області

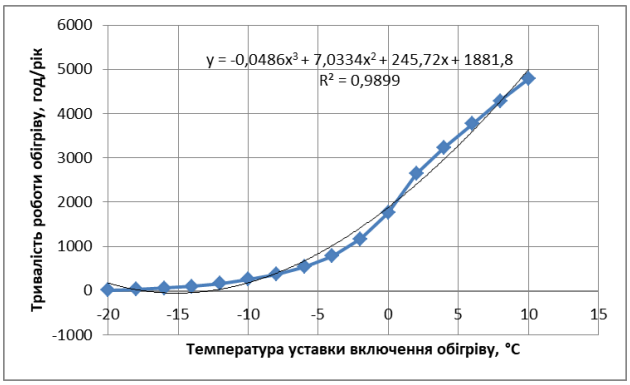


Рисунок 2 – Залежність середньої тривалості роботи обігріву від температурної уставки увімкнення (отримана за температурними замірами через кожні 3 год) та її апроксимація поліномом

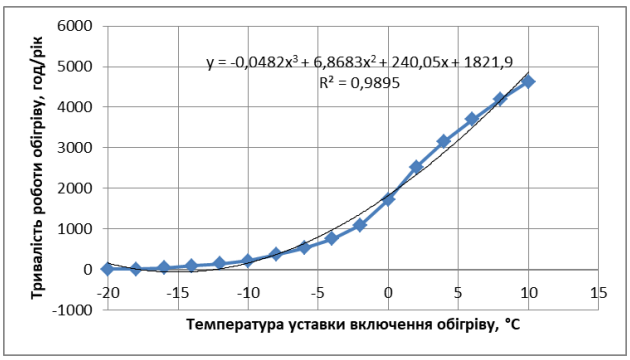


Рисунок 3 – Залежність середньої тривалості роботи обігріву від температурної уставки увімкнення (отримана за середньодобовими температурами) та її апроксимація поліномом

З рис. 2 та 3 видно, що для обох випадків усереднення температури коефіцієнт достовірності апроксимації достатньо високий і наближається до 1 (складає 0,9899 та 0,9895). Це дозволяє стверджувати, що отриманими поліномами можна користуватися для подальших розрахунків технологічних витрат електричної енергії на підігрів масляних вимикачів.

Слід зазначити, що контроль увімкнення/вимкнення обігріву вимикачів та їх приводів можна виконувати за різними інтервалами усереднення температури, наприклад за усереднення через три години, через добу тощо. Причому, при несуттєвому збільшенні інтервалу усереднення ніякого впливу на експлуатаційну надійність вимикача відбуватися не буде, оскільки процеси нагріву та охолодження є інерційними процесами (особливо це стосується підігріву масла у бакових вимикачах).

Дослідження показали, що чим вища температура уставки увімкнення обігріву вимикачів, тим менше розсіювання (середньоквадратичне відхилення) тривалості роботи обігріву протягом року від середнього значення. Так, за температури уставки увімкнення обігріву +5 °С слід очікувати, що обігрів буде працювати:

- 3816±333,7 год/рік – за усереднення через три доби;
- 3472,0±193,3 год/рік – за усереднення через одну добу;
- 3499,5±202,9 год/рік – за усереднення через три години.

Це дало можливість оцінити величини технологічних витрат електричної енергії на обігрів вимикачів та їх приводів (табл. 2) за паспортних потужностей нагрівальних елементів вимикачів, наведених у табл. 3.

Таблиця 2 – Результати розрахунку річної кількості електричної енергії, яка витрачається на обігрів масляних вимикачів та їх приводів

Інтервал усереднення температури	Величина технологічних витрат електричної енергії на обігрів вимикачів та їх приводів, кВт·год/рік			
	35 кВ		110 кВ	
	мало-масляні	бакові	мало-масляні	бакові
Три доби	5724,0 ±500,5	17172,0 ±1501,7	12211,2 ±1067,8	54187,2 ±4738,5
Одна доба	5208,0 ±290,0	15624,0 ±869,9	11110,4 ±618,6	49302,4 ±2744,9
Три години	5249,3 ±304,4	15747,8 ±913,1	11198,4 ±649,3	49692,9 ±2881,2

Таблиця 3 – Паспортні потужності нагрівальних елементів масляних вимикачів та їх приводів

Марка вимикача (тип)	Паспортні потужності нагрівальних елементів, кВт	
	вимикача	приводу
МКП-35 (баковий)	4	0,5
ВМК-35 (маломасляний)	1	0,5
МКП-110 (баковий)	12	2,2
ММО-110 (маломасляний)	1	2,2

З табл. 2 видно, що найбільшої кількості електроенергії на обігрів потребують бакові вимикачі, що обумовлено великим об'ємом масла. Також встановлено, що на величину технологічних витрат електроенергії впливає інтервал усереднення температури. Так за усереднення температури протягом трьох діб, яке в даний час застосовується в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» з подальшим ручним увімкненням підігріву на ПС черговим та виїзним персоналом, споживання найбільше. Воно, в середньому, більше на 9,5 %, ніж у випадку застосування усереднення температури протягом однієї доби або 3-х годин.

Використовуючи дані табл. 1 та 2 розраховано очікувану річну кількість електричної енергії, яка витрачається на підігрів маломасляних та бакових вимикачів та їх приводів в цілому по компанії АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» для трьох вищезазначених варіантів контролю увімкнення обігріву (табл. 4).

Таблиця 4 – Розрахункові технологічні витрати електричної енергії на обігрів масляних вимикачів та їх приводів в цілому по АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО»

Інтервал усереднення температури	Величина технологічних витрати електричної енергії на обігрів, тис. кВт·год/рік
Три доби	6274±549
Одна доба	5708±318
Три години	5754±334

За 2019 календарний рік АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» виконало розподіл електричної енергії по своїм мережам у загальній сукупності 1,974 млн. МВт·год/рік. Це вказує на те, що технологічні витрати електричної енергії тільки на обігрів масляних вимикачів та їх приводів в цілому по компанії можуть сягати 0,27–0,35 % від обсягу електричної енергії, що надходить в електричну мережу. Тобто у загальних сумарних технологічних витрат електричної енергії по компанії АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО», які за 2019 рік склали 13,84 %, 0,27–0,35% – це технологічні витрати електричної енергії на обігрів масляних вимикачів 35–110 кВ та їх приводів.

В даний час, згідно з [2], під час реконструкції існуючих та спорудженні нових ПС необхідно встановлювати сучасні вимикачі, які потребують тільки підігріву приводу:

- вакуумні – на напругах до 35 кВ;
- елегазові – на напругах 110 кВ та більше.

Тому, для подальших техніко-економічних розрахунків отримані технологічні витрати електричної енергії на обігрів сучасних вимикачів та їх приводів для 3-х варіантів контролю уставки температури увімкнення обігріву (табл. 5).

Під час розрахунків використано паспортні параметри сучасних вимикачів марок:

- ВР35НСМ та ВБ4-П-35 – на напругу 35 кВ;
- ВГП-110 ІІ-20/2500 УХЛ 1 та LTB 145D1/B – на напругу 110 кВ.

Потужність нагрівальних елементів приводів у сучасних вакуумних та елегазових вимикачів в середньому складає $P_{0ПР\,В}$ = 0,05 кВт.

Таблиця 5 – Результати розрахунку річної кількості електричної енергії, яка витрачається на обігрів приводів сучасних вимикачів

Інтервал усереднення температури	Величина технологічних витрат електричної енергії на обігрів приводів вимикачів, кВт·год/рік
Три доби	190,8±16,7
Одна доба	173,6±9,7
Три години	175,0±10,1

Аналізуючи дані табл. 2 та 5 можна побачити, що сучасні вимикачі потребують значно менших витрат електричної енергії на обігрів.

Із зазначеного вище випливає, що для зменшення технологічних витрат електроенергії на обігрів вимикачів та їх приводів можна запропонувати наступні заходи:

- оптимізація системи керування обігрівом;
- заміна масляних вимикачів на сучасні вакуумні та елегазові;
- одночасне запровадження двох вищезазначених заходів.

Результати розрахунку річної економії електричної енергії у випадку запровадження кожного із вищезазначених заходів представлені в табл. 6–8.

Таблиця 6 – Результати розрахунку економії електричної енергії при зміні базового контролю усереднення температури уставки спрацювання протягом 3-х діб на новий

Новий інтервал усереднення температури	Значення економії електричної енергії, кВт·год/рік, при зміні усереднення температури уставки спрацювання для вимикачів			
	35 кВ		110 кВ	
	бакових	мало-масляних	бакових	мало-масляних
Одна доба	1548,0 ±631,8	516,0 ±210,6	4884,8 ±1993,7	1100,8 ±449,3
Три години	1424,3 ±588,6	474,8 ±196,2	4494,3 ±1857,4	1012,8 ±418,6

Таблиця 7 – Результати розрахунку економії електричної енергії при зміні масляних вимикачів 35–110 кВ на сучасні вакуумні та елегазові

Значення економії електричної енергії, кВт·год/рік, при заміні вимикачів			
35 кВ		110 кВ	
бакових	маломасляних	бакових	маломасляних
16981,2 ±1485	5533,2 ±483,9	53996,4 ±4721,9	12020,4 ±1051,2

Таблиця 8 – Результати розрахунку економії електричної енергії при заміні усіх масляних вимикачів 35–110 кВ на сучасні вакуумні та елегазові та одночасній модернізації системи керування обігрівом

Новий інтервал усереднення температури	Значення економії електричної енергії, кВт·год/рік, при заміні вимикачів та зміні усереднення температури уставки спрацювання для вимикачів			
	35 кВ		110 кВ	
	бакових	маломас-ляних	бакових	маломас-ляних
Одна доба	16998,4 ±1492	5550,4 ±490,9	54013,6 ±4728,9	12037,6 ±1058,2
Три години	16997 ±1491,5	5549 ±490,4	54012,2 ±4728,4	12036,2 ±1057,7

З табл. 6 видно, що у випадку заміни уставки увімкнення/вимкнення обігріву масляних вимикачів і їх приводів в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» можна

зменшити технологічні витрати електричної енергії приблизно на:

- 9 % – за усереднення температури протягом однієї доби;
- 8,3 % – за усереднення температури протягом трьох годин.

Розрахунки (табл. 7) показують, що заміна усіх масляних вимикачів 35–110 кВ АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на сучасні вакуумні та елегазові призведе до зменшення технологічних витрат на обігрів на 98,9 %. Слід не забувати про те, що даний захід буде потребувати значних інвестицій.

З табл. 8 видно, що у разі заміни усіх масляних вимикачів 35–110 кВ АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на сучасні вакуумні та елегазові та одночасній модернізації системи керування обігрівом можна зменшити технологічні витрати електричної енергії приблизно на:

- 99,02 % – за усереднення температури протягом однієї доби;
- 99,015 % – за усереднення температури протягом трьох годин.

Слід не забувати про те, що даний захід буде потребувати найбільших інвестицій.

Для оцінки загальної економічної ефективності інвестиційних проектів можна використовувати систему показників, що базуються на врахуванні усіх витрат і вигод від операційної діяльності [14], які повинні враховувати [15]:

- економічний ефект від зменшення технологічних витрат електроенергії;
- величину необхідних інвестицій;
- величину експлуатаційних витрат протягом розрахункового періоду.

Основними із основних показників є інтегральний ефект (або дисконтований грошовий потік – *NPV*), який можна розрахувати за формулою:

$$NPV = \sum_{t=0}^{T_p} \frac{P_t - B_t - K_t}{(1+E)^t}, \qquad (6)$$

де P_t, B_t, K_t – поточний річний прибуток, витрати та інвестиції відповідно у t-му році розрахункового періоду;

T_p – тривалість розрахункового періоду;

E – норма дисконту.

Під час подальших міркувань у якості норми дисконту E прийнята облікова ставка НБУ у доларах США, яка в даний час дорівнює 1,5 %, тобто E = 0,0015.

Залежності зміни дисконтованого грошового потоку протягом розрахункового періоду у випадку реалізації запропонованих вище заходів по АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» зображено на рис. 4 та 5.

З рис. 4 видно, що запровадження тільки автоматизованої системи керування обігрівом вимикачів та їх приводів буде потребувати інвестицій близько 27,5 тис. дол. США. Даний захід окупиться протягом перших 3-х років експлуатації та за розрахунковий період 20 років принесе прибуток близько 215 тис. дол. США. Проте слід не забувати про те, що масляні вимикачі, ресурс яких вже давно вичерпано, не зможуть пропрацювати ще 20 років.

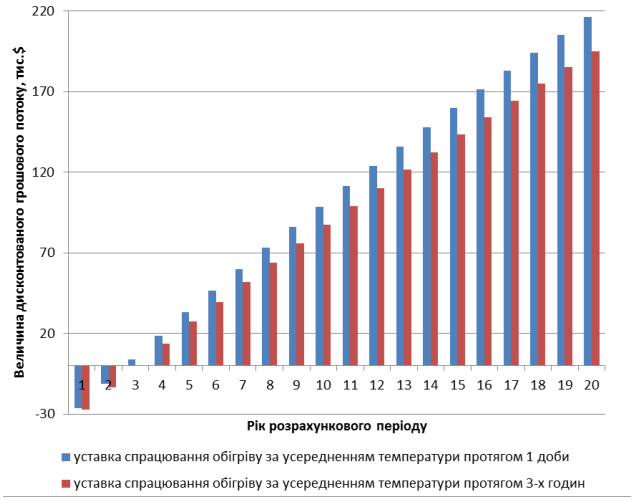


Рисунок 4 – Зміна дисконтованого грошового потоку протягом розрахункового періоду у випадку модернізації системи керування обігрівом вимикачів в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО»

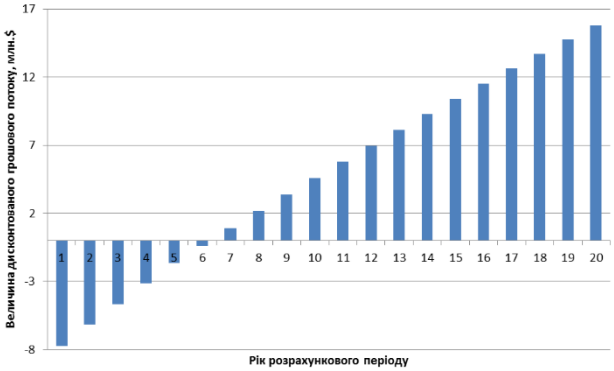


Рисунок 5 – Зміна дисконтованого грошового потоку протягом розрахункового періоду у випадку заміни усіх масляних вимикачів на сучасні вакуумні та елегазові в мережах 35–110 кВ АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО»

З рис. 5 видно, що заміна усіх застарілих масляних вимикачів 35–110 кВ на сучасні вакуумні та елегазові буде потребувати інвестицій близько 7,8 млн. дол. США. Даний захід окупиться протягом перших 6,5 років експлуатації та за розрахунковий період 20 років принесе прибуток близько 15,8 млн. дол. США. Це вказує на достатньо високу ефективність даного заходу. Розтягування у часі інвестицій у заміну вимикачів призведе до зменшення ефективності даного заходу через великі технологічні витрати на підігрів масляних вимикачів, що будуть знаходитися в експлуатації.

Аналогічно було проаналізований захід із одночасної модернізації системи керування обігрівом та заміни усіх масляних вимикачів 35–110 кВ в цілому по АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО». Розрахунки показують, що даний захід буде дорожчий приблизно

на 40 тис. дол. США, ніж попередній. Його термін окупності також буде становити біля 6,5 років.

З вищезазначеного випливає, що модернізація системи керування обігрівом вимикачів 35–110 кВ та їх заміна на сучасні є достатньо ефективними заходами, які у випадку їх запровадження в мережах оператора системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» суттєво зменшать технологічні витрати електричної енергії на обігрів.

Висновки. Проведений аналіз типів вимикачів, що знаходяться в експлуатації в електричних мережах 35–110 кВ АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» та встановлено, що від загальної кількості вимикачів відповідного класу напруги 81,1 % (98,0 %) є масляними в мережах 35 кВ (110 кВ). Такі вимикачі потребують значних затрат на обігрів у зимовий період.

Виконана оцінка кількості годин роботи обігріву вимикачів протягом року за різною уставкою та тривалістю усереднення температури. Виходячи з цього розраховано річну кількість електричної енергії, яка витрачається на обігрів масляних вимикачів та їх приводів, що може сягати 0,27–0,35% від загального обсягу електроенергії, що надходить до електричних мереж оператора системи розподілу.

Для зменшення технологічних витрат електроенергії запропоновано оптимізувати системи керування обігрівом вимикачів та виконати їх заміну на сучасні вакуумні та елегазові.

Заміна усіх масляних вимикачів 35–110 кВ АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на сучасні вакуумні та елегазові приведе до зменшення технологічних витрат на обігрів на 98,9 %, проте даний захід буде потребувати значних інвестицій.

Запровадження автоматизованої системи керування обігрівом вимикачів та їх приводів окупиться протягом перших 3-х років експлуатації та за розрахунковий період 20 років принесе прибуток близько 215 тис. дол. США.

Заміна усіх застарілих масляних вимикачів 35–110 кВ на сучасні вакуумні та елегазові окупиться протягом перших 6,5 років експлуатації та за розрахунковий період 20 років принесе прибуток близько 15,8 млн. дол. США.

Список літератури

1. *Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів*. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1143-06 (дата звернення: 10.05.2021).
2. *СОУ МЕВ ЕЕ 40.1-00100227-01:2016. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика. Частина 2. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж*. Київ: Міненерговугілля України, 2016. 71 с.
3. *СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014. Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження*. Київ: ГРІФРЕ, 2014. 83 с.
4. Зорин В. В., Буйный Р. А., Перепеченый В. А. Модели и методы расчета и оценки потерь мощности и электрической энергии в распределительных сетях 0,38 кВ. *Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит*. 2015. № 5 (136). С. 19–27.
5. Буйний Р. О., Красножон А. В., Зорін В. В., Квицинський А. О. Обгрунтування області використання класу напруги 20 кВ у міських електричних мережах України. *Технічна електродинаміка*. 2019. № 1. С. 68–71. doi: 10.15407/techned2019.01.068
6. Безручко В. М., Буйний Р. О., Зорін В. В., Квицинський А. О. Економічно обґрунтована густина струму для кабелів напругою 10-35 кВ, що з'єднують потужні вітроенергетичні установки. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2020. № 57. С. 5–9. doi: 10.15407/publishing2020.57.005
7. Kassem H. E., Badr M., Ahmed S. A. Reduction of energy losses in electrical distribution systems. *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*. 2013. P. 1–4. doi: 10.1049/cp.2013.0589
8. He D.-s., Lin W., Liang Z.-q. The Energy efficiency diagnosis research of regional power grid loss reduction. *2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. 2014. P. 241–244. doi: 10.1109/CICED.2014.6991703
9. Bosisio A., Berizzi A., Amaldi E., Bovo C., Sun X. A. Optimal Feeder Routing in Urban Distribution Networks Planning with Layout Constraints and Losses. *Modern Power Systems and Clean Energy*. 2020. Vol. 8, no. 5. P. 1005–1014. doi: 10.35833/MPCE.2019.000601
10. Enemuoh F. O., Alumona T. L., Aliche C. H. Investigation of energy loss in a transmission substation using Onitsha 330/132kV as a case study. *International Journal of Technical Research and Applications*. 2016. Vol. 4, Iss. 4. P. 36–40.
11. Буславець О. А. Інформаційне забезпечення для ефективного планування заходів зі зменшення втрат електроенергії у розподільних електричних мережах. *Наукові праці ДонНТУ: Електротехніка і енергетика*. 2015. № 1 (17). С. 104–110.
12. Архів погоди в м. Чернігів за 2014-2019 роки. URL: http://www.pogodaiklimat.ru/weather.php?id=33135 (дата звернення: 10.05.2021).
13. *Coefficient of Determination. The Concise Encyclopedia of Statistics*. New York: Springer, 2008. doi: 10.1007/978-0-387-32833-1_62
14. Верба В. А., Гребешкова О. М., Востряков О. В. *Проектний аналіз*. Київ: КНЕУ, 2002. 297с.
15. Chun-Lien S., Teng J. Outage costs quantification for benefit–cost analysis of distribution automation systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2007. Vol. 29, Iss. 10. P. 767–774. doi: 10.1016/j.ijepes.2007.06.026

References (transliterated)

1. *Pravyla tekhnichnoi ekspluatatsii elektroustanovok spozhyvachiv* [Rules of technical operation of electrical installations of consumers]. Available at: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1143-06 (accessed 10.05.2021).
2. *SOU MEV EE 40.1-00100227-01:2016. Pobudova ta ekspluatatsiia elektrychnykh merezh. Tekhnichna polityka. Chastyna 2. Tekhnichna polityka u sferi pobudovy ta ekspluatatsii rozpodilnykh elektrychnykh merezh* [Company Standard 40.1-00100227-01:2016. Construction and operation of electrical networks. Technical policy. Part 2. Technical policy in the field of construction and operation of power electrical distribution networks]. Kyiv, Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine Publ., 2016. 71 p.
3. *SOU-N EE 40.1-00100227-96:2014 Metodychni rekomendatsii z analizu tekhnolohichnykh vytrat elektrychnoi enerhii ta vyboru zakhodiv shchodo yikh znyzhennia* [Company Standard 40.1-00100227-96:2014. Methodical recommendations for the analysis of technological costs of electricity and the choice of measures to reduce them]. Kyiv, GRIFRE Publ., 2014. 83 p.
4. Zorin V., Buinyi R., Perepechenyi V. Modeli i metodyi rascheta i otsenki poter moschnosti i elektricheskoy energii v raspredelitelnyih setyah 0,38kV [Models and methods for calculating and estimating power and electricity losses in 0.38 kV distribution networks]. *Energy saving. Power engineering. Energy audit*. 2015, no. 5, pp. 19–27.
5. Buinyi R., Krasnozhon A., Zorin V., Kvytsynskyi A. Obhruntuvannia oblasti vykorystannia klasu napruhy 20 kV u miskykh elektrychnykh merezhakh Ukrainy [Justification for use of voltage class 20 kV in urban electrical networks]. *Technical Electrodynamics*. 2019, no. 1, pp. 68–71. doi: 10.15407/techned2019.01.068
6. Bezruchko V., Buinyi R., Zorin V., Kvytsynskyi A. Ekonomichno obgruntovana hustyna strumu dlia kabeliv napruhoiu 10-35kV, shcho ziednuiut potuzhni vitroenerhetychni ustanovky [Economically justified current density for 10-35 kV cables, which connect powerful wind generators]. *The proceedings of the institute of electrodynamics of the national academy of sciences of Ukraine*. 2020, no. 1, pp. 68–72. doi: 10.15407/publishing2020.57.005
7. Kassem H. E., Badr M., Ahmed S. A. Reduction of energy losses in electrical distribution systems. *22nd International Conference and*

Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013). 2013, pp. 1–4. doi: 10.1049/cp.2013.0589
8. He D.-s., Lin W., Liang Z.-q. The Energy efficiency diagnosis research of regional power grid loss reduction. *2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. 2014, pp. 241–244. doi: 10.1109/CICED.2014.6991703
9. Bosisio A., Berizzi A., Amaldi E., Bovo C., Sun X. A. Optimal Feeder Routing in Urban Distribution Networks Planning with Layout Constraints and Losses. *Modern Power Systems and Clean Energy*. 2020, vol. 8, no. 5, pp. 1005–1014. doi: 10.35833/MPCE.2019.000601
10. Enemuoh F. O., Alumona T. L., Aliche C. H. Investigation of energy loss in a transmission substation using Onitsha 330/132kV as a case study. *International Journal of Technical Research and Applications*. 2016, vol. 4, iss. 4, pp. 36–40.
11. Buslavets O. Informatsiine zabezpechennia dlia efektyvnoho planuvannia zakhodiv zi zmenshennia vtrat elektroenerhii u rozpodilnykh elektrychnykh merezhakh [Information support for effective planning of measures to reduce electricity losses in electricity distribution networks]. *Naukovi pratsi DonNTU: Elektrotekhnika i enerhetyka*. 2015, no. 1 (17), pp. 104–110.
12. *Arkhiv pohody v m. Chernihiv za 2014-2019 roky* [Weather archive in Chernihiv for 2014-2019]. Available at: http://www.pogodaiklimat.ru/weather.php?id=33135 (accessed 10.05.2021).
13. *Coefficient of Determination. The Concise Encyclopedia of Statistics*. New York, Springer, 2008. doi: 10.1007/978-0-387-32833-1_62
14. Verba V., Grebeshkova O., Vostryakov O. *Proektnyi analiz* [Project analysis]. Kyiv, KNEU Publ., 2002. 297 p.
15. Chun-Lien S., Teng J. Outage costs quantification for benefit–cost analysis of distribution automation systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2007, vol. 29, iss. 10, pp. 767–774. doi: 10.1016/j.ijepes.2007.06.026

Надійшла (received) 15.05.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Коленченко Євген Юрійович (Коленченко Евгений Юрьевич, Kolenchenko Yevhen) –, інженер відділу перспективного розвитку АТ «Чернігівобленерго»; м. Чернігів, Україна; e-mail: yevhen.kolenchenko@gmail.com.

Безручко Вячеслав Михайлович (Безручко Вячеслав Михайлович, Bezruchko Viacheslav) – кандидат технічних наук, доцент кафедри електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій Національного університету «Чернігівська політехніка»; м. Чернігів, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-3705-8543; e-mail: slavajm@meta.ua.

Буйний Роман Олександрович (Буйный Роман Александрович, Buinyi Roman) – кандидат технічних наук доцент кафедри електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій Національного університету «Чернігівська політехніка»; м. Чернігів, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-5432-2924; e-mail: buinyiroman@gmail.com.

Діхтярук Ігор Віталійович (Дихтярук Игорь Витальевич, Dihtyaruk Igor) – кандидат технічних наук, доцент кафедри електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій Національного університету «Чернігівська політехніка»; м. Чернігів, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-6565-6356; e-mail: dihtyaruk.ihor@gmail.com.

УДК 621.315.684 **doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.07**

В. Є. КРИВОНОСОВ, С. В. ВАСИЛЕНКО

МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ ДІАГНОСТИКИ БОЛТОВОГО СТРУМОПРОВІДНОГО З'ЄДНАННЯ В УМОВАХ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ, ЩО ЗМІНЮЮТЬСЯ

Надійність передачі і розподілу електроенергії в портах, на суднах та енергетичних підприємствах залежить від стану болтових струмопровідних з'єднань. Практика експлуатації показує, що 2 % випадків аварійних зупинок технологічних ліній та пожеж на електрообладнанні трапляються через послаблення болтових струмопровідних з'єднань. Основними причинами послаблення болтового з'єднання є динамічні зміни режимів експлуатаційних струмових навантажень та зміна кліматичних параметрів. Підвищити надійність болтових струмопровідних з'єднань можна використовуючи сучасні методи діагностики, які дозволяють ідентифікувати появу ослаблення болтових з'єднань. Проаналізовано існуючі методи діагностики стану болтових з'єднань, які засновано на контролі температури болтового з'єднання. Встановлено, що використання таких методів для виявлення початкового моменту ослаблення з'єднання є недоцільним, тому що вони реагують на аварійний стан болтового з'єднання, тобто на критичне значення температури. Для виявлення початкового моменту послаблення болтового з'єднання запропоновано одночасно контролювати величини струму навантаження і параметрів навколишнього повітря, що дозволяє підвищити достовірність виявлення передаварійних ситуацій. Для діагностики початкового моменту послаблення болтового з'єднання запропоновано використовувати оціночні булеві функцій. Отримано аргументи булевих змінних для стаціонарного та безперервного процесу зміни струму та температури навколишнього середовища, стаціонарного та детермінованого процесу, випадкового та детермінованого процесу. Наведено мінімізовані булеві функції для нормального режиму роботи болтового з'єднання при появі початкового моменту ослаблення та при настанні аварійного режиму.

Ключові слова: болтові струмопровідні з'єднання, послаблення, електрообладнання, діагностика, початковий момент, булеві функції, струм, температура.

В. Е. КРИВОНОСОВ, С. В. ВАСИЛЕНКО

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДИАГНОСТИКИ БОЛТОВОГО ТОКОПРОВОДЯЩЕГО СОЕДИНЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Надежность передачи и распределения электроэнергии в портах, на судах и энергетических предприятиях зависит от состояния болтовых токопроводящих соединений. Практика эксплуатации показывает, что 2 % случаев аварийных остановок технологических линий и пожаров на электрооборудовании случаются по причине ослабления болтовых токопроводящих соединений. Основными причинами ослабления болтового соединения являются динамические изменения режимов эксплуатационных токовых нагрузок и изменение климатических параметров. Повысить надежность болтовых токопроводящих соединений возможно используя современные методы диагностики, которые позволяют идентифицировать появление ослабления болтовых соединений. Проанализированы существующие методы диагностики состояния болтовых соединений, которые основаны на контроле температуры болтового соединения. Установлено, что использование таких методов для выявления начального момента ослабления соединения нецелесообразно, так как они реагируют на аварийное состояние болтового соединения, то есть на критическое значение температуры. Для выявления начального момента ослабления болтового соединения предложено одновременно контролировать величины тока нагрузки и параметров окружающего воздуха, что позволяет повысить достоверность обнаружения предаварийных ситуаций. Для диагностики начального момента ослабления болтового соединения предложено использовать оценочные булевы функции. Получены аргументы булевых переменных для стационарного и непрерывного процесса изменения тока и температуры окружающей среды, стационарного и детерминированного процесса, случайного и детерминированного процесса. Приведены минимизированные булевы функции для нормального режима работы болтового соединения при появлении начального момента ослабления и при наступлении аварийного режима.

Ключевые слова: болтовые токопроводящие соединения, ослабление, электрооборудование, диагностика, начальный момент, булевы функции, ток, температура.

V. KRYVONOSOV, S. VASYLENKO

MATHEMATICAL MODELS FOR DIAGNOSTICS OF A BOLTED CONDUCTIVE JOINT UNDER CONDITIONS OF CHANGING MODE PARAMETERS

The reliability of the transmission and distribution of electricity in ports, ships and energy enterprises depends on the condition of the bolted conductive joints. Operational practice shows that 2 % of cases of emergency shutdowns of technological lines and fires on electrical equipment occur due to the weakening of bolted conductive joints. The main reasons for the bolted joint weakening are dynamic changes in operating current loads and changes in climatic parameters. It is possible to increase the reliability of bolted conductive joints using modern diagnostic methods that allow identifying the appearance of bolted joint weakening. The existing methods for diagnosing the state of bolted joints, which are based on monitoring the temperature of the bolted joint, are analysed. It has been established that the use of such methods to identify the initial moment of the joint weakening is impractical, since they react to the emergency state of the bolted joint, that is, to the critical temperature value. To identify the initial moment of the bolted joint weakening, it is proposed to simultaneously monitor the values of the load current and the parameters of the ambient air, which makes it possible to increase the reliability of detecting pre-emergency situations. To diagnose the initial moment of the bolted joint weakening, it is proposed to use the estimated Boolean functions. Arguments of Boolean variables are obtained for a stationary and continuous process of changing current and ambient temperatures, a stationary and deterministic process as well as a random and deterministic process. The minimized Boolean functions are given for the normal operation of the bolted joint, when the initial moment of weakening appears and when the emergency mode occurs.

Keywords: bolted conductive joints, weakening, electrical equipment, diagnostics, initial moment, Boolean functions, current, temperature.

© В. Є. Кривоносов, С. В. Василенко, 2021

Постановка проблеми. У системі передачі та розподілу електроенергії в енергетичних підприємствах, портах і суднах 40 % всіх з'єднань здійснюється за допомогою болтових струмопровідних з'єднань (БСЗ). Статистичні дані показують, що у 1,5–2 % випадків причиною аварійної зупинки обладнання і пожеж є ослаблення БСЗ [1].

Причинами аварійного стану БСЗ є механічне ослаблення щільності контактів прилеглих поверхонь струмоведучих шин, кабельних наконечників, приєднань комутаційної апаратури тощо. Збільшення перехідного опору контакту, при протіканні по ньому струму навантаження, відповідно до закону Джоуля-Ленца, веде до перегріву з'єднання з подальшим розвитком аварії, а саме аварійного відключення електрообладнання, виникнення коротких замикань в мережі та пожеж [2, 3].

На появу градієнта температур в місці болтового з'єднання впливають зміна кліматичних параметрів, в діапазоні від –25 °С до 50 °С і динамічні зміни режимів експлуатаційних струмових навантажень. Динамічні зміни струму в межах $(0{,}1–1{,}1)\cdot I_н$, де $I_н$ – номінальний струм навантаження, пов'язані з технологічним режимом; короткочасні зміни струмів до $(5–7)\cdot I_н$ – з пусковими режимами постійно діючої електродинамічної сили в БСЗ з частотою 100 Гц, що виникають при протіканні струму в сусідніх проводах; динамічні відхилення напруг мережі в межах ± 10 % $U_н$ викликають додаткові зміни струму, що протікає в БСЗ. Перераховані фактори діють на БСЗ і є причиною їх ослаблення [4]. Незважаючи на існуючі пристрої і способи діагностики БСЗ [5-10], поглиблене дослідження факторів, що впливають на ослаблення БСЗ є актуальним.

Мета роботи. Дослідження впливу рівнів напруг, що випадково змінюються, на величини струмів навантаження та температурні зміни БСЗ.

Матеріали досліджень. Для діагностики стану БСЗ широко використовують метод теплового неруйнівного контролю [2, 10, 11] як контактним, так і безконтактним способом, що дозволяє виявляти аварійний стану БСЗ не порушуючи технологічного процесу. Відомі методи і пристрої діагностики стану БСЗ, такі як установка плавких міток з легкоплавким припоєм (сплавом Розі), контактний вимір температури, тепловізійний контроль, використання світлочутливих індикаторів, встановлення біметалевих пластин під гайку БСЗ тощо реагують на аварійний стан ослабленого болтового з'єднання, тобто на температуру БСЗ, яка перевищує критичне значення. Контроль тільки температури БСЗ не дозволяє діагностувати передаварійну ситуацію ослаблення БСЗ, тобто початковий момент ослаблення.

Процес механічного ослаблення БСЗ, при відсутності зовнішніх кліматичних, вібраційних факторів і при стаціонарному характеру струмового навантаження, що не перевищує $0{,}5\cdot I_н$, протікає від декількох діб до декількох місяців. Зростання струму навантаження від мінімальної величини до номінального значення, особливо в поєднанні зі зростанням температури навколишнього повітря, призводить до нагрівання ослабленого БСЗ вище критичної температури за час 0,5–1 години і визначається величиною постійною нагріву БСЗ. Для виявлення передаварійної ситуації ослаблення БСЗ додатково виробляють контроль величини струму навантаження і параметрів навколишнього повітря, що динамічно змінюються [12, 13]. Контроль додаткових величин дозволяє виявити початковий момент ослаблення БСЗ. Однак, в цих технічних рішеннях виявлення передаварійної ситуації ослаблення БСЗ розглянуто для стаціонарних режимів струмового навантаження і напруги живильної мережі.

Функціональна структура методу визначення початкового моменту ослаблення БСЗ полягає в наступному:

1. Виявити ділянки стаціонарності контрольованих параметрів, температуру БСЗ, струм навантаження, температуру навколишнього середовища.
2. Контактно виміряти температуру БСЗ – $T_{убз}$.
3. Виміряти струм, що протікає в цьому БСЗ, і визначити розрахункове значення температури справного БСЗ – $T_{сі}$.
4. Виміряти температуру навколишнього повітря – $T_{нс}$.
5. Коригування розрахункового значення температури справного БСЗ – $T_{кр}$ – з урахуванням зміни температури навколишнього повітря – $T_{нс}$.
6. Порівняння значення температур $T_{кр}$ і $T_{убз}$.
7. За перевищенням розрахованої температури БСЗ роблять висновок про збільшення перехідного опору БСЗ, що є критерієм визначення початкового моменту розвитку аварійної ситуації.
8. При досягненні температурою БСЗ визначеного критичного значення має бути проведено відключення обладнання від мережі.

На рис. 1 представлена функціональна модель методу визначення початкового моменту ослаблення БСЗ, а на рис. 2 – графічна інтерпретація методу виявлення початкового моменту ослаблення БСЗ.

На рис. 2 діапазон $(0–T^0C_1)$ і $(0–t_1)$ – робочий діапазон роботи обладнання; діапазон АВ $(T^0C_1–T^0C_2)$ і $(t_1–t_2)$ – передаварійна ситуація; діапазон ВС $(T^0C_2–T^0C_3)$ і $(t_2–t_3)$ – початок розвитку аварійного режиму; діапазон CD (T^0C_3) і $(t_3 - t_4)$ – аварійна ситуація (час прийняття рішення); діапазон DE $(T^0C_3–0)$ і $(t_4–t_5)$ – вихід обладнання з ладу.

Процес нагріву БСЗ, викликаний втратами у з'єднанні, що викликані струмами навантаження, з достатньою для практичних цілей точністю можна описати диференціальним рівнянням нагріву однорідного тіла [14], яке має вигляд:

$$\mathrm{T}_{бз} = \mathrm{T}_{убз} - (\mathrm{T}_{убз} - T_{почат})e^{\frac{-t}{\tau}}, \qquad (1)$$

де $T_{бз}$ – температура БСЗ;

$T_{убз}$ – температура БСЗ у сталому режимі;

τ – постійна нагріву БСЗ;

$\mathrm{T}_{почат}$ – початкова температура БСЗ, що викликана за рахунок нагріву початковими втратами та температурою навколишнього повітря.

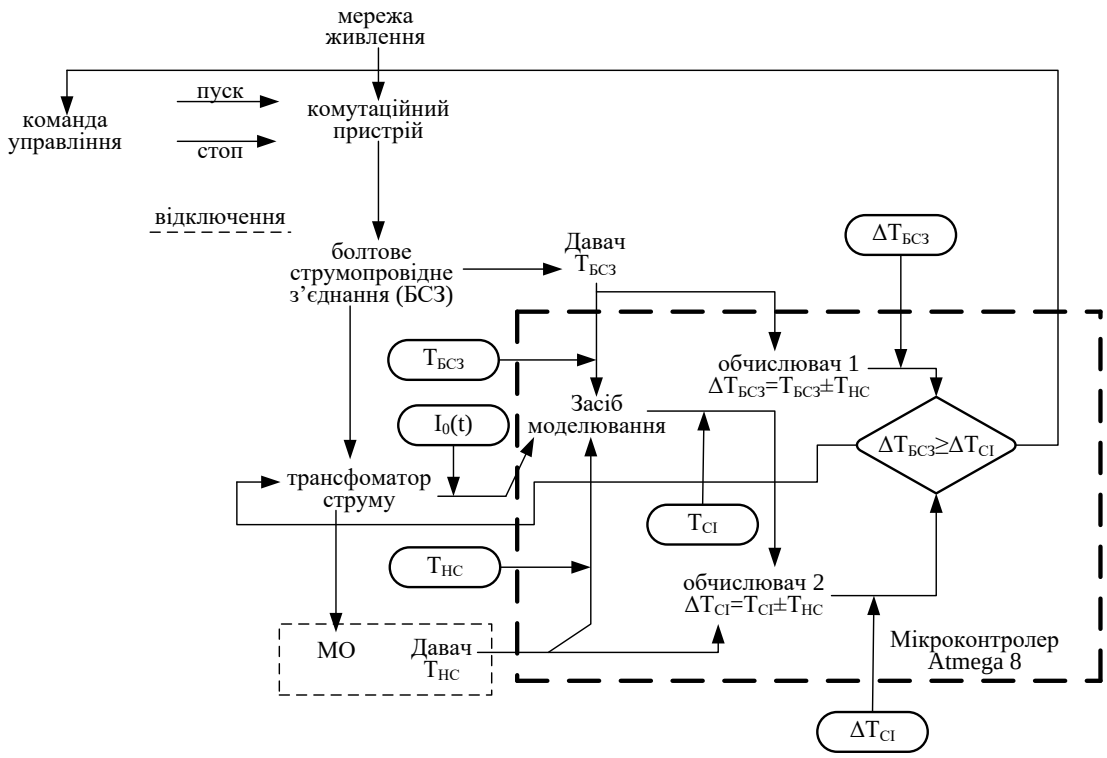


Рисунок 1 – Функціональна модель методу визначення початкового моменту ослаблення БСЗ

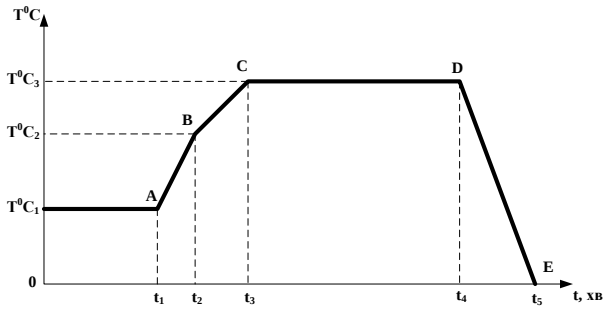


Рисунок 2 – Графічна інтерпретація методу виявлення початкового моменту ослаблення БСЗ

Температура БСЗ у сталому режимі, з урахуванням збільшення температури навколишнього середовища, де за нульове значення прийнято значення, що дорівнює 24 °C, і при відсутності нагріву початковими втратами попереднього струмового режиму, згідно з [14], визначається за виразом:

$$T_{убз} = \frac{I_{нав}^2}{\alpha F} \cdot \left(R_{бс} + R_{пр}\right) + 24\,°C + \Delta T, \qquad (2)$$

де $\Delta T = T_{нс} - 24°C$;

$I_{нав}$ – струм навантаження;

α – коефіцієнт теплопередачі, $\frac{Вт}{см^2 °C}$;

F – площа контактного з'єднання;

$R_{бс}$, $R_{пр}$ – відповідно опір матеріалу БСЗ і перехідний опір БСЗ;

Вираз (2) показує аналітичну залежність температури БСЗ від струму навантаження, температури навколишнього повітря, величини перехідного опору та температури, викликаної початковим нагріванням БСЗ.

Функціональна залежність між реалізованими в методі параметрами має вигляд:

$$T_{убз} = f\left(I_{нав}^2, \left(R_{бз} + R_{пр}\right), T_{поч}, \Delta T\right). \qquad (3)$$

Для оцінки залежності температури болтового з'єднання від температури навколишнього повітря для різних значень струмів навантаження проведені аналітичні та натурні дослідження. На рис. 3 наведено графіки зміни температури болтового з'єднання для різних значень сили струму і температур навколишнього повітря [14].

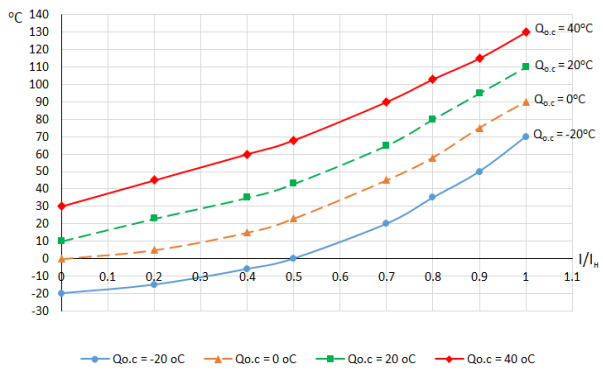


Рисунок 3 – Графік залежності температури БСЗ при протіканні в ньому струмів навантаження і температур навколишнього повітря

У сталому режимі температура БСЗ лінійно залежить від зміни температури навколишнього повітря.

На рис. 4 наведено графік, побудований за експериментальними та теоретичними даними зміни температури БСЗ для різних значень коефіцієнта послаблення БСЗ – $K_r = R_{oc}/R_{нор}$, де R_{oc} і $R_{нор}$ відповідно величина опору ослабленого і справного болтового з'єднання [14].

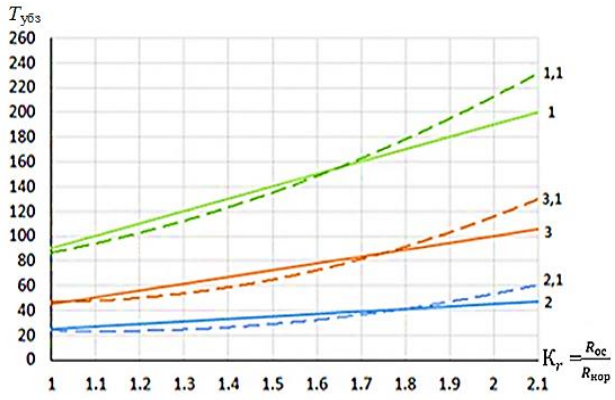


Рисунок 4 – Графік зміни температури БСЗ:
крива 1 та 1.1 – розрахункова та експериментальна залежності відповідно для I = 1,6 $I_н$;
криві 2 та 2.1 – розрахункова та експериментальна залежності відповідно для $I = I_н$;
криві 3 та 3.1 – розрахункова та експериментальна залежності відповідно для I = 1,2 $I_н$

Аналіз отриманих результатів (рис. 4) показав, що розбіжності аналітичних та експериментальних досліджень, для номінального значення струму навантаження, не перевищують 1 %, що дозволяє використовувати аналітичну залежність в реалізації розроблених способів і пристроїв визначення початкового моменту ослаблення БСЗ.

Для того, щоб виявити початковий момент ослаблення БСЗ для стаціонарного і безперервного процесу зміни струму і температури навколишнього повітря введемо аргументи булевих змінних характерних режимів експлуатації електрообладнання:

- X_1 = «0» – логічний нуль, при відсутності струму;
- X_1 = «1» – логічна одиниця, при протіканні струму в БСЗ;
- X_2 = «0» – при виконанні нерівності $(T_{cI} + (24\,°C - T_{нс})) > (T_{бз})$;
- X_2 = «1» при виконанні нерівності $(T_{cI} + (24\,°C - T_{нс})) < (T_{бз})$;
- X_3 = «0» при виконанні нерівності $(T_{бз}) < (T_{кр})$;
- X_3 = «1» при виконанні нерівності $(T_{бз}) > (T_{кр})$.

Досконалою диз'юнктивною новою формою [2], що описує стан БСЗ, є вираз:

$$F = (X_1 \cap X_2 \cap X_3) \cup (X_1 \cap \overline{X_2} \cap \overline{X_3}) \cup \cup (\overline{X_1} \cap X_2 \cap \overline{X_3}) \cup (\overline{X_1} \cap \overline{X_2} \cap X_3) \quad (4)$$

де $\cup, \cap, \overline{X}$ – відповідно символи кон'юнкції, диз'юнкції і заперечення.

Мінімізовані булеві функції для різних режимів болтового з'єднання мають вигляд:

- нормальному режиму роботи відповідає оціночна функція:

$$F_{н.р.р} = (X_1 \cap \overline{X_2} \cap \overline{X_3}) = (1,0,0); \quad (5)$$

- появі початкового моменту ослаблення БСЗ відповідає оціночна функція:

$$F_{осл\ бсз=} (X_1 \cap X_2 \cap \overline{X_3}) = (1,1,0); \quad (6)$$

- настанню аварійного режиму, що призводить до відключення електрообладнання, відповідає оціночна функція виду:

$$F_{ав.р.р.=} (X_1 \cap X_2 \cap X_3) = (1,1,1). \quad (7)$$

Дослідження функціональної моделі методу виявлення початкового моменту ослаблення болтового з'єднання при стаціонарному та детермінованому процесі струмового навантаження. Характер зміни струмового навантаження обумовлений технологічним режимом роботи устаткування, а стаціонарний і детермінований характер зміни величини струму є окремим випадком нестаціонарного режиму. На рис. 5 наведено графік циклічної зміни струму навантаження на прикладі роботи рентгенівського комп'ютерного томографа (РКТ). Зміна величини струму дискретно, монотонно спадаючої або зростаючої призведе до появи перехідного процесу нагрівання БСЗ, при якому температура БСЗ буде змінюватися у напрямку згасання або зростання експоненціальної залежності. Зміна температури навколишнього повітря так само монотонно зростає або спадає. В режимі нестаціонарності струмового навантаження та температури навколишнього повітря важливим є виявлення ділянок стаціонарності контрольованих параметрів.

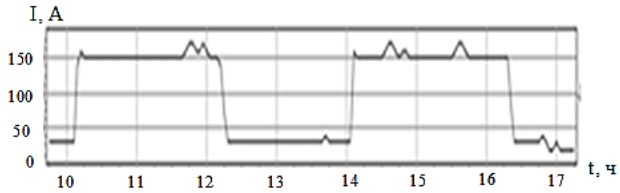


Рис. 5. Осцилограма циклічної зміни струмового навантаження РКТ

Для побудови діагностичних тестів виявлення початкового моменту ослаблення БСЗ для стаціонарного та детермінованого режиму струму і температури навколишнього повітря введемо додаткові аргументи булевих змінних:

- X_4 = «0» – при виконанні нерівності $\frac{dI_н}{dt} \neq 0$;
- X_4 = «1» – при виконанні нерівності $\frac{dI_н}{dt} = 0$;
- X_5 = «0» – при виконанні нерівності $\frac{d\Theta_{нс}}{dt} \neq 0$;
- X_5 = «1» – при виконанні нерівності $\frac{d\Theta_{нс}}{dt} = 0$;

- X_6 = «0» – при виконанні нерівності $\frac{d\Theta_{бз}}{dt} \neq 0$;
- X_6 = «1» – при виконанні нерівності $\frac{d\Theta_{бз}}{dt} = 0$.

Булевих змінних функцій від шести змінних існує $2^{2^6} = 64536$. Нижче представлені мінімізовані диз'юнктивні булеві функції режимів:

- настанню початкового моменту ослаблення БСЗ відповідає функція:

$$F_{осл\ бсз=} (X_1 \cap X_2 \cap \overline{X_3}) \sim (X_4 \cap X_5 \cap X_6) = \\ = (1,1,0,1,1,1). \quad (8)$$

- настанню аварійного режиму, що визначає момент відключення електрообладнання від мережі, відповідає булева змінна виду:

$$F_{ав.р.р.=} (X_1 \cap X_2 \cap X_3) \sim (X_4 \cap X_5 \cap X_6) = \\ = (1,1,1,1,1,1). \quad (9)$$

У наведених вище функціях ~ – символ еквівалентності.

Дослідження функціональної моделі методу виявлення початкового моменту ослаблення болтового з'єднання при випадкових процесах зміни струму навантаження. Характер зміни струмового навантаження залежить не тільки від технологічного режиму роботи устаткування, але і від впливу випадкових факторів. Наприклад, зміна напруги на шинах підстанції живлення носить випадковий характер і залежить від добових, місячних і річних графіків навантаження мережі з яскраво вираженими мінімумами та максимумами навантажень. На рис. 6, представлена осцилограма зміни струму навантаження РКТ і напруги живлення на шині комплектної трансформаторної підстанції (КТП).

На ділянках, де зміна величини струму не пов'язана з технологічним процесом, розрахунки статистичного математичного очікування струму та напруги проводять за виразами:

$$M_I = \frac{1}{n}\sum_i^n I_i,$$
$$M_U = \frac{1}{n}\sum_i^n U_i. \quad (10)$$

Статистична дисперсія струму навантаження та напруги визначається за виразами:

$$D_I = \frac{1}{n}\sum_i^n (I_i - M_I)^2,$$
$$D_U = \frac{1}{n}\sum_i^n (U_i - M_U)^2. \quad (11)$$

Статистичне середньоквадратичне відхилення струму навантаження та напруги визначається за виразами:

$$\sigma_I = \sqrt{D_I},$$
$$\sigma_U = \sqrt{D_U}. \quad (12)$$

Для виявлення ступеня залежності зміни величини струму від зміни величини напруги розрахуємо статистичний кореляційний момент за виразом:

$$k_{I,U} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^n (I_i - M_I)(U_i - M_U). \quad (13)$$

У табл. 1, наведено протокол вимірювань величин струму споживання РКТ і напруг на шинах КТП.

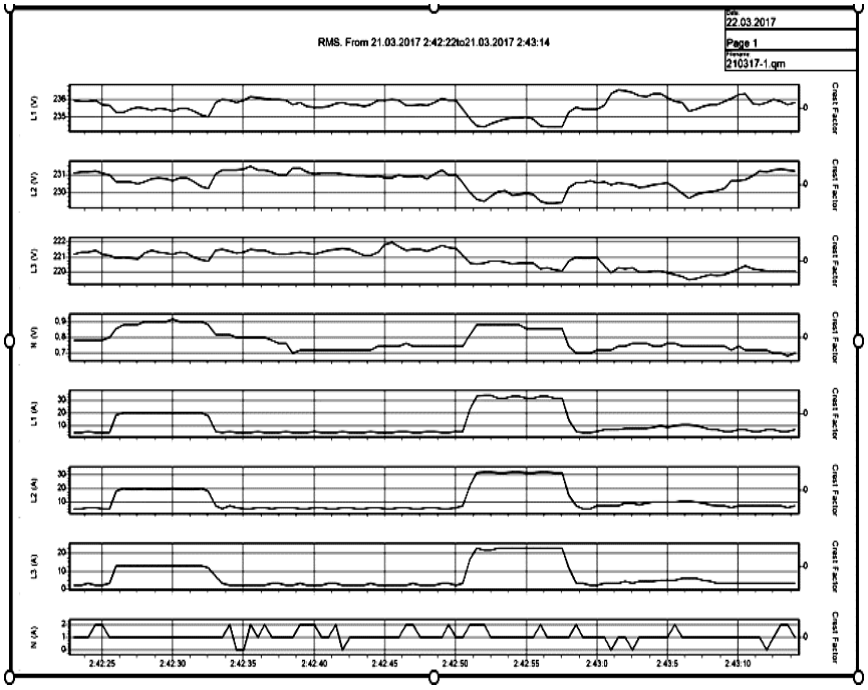


Рисунок 6 – Осцилограми струму навантаження РКТ і напруги на шинах КТП

Таблиця 1 – Протокол вимірювань величин струму споживання РКТ і напруг на шинах КТП

№ з/п	I, A	U, B	№ з/п	I, A	U, B	№ з/п	I, A	U, B
1	7,1	238,6	**11**	6,8	232,1	**21**	7,3	242,1
2	7,2	239,0	**12**	7,4	241,0	**22**	7,4	2431
3	6,9	237,1	**13**	7,3	239,0	**23**	7,2	239,2
4	6,7	230,1	**14**	6,5	230,1	**24**	6,8	231,0
5	7,2	241,2	**15**	6,4	227,0	**25**	6,7	230,2
6	7,1	241,2	**16**	6,8	230,1	**26**	6,5	229,1
7	7,3	242,2	**17**	7,2	240,1	**27**	7,4	239,0
8	6,9	236,0	**18**	7,3	240,0	**28**	6,8	231,1
9	7,1	239,2	**19**	7,3	235,1	**29**	6,5	235,5
10	7,0	227,0	**20**	7,1	236,1	**30**	6,9	236,1

Нижче наведені числові значення визначених статистичних величин:

$$M_I = 7{,}01 \text{ А},$$
$$M_U = 235{,}86 \text{ В},$$
$$D_I = 0{,}1,$$
$$\sigma_I = 0{,}32,$$
$$D_U = 21{,}5,$$
$$\sigma_U = 4{,}64,$$
$$k_{I,U} = 2{,}07.$$

При кореляційному моменті $k_{I,U} = 2{,}07$ є підстави вважати, що струм і напруга пов'язані деякою залежністю, тобто випадкові зміни величин напруги впливають на зміни величини струму навантаження.

Безперервні функції діючого значення струму, температур БСЗ і навколишнього повітря перетворимо в дискретні значення з вибіркою, що дорівнює n = 50 і інтервалом вимірювання $\Delta t = \frac{T}{m_{50}}$, де T – інтервал часу дослідження контрольованого параметра, m – кількість інтервалів у стаціонарному режимі. Для числової оцінки їх значень використовуємо статистичне математичне очікування та статистичне середньоквадратичне відхилення.

Величина розрахункової, коригованої температури справного БСЗ у сталому режимі визначиться як:

$$\text{Т}_{\text{кр}} = \frac{(\text{М}(I) + \sigma(I))^2}{\alpha F}(R_{\text{бз}} + R_{\text{пр}}) + \\ +(24°\text{C} + \Delta\text{T}), \quad (14)$$

де $\Delta\text{T} = (M_{\text{Тнс}} + \sigma_{\text{Тнс}}) - 24°\text{C}$;

$\text{М}(I)$ – математичне очікування струму навантаження на заданому інтервалі часу;

$\sigma(I)$ – середньоквадратичне відхилення струму навантаження;

$\sigma_{\text{Тнс}}$ – середньоквадратичне відхилення температури навколишнього повітря;

$\text{М}_{\text{Тнс}}$ – математичне очікування температури навколишнього повітря.

Виміряна температура БСЗ визначиться виразом:

$$\text{Т}_{\text{бз}} = M_{\text{Тбз}} - \sigma_{\text{Т}_{\text{бз}}}, \quad (15)$$

де $\sigma_{\text{Тбз}}$ – середньоквадратичне відхилення температури БСЗ;

$\text{М}_{\text{Тбз}}$ – математичне очікування температури БСЗ.

Ділянки контрольованих параметрів, в яких відсутні перехідні процеси, визначимо як порівняння математичних очікувань струму, температури навколишнього повітря і температури болтового з'єднання.

Для побудови діагностичних тестів виявлення початкового моменту ослаблення БСЗ для випадкового та детермінованого режиму струму і температури навколишнього повітря введемо додаткові аргументи булевих змінних:

- X_4 = «0» – при виконанні умови $M_{I,i} - M_{I,i+1} \neq 0$;
- X_4 = «1» – при виконанні умови $M_{I,i} - M_{I,i+1} = 0$;
- X_5 = «0» – при виконанні умови $M_{\text{Тнс},i} - M_{\text{Тнс},i+1} \neq 0$;
- X_5 = «1» – при виконанні умови $M_{\text{Тнс},i} - M_{\text{Тнс},i+1} = 0$;
- X_6 = «0» – при виконанні умови $M_{\text{Тбз},i} - M_{\text{Тбз},i+1} \neq 0$;
- X_6 = «1» – при виконанні умови $M_{\text{Тбз},i} - M_{\text{Тбз},i+1} = 0$.

Оціночні булеві функції виявлення початкового моменту ослаблення БСЗ і аварійного режимів при випадкових змінах струму будуть визначатися аналогічно (8) і (9) з урахування наведених вище аргументів булевих функцій.

Висновки. Для нестаціонарних і випадкових режимів струму виявлення початкового моменту контактного струмопровідного болтового з'єднання можливо тільки в ділянці одночасної стаціонарності контрольованих величин.

Для діагностики початкового моменту ослаблення БСЗ доцільно використовувати оціночні булеві функції. Застосування булевих функцій дозволяє розробити автоматизовані системи діагностики та захисту електрообладнання.

Врахування режимів струмів навантаження і температури навколишнього повітря дозволяє підвищити достовірність виявлення передаварійних ситуацій і уникнути помилкових спрацьовувань системи захисту електрообладнання при ослабленні БСЗ.

Список літератури

1. Веревкин В. Н., Смелков Г. И. *Пожарная опасность электрических контактов и контактных соединений*. Москва: МИЭЭ, 2009. 140 с.
2. Власов А. Б. Прогнозування довговічності контактних з'єднань за даними тепловізійної діагностики. *Електротехніка*. 2003. № 12. С. 27–33.
3. Игнатенко И. В., Власенко С. А., Кавлак Р. С. Оценка переходного электрического соединения плашечного болтового соединения. *Вестник Приамурского государственного университета им. Шолом-Альхемова*. 2017. № 1 (26). С. 21–30.
4. Пірогті Е. Л., Кривоносов В. Є., Коваль Л. Г., Паламарчук М. І. Аналіз джерел факторів негативного впливу на експлуатаційну надійність силового електротехнічного обладнання (СЕТО) (за даними літературного контенту). *Вісник Хмельницького*

національного університету. Технічні науки. 2019. № 1 (269). С. 249–253.

5. Сансербаев Е. А. *Динамический мониторинг и прогнозирование перегрева труднодоступных контактов элементов электрооборудования технологических комплексов: дис. ... канд. техн. наук: 6D071800*. Алматы, 2017. 149 с.
6. Кривоносов В. Е. Пат. 107749, Україна. *Спосіб контролю за станом болтових з'єднань електрообладнання, що працює зі змінним навантаженням*. 2006.
7. СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007. Технічне діагностування електрообладнання та контактних з`єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки. Київ: Мінпаливенерго України, 2007. 130 с.
8. Mackerle J. Finite element analysis of fastening and joining: A bibliography (1990–2002). *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2003. Vol. 80, no. 4. P. 253–271. doi: 10.1016/S0308-0161(03)00030-9
9. Водка А. А., Трубаев А. И., Степченко А. С. Исследование напряженно-деформированного состояния болтовых соединений рабочего колеса гидротурбины в условиях лабораторного эксперимента. *Надежность и долговечность машин и сооружений*. 2011. № 34. С. 155–162.
10. Водка А. А. К вопросу о прочности и надежности болтовых соединений гидротурбин. *Механіка та машинобудування*. 2012. № 1. С. 41–50.
11. Наумов А. Е. Прогнозирование остаточного ресурса электроконтактных соединений на основе тепловизионной диагностики. *Вестник Тверского гос. техн. ун-та*. 2007. Вып. 10. С. 20–24.
12. Грачева И. Е. Прогнозирование изменения сопротивления контактных низковольтных коммутационных аппарат различными методами. *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2008. № 7–8. С. 44–51.
13. Kryvonosov V. Diagnostics of the pre-fault situation of the bolted current-carrying joint in the conditions of changing regime parameters. *Technology audit and production reserves*. 2019. Vol. 1, no. 1 (45). P. 50–58. doi: 10.15587/2312-8372.2019.157865
14. Кривоносов В. Е, Злепко С. М., Вирозуб Р. М., Барановский Д. М. Критерии диагностики винтовых соединений в ультразвуковой томографической аппаратуре. *Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах*. 2017. № 1 (57). С. 140–144.

References (transliterated)

1. Verevkin V. N., Smelkov G. I. *Pozharnaya opasnost' elektricheskikh kontaktov i kontaktnykh soedineniy* [Fire hazard of electrical contacts and contact connections]. Moscow, MIEE Publ., 2009. 140 p.
2. Vlasov A. B. Prohnozuvannya dovhovichnosti kontaktnykh z"yednan' za danymy teploviziynoyi diahnostyky [Prediction of contact joint durability by means of thermal imaging diagnostics]. *Electrical engineering*. 2003, no. 12, pp. 27–33.
3. Ignatenko I. V., Vlasenko S. A., Kavlak R. S. Otsenka perekhodnogo elektricheskogo soedineniya plashechnogo boltovogo soedineniya [Estimation of transitioning electrical resistance of a bolt clamp]. *Bulletin of Sholom-Aleichem Priamursky State University*. 2017, no. 1 (26), pp. 21–30.
4. Pirotti E. L., Kryvonosov V. Ye., Koval L. G., Palamarchuk M. I. Analiz dzherel faktoriv nehatyvnoho vplyvu na ekspluatatsiynu nadiynist' sylovoho elektrotekhnichnoho obladnannya (SETO) (za danymy literaturnoho kontentu) [Analysis of sources of negative influencing f ac tors on performance of power electric al equipment (SETO) (literature content data)]. *Herald of Khmelnytskyi national universit. Technical sciences*. 2019, no. 1 (269), pp 249–253.
5. Sanserbaev E. A. *Dinamicheskiy monitoring i prognozirovanie peregreva trudnodostupnykh kontaktov elementov elektrooborudovaniya tekhnologicheskikh kompleksov: dis. ... kand. tekhn. nauk: 6D071800* [Dynamic monitoring and prediction of overheating of hard-to-reach contacts of electrical equipment elements of technological complexes. Candidate eng. sci. diss. (Ph. D.)]. Almaty, 2017. 149 p.
6. Kryvonosov V. Ye. *Sposib kontrolyu za stanom boltovykh z"yednan' elektroobladnannya, shcho pratsyuye zi zminnym navantazhennyam* [Method for monitoring the condition of bolted connections on electrical equipment, operating with a variable load]. Patent UA, no. 107749, 2006.
7. *SOU-N EE 20.577:2007. Tekhnichne diahnostuvannya elektroobladnannya ta kontaktnykh z`yednan' elektroustanovok i povitryanykh liniy elektroperedachi zasobamy infrachervonoyi tekhniky* [Company Standard 20.577:2007. Technical diagnostics of electrical equipment and contact connections of electrical installations and overhead lines by means of infrared technology]. Kyiv, Ministry of Fuel and Energy of Ukraine, 2007. 130 p.
8. Mackerle J. Finite element analysis of fastening and joining: A bibliography (1990–2002). *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2003, vol. 80, no. 4, pp. 253–271. doi: 10.1016/S0308-0161(03)00030-9
9. Vodka A. A., Trubaev A. I., Stepchenko A. S. Issledovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya boltovykh soedineniy rabochego kolesa gidroturbiny v usloviyakh laboratornogo eksperimenta [Investigation of the stress-strain state of the bolted joints of a hydraulic turbine impeller under laboratory experimental conditions]. *Reliability and durability of machines and structures*. 2011, no. 34, pp. 155–162.
10. Vodka A. A. K voprosu o prochnosti i nadezhnosti boltovykh soedineniy gidroturbin [To the question of strength and reliability of bolted joints in water turbines]. *Mechanics and mechanical engineering*. 2012, no. 1, pp. 41–50.
11. Naumov A. E. Prognozirovanie ostatochnogo resursa elektrokontaktnykh soedineniy na osnove teplovizionnoy diagnostiki [Prediction of residual lifetime of electro-contact couplings based on thermal imaging diagnostics]. *Herald of Tber State University*. 2007, vol. 10, pp. 20–24.
12. Gracheva I. E. Prognozirovanie izmeneniya soprotivleniya kontaktnykh nizkovol'tnykh kommutatsionnykh apparat razlichnymi metodami [Predicting changes in the resistance of low-voltage switching devices using different methods]. *Proceedings of Higher Education Institutions. Energy Issues*. 2008, no. 7–8, pp. 44-51.
13. Kryvonosov V. Diagnostics of the pre-fault situation of the bolted current-carrying joint in the conditions of changing regime parameters. *Technology audit and production reserves*. 2019, vol. 1, no. 1 (45), pp. 50–58. doi: 10.15587/2312-8372.2019.157865
14. Krivonosov V. E, Zlepko S. M., Virozub R. M., Baranovskiy D. M. Kriterii diagnostiki vintovykh soedineniy v ul'trazvukovoy tomograficheskoy apparature [Criteria for diagnosis of screw connections to the ultrasonic tomographic equipment]. *Measurement and computation technique in technological processes*. 2017, iss. 1 (57), pp. 140–144.

Надійшла (received) 11.02.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Кривоносов Валерій Єгорович (Кривоносов Валерий Егорович, Kryvonosov Valery) – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри інженерії та технологій Азовського морського інституту Національного університету «Одеська морська академія»; м. Маріуполь, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-8219-021X; e-mail: yhtverf007@ukr.net.

Василенко Сергій Вікторович (Василенко Сергей Викторович, Vasylenko Serhii) – кандидат технічних наук, інженер-електрик ВАТ «САТЕЛЛИТ»; м. Маріуполь, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0003-3146-4935; e-mail: vasilenkosergey1983@gmail.com.

УДК 621.311.11 **doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.08**

М. П. КУЗНЄЦОВ, О. В. ЛИСЕНКО, О. А. МЕЛЬНИК

ОПТИМАЛЬНЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЛОКАЛЬНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Робота присвячена вирішенню проблеми балансування в локальних енергосистемах з відновлюваними джерелами енергії. Для задачі оптимізації енергосистеми, робота якої залежить від випадкових погодних факторів, було розв'язано випуклу задачу оптимізації параметрів чи оптимального управління за допомогою керованої генерації, для кожної окремої реалізації випадкового процесу як детермінованої функції, а потім виконано статистичну обробку результатів за набором випадкових реалізацій та побудовано функції щільності розподілу шуканої цільової функції, з подальшою оцінкою очікуваних значень та їх довірчих інтервалів. Процес, що описує поточні відхилення генерованої потужності від середнього значення, модельований як дискретна модель блукання, і має властивості процесу Орнштейна-Уленбека, що дозволило варіювати тривалістю одиничного інтервалу, зокрема обирати бази даних діючих об'єктів з притаманною їх моніторинговим системам часовою дискретністю. Предметом дослідження та моделювання є випадкові складові, в той час як осереднені значення вважаються детермінованими, а їх забезпечення здійснюється в рамках прогнозованого графіка з використанням в тому числі й традиційних джерел енергії (централізованої електромережі). Математична модель сумісної роботи відновлюваних джерел енергії в системі зі змінним навантаженням, електроакумулюючим пристроєм та допоміжним регулюючим генератором реалізована у вигляді схеми послідовних моделей генерації і споживання та випадкових процесів, що описують поточний стан енергосистеми. Робота акумулятора електроенергії є залежною від згаданих процесів, але в повному балансі вона фігурує разом із втратами генерації чи навантаження, які є кумулятивними сумами небалансів потужності і можуть мати відмінний від нормального розподіл. Однак ці процеси є внутрішніми, стосуються перерозподілу енергії всередині системи генерування, потужність якої в цілому задовільно, з урахуванням відповідних критеріїв, описується нормальним законом. За такої умови можна оцінити імовірність різних обставин – надмірного чи недостатнього генерування, тобто дати числову оцінку показникам надійності забезпечення енергією.

Ключові слова: локальна енергосистема, відновлювані джерела енергії, акумулятор, генератор, баланс потужності.

Н. П. КУЗНЕЦОВ, О. В. ЛЫСЕНКО, А. А. МЕЛЬНИК

ОПТИМАЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЛОКАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

Работа посвящена решению проблемы балансировки в локальных энергосистемах с возобновляемыми источниками энергии. Для задачи оптимизации энергосистемы, работа которой зависит от случайных погодных факторов, была решена выпуклая задача оптимизации параметров или оптимального управления с помощью управляемой генерации, для каждой отдельной реализации случайного процесса как детерминированной функции, а затем выполнена статистическая обработка результатов по набору случайных реализаций и построены функции плотности распределения искомой целевой функции, с последующей оценкой ожидаемых значений и их доверительных интервалов. Процесс, описывающий текущие отклонения генерируемой мощности от среднего значения, моделирован как дискретная модель блуждания, и имеет свойства процесса Орнштейна-Уленбека, что позволило варьировать продолжительностью единичного интервала, в частности избирать базы данных действующих объектов с присущей их мониторинговым системам временной дискретностью. Предметом исследования и моделирования являются случайные составляющие, в то время как усредненные значения считаются детерминированными, а их обеспечение осуществляется в рамках прогнозируемого графика с использованием в том числе и традиционных источников энергии (централизованной электросети). Математическая модель совместной работы возобновляемых источников энергии в системе с переменной нагрузкой, электроаккумулирующим устройством и вспомогательным регулирующим генератором реализована в виде схемы последовательных моделей генерации и потребления и случайных процессов, описывающих текущее состояние энергосистемы. Работа аккумуляторов электроэнергии является зависимой от упомянутых процессов, но в полном балансе она фигурирует вместе с потерями генерации или нагрузки, которые являются кумулятивными суммами небалансов мощности и могут иметь отличное от нормального распределение. Однако эти процессы являются внутренними, касающиеся перераспределения энергии внутри системы генерирования, мощность которой в целом удовлетворительно, с учетом соответствующих критериев, описывается нормальным законом. При таком условии можно оценить вероятность различных обстоятельств - чрезмерного или недостаточного генерирования, то есть дать числовую оценку показателям надежности обеспечения энергией.

Ключевые слова: локальная энергосистема, возобновляемые источники энергии, аккумулятор, генератор, баланс мощности.

M. KUZNIETSOV, O. LYSENKO, O. MELNYK

OPTIMAL REGULATION OF LOCAL ENERGY SYSTEM WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES

The paper is devoted to solving the balancing problem in local power systems with renewable energy sources. For a power system optimization problem, whose operation depends on random weather factors, a convex parameter optimization or optimal control problem was solved using controlled generation, for each individual realization of a random process as a deterministic function, and then statistical processing of results over a set of random realizations was performed and distribution density functions of the desired target function were constructed, followed by estimation of expected values and their confidence intervals. The process describing current deviations of generated power from mean value is modelled as discrete stray model and has properties of Ornstein-Uhlenbeck process, which allowed varying the duration of unit interval, in particular to select data bases of operating objects with inherent temporal discreteness of their monitoring systems. Random components are investigated and modelled, while the average values are considered to be deterministic and are provided within a predictable schedule using also traditional energy sources (centralised power grid). A mathematical model of the combined operation of renewable energy sources in a system with variable load, electric storage device and auxiliary regulating generator is implemented as a scheme of sequential generation and consumption models and random processes describing the current state of the power system. The operation of the electricity accumulators is dependent on the processes mentioned, but in the full balance, it appears together with generation or load losses, which are cumulative sums of unbalanced power and may have a different distribution from the normal one. However, these

© М. П. Кузнєцов, О. В. Лисенко, О. А. Мельник, 2021

processes are internal, relating to the redistribution of energy within a generation system whose capacity is generally described satisfactorily, given the relevant criteria, by a normal law. Under this condition, it is possible to estimate the probability of different circumstances - over- or under-generation, that is, to give a numerical estimate of the reliability of energy supply.

Keywords: local energy system, renewable energy sources, battery, generator, power balance.

Вступ. Зростання частки потужностей мінливих відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) і відповідно витіснення традиційної генерації обумовлює ускладнене забезпечення надійного балансу генерації та споживання електричної енергії, особливо в локальній енергосистемі. У свою чергу, незбалансованість потужностей негативно впливає на якість електропостачання, а саме, призводить до відхилень частоти та напруги у споживчій мережі, погіршує відомі індекси балансової надійності електропостачання та веде до можливих технічних збоїв і економічних втрат. Зі збільшенням частки негарантованої генерації стає необхідним більш ґрунтовний системний підхід до формування енергетичної системи.

Аналіз стану питання. Проблеми балансування потужності у гібридних енергосистемах з ВДЕ (Hybrid Renewable Energy Systems – HRES) розглядаються у багатьох публікаціях, які стосуються інтегрування відновлюваної енергетики [1]. Предметом досліджень зазвичай є оптимальна конфігурація та вибір параметрів відновлюваних джерел і допоміжних акумуляторних систем накопичення енергії (Battery Energy Storage Systems – BESS) [2]. Найбільш складними з точки зору енергетичного менеджменту є системи з високим рівнем проникнення ВДЕ [3]. Обов'язковим елементом таких енергетичних систем має бути пристрій накопичення енергії та її доставки споживачам під час відсутності зовнішньої генерації. Характерною особливістю режимів роботи HRES, особливо з високим проникненням ВДЕ, є широкий діапазон змін генерованої та споживаної потужності через певні інтервали часу, що спричинює наявність пульсацій у струмах заряду-розряду BESS. Негативний вплив таких факторів на роботу обладнання розглянуто у ряді публікацій (наприклад [4]). Враховуючи високу вартість BESS, ця обставина набуває особливої ваги [5]. Для досягнення максимальної ефективності HRES та часу автономної роботи пропонуються різні топології HRES [6], розробляються нові методи контролю та управління споживанням енергії [7], часто використовуючи складні інтелектуальні алгоритми [8]. При цьому виникає питання про застосування допоміжного регулюючого генератора, здатного зменшити небаланс потужностей.

Аналіз основних досягнень і літератури. У роботі [9] наведено огляд досліджень стосовно стійкості автономних енергосистем, що використовують ВДЕ, залежно від потужностей, наявності акумулювання енергії, систем керування. Гібридні енергосистеми типу мікромереж, що використовують вітрову і/або сонячну енергію та паливні елементи, розглядаються у роботі [10]. Представлено огляд різних технологій розподіленої генерації, інтеграції різних ВДЕ для створення гібридної системи, можливості регулювання вихідної потужності. У роботі [11] представлено огляд публікацій щодо методів оптимізації, придатних для малих та ізольованих систем. Обґрунтовано застосування моделей на основі штучного інтелекту для задач оптимізації HRES. Огляд публікацій стосовно оптимальної побудови таких гібридних систем міститься також у [12]. Розглянуто декілька типових прикладів гібридних систем, забезпечення надійності та економічної ефективності HRES. Різноманітні конфігурації вітро-сонячних систем, стратегію управління, техніко-економічний аналіз та соціальний ефект розглянуто у дослідженні [13]. За результатами огляду запропоновано шляхи вдосконалення конструктивного виконання та систем управління гібридних систем на прикладі конкретних регіональних умов. Техніко-економічний аналіз виконано з застосуванням спеціальних розрахункових методів та засобів (HOMER, PSO). Огляд можливих конфігурацій HRES, методів математичного моделювання та стратегії управління наведено у роботі [14]. За результатами огляду різних робіт зроблено ряд висновків, зокрема:

- гібридні системи можуть бути життєздатною альтернативою електромереж або традиційного палива для віддалених районів у всьому світі;
- для розрахунку таких систем доцільними є евристичні методи, особливо при врахуванні стохастичних параметрів;
- кращі результати з точки зору надійності та вартості мають системи з кількома джерелами енергії – сонце, вітер, централізована мережа;
- важливим є попереднє врахування як місцевих кліматичних умов, так і особливостей попиту на енергію.

Серед робіт останніх років можна відзначити [15], де досліджуються технічні проблеми гібридних систем та порівнюються режими роботи з мережею і автономному режиму. Розглядаються також можливості мінімізації ризиків та втрат енергії. Окремі задачі побудови автономної системи з ВДЕ та накопиченням енергії розглянуто в [16]. В якості проміжного енергоносія пропонується використовувати водень як засіб зберігання енергії; пропонуються оптимальні рішення для електрифікації віддаленої громади.

Існуючі методи розв'язання задачі. Загалом у HRES можна використовувати найрізноманітніші джерела енергії, але вітрові та сонячні вважаються найбільш уживаними. Вони привертають найбільше уваги дослідників, оскільки така енергія є загальнодоступною. Крім того, електростанції на їх основі можуть розташовуватися ближче до кінцевого споживача, що особливо важливо для автономної енергетики. Системи акумулювання повинні відповідати режиму роботи енергосистеми в частині обсягу та часу накопичення енергії, ці вимоги є найбільш поширеними [17]. Одним із перспективних

способів підвищення ефективності HRES є використання комбінованих систем накопичення енергії з різними технічними характеристиками [18]. Пропоновані методи оптимізації орієнтовані здебільшого на мінімізацію загальної вартості та операційних витрат [19–21]. При цьому доводиться оперувати з показниками, що мають випадкову природу (залежність від погодних умов, нерівномірність споживання тощо). Основні методи дослідження таких задач – аналітичний опис випадкових процесів на основі параметричних оцінок або ж імітаційне моделювання випадкових процесів з подальшою статистичною обробкою.

Мета роботи (дослідження). Оптимальне поєднання відновлюваних і традиційних джерел енергії та засобів акумулювання з метою регулювання балансу генерації та споживання електроенергії в локальній енергосистемі.

Постановка задачі (проблеми). Для випадків, коли компоненти випадкових процесів (функцій) мають складний вигляд, що не допускає безпосереднього інтегрування, доцільно використовувати імітаційне моделювання та оцінку результатів із застосуванням методів Монте-Карло [22]. Для задачі оптимізації енергосистеми, робота якої залежить від випадкових погодних факторів, можна розв'язувати випуклу задачу оптимізації параметрів, або оптимального управління за допомогою керованої генерації. Така задача формулюється для кожної окремої реалізації випадкового процесу як детермінованої функції (прямий метод) з подальшою статистичною обробкою результатів або формується набір випадкових реалізацій, за яким можна побудувати функції щільності розподілу шуканої цільової функції. Надалі виконується оцінка імовірних очікуваних значень та їх довірчих інтервалів.

Більшість задач оптимізації складу та роботи енергосистеми неможливо описати за допомогою одного критерію оптимальності. Проблема багатокритеріальної оптимальної задачі є однією з найбільш складних проблем теорії оптимізації. Відомі підходи (наприклад, Парето-оптимізація) не дають однозначної відповіді або вимагають великої кількості обчислень. Однак можна виділити досить широкий клас багатокритеріальних задач, однозначне вирішення яких можливе за певних умов. Це стосується задач, у яких області визначення критеріїв оптимальності можуть бути розділені за часом (або іншим параметром), а зв'язок між ними здійснюється за допомогою деяких заданих функцій. Можливий також суто евристичний підхід, ранжування критеріїв, встановлення вагових коефіцієнтів тощо. Остаточний вибір залежить від умов задачі.

Методи дослідження. Для опису роботи енергосистеми, що містить систему накопичення (акумулятор) та контрольований генератор для регулювання небалансу, баланс потужностей матиме вигляд:

$$V(t) = P_W(t) + P_S(t) \pm P_A(t) + P_G(t) - P_U(t), \quad (1)$$

де потужності у правій частині виразу відповідно до індексів означають поточну потужність вітрової (W), сонячної (S) електростанцій, акумуляторної батареї (A), контрольованого генератора (G) та навантаження (U). Акумуляторна батарея у даному записі розглядається як навантаження, однак вона може виступати й генератором, залежно від знаку. В якості P_G може виступати, наприклад, мінігідроелектростанція, дизель-генератор чи навіть централізована мережа у випадку гібридної енергосистеми. Тут $P_G(t)$ – кусково-неперервна функція керування ступінчастого виду, $P_U(t)$ – відома функція навантаження (плановий графік споживання), $V(t)$ – функція стану. При цьому потужності генерації та споживача (навантаження) можуть мати випадкові відхилення (флуктуації).

Знак при потужності акумулятора залежить від того, йде зарядка чи розрядження, а величина обумовлена швидкодією. Баланс енергії як кумулятивна сума поточного балансу потужностей та час T матиме складові:

$$E_V(T, \alpha_x) = E_{RES}(T, \alpha_W, \alpha_S) + \\ + E_G(T, \alpha_G) \pm E_A(T, \alpha_A), \quad (2)$$

де α_x відображають параметри відповідних складових. Поточне значення акумульованої енергії $E_A(T, \alpha_A)$ за абсолютною величиною рівне стану зарядки акумулятора і знаходиться в певних межах ($C_{\min}$, $C_{\max}$). Для простоти можна вважати мінімальний стан зарядки $C_{\min} = 0$, а під $C_{\max} = C$ розуміти діапазон зміни заряду (ефективну ємність). Сумарний баланс (2) дорівнює нулю за умови, що заряд акумулятора не вийшов на граничне значення, тобто приймає участь у маневруванні потужностей.

Ряд досліджень комбінованих систем з негарантованою потужністю базується на припущенні про властивості поточної потужності, що відповідають марківському процесу [23], тобто мають властивості ланцюга Маркова. Це дозволяє представити поточні значення в кожен фіксований момент часу залежними лише від попередніх значень. Перехід від поточного значення до наступного описується певною стохастичною залежністю. Аналогічне припущення справедливе й для моделі навантаження [24]. Надалі такий процес можна моделювати, використовуючи статистику фактичних значень (база накопичених даних має бути статистично значимою), і застосувати метод Монте-Карло для оцінки можливих станів системи. Стохастичний зв'язок суміжних значень часто описують за допомогою кореляційної матриці (такий підхід використовується зокрема в програмному комплексі HOMER), однак це потребує достатньої бази попередніх даних та порівняно великої кількості обчислень. Крім того, це накладає вимоги до тривалості часового інтервалу між фіксованими моментами – якщо кореляційна матриця побудована для певних часових проміжків, то й крок імітаційної моделі має бути лише таким. Значно економнішим видається підхід, що базується на застосуванні стохастичних диференційних рівнянь. Процес, що описує поточні відхилення генерованої потужності від

середнього значення, може бути модельований як дискретна модель блукання і має властивості процесу Орнштейна-Уленбека [25]. Це дає можливість варіювати тривалістю одиничного інтервалу, зокрема обирати бази даних діючих об'єктів з притаманною їх моніторинговим системам часовою дискретністю. Зауважимо, що за методикою Всесвітньої метеорологічної організації виміри показників погоди (джерел негарантованої потужності ВДЕ) фіксуються з кроком 3 години; в комплексі HOMER застосовано 1-годинні інтервали. Натомість сучасні системи накопичення працюють з дискретністю 30, 10 і навіть 1 хвилина, що розширює можливості моделювання процесу генерації енергії.

В узагальненому вигляді такий процес $V(t)$ може бути описаний виразом:

$$u_i = \alpha u_{i-1} + \eta \varepsilon_i,$$

де ε – стандартна нормальна випадкова величина;
α та η – параметри ряду.

Тут неперервний процес представлено дискретним як послідовність осереднених на елементарному часовому проміжку значень. Відповідно замість випадкової функції розглядаємо випадкову послідовність, записану як часовий ряд з властивостями ланцюга Маркова. Конкретну поведінку процесу впродовж випадково обраної доби вважаємо траєкторією (реалізацією) процесу, а набір реалізацій (наприклад, місячний обсяг даних) за означенням буде «пучком» або ансамблем реалізацій. Процес може бути представлений також як сімейство перетинів (при $t = t_i$), кожен з яких характеризується певним розподілом значень. Суміжні перетини процесу будуть частково залежними (корельованими), а розподіли окремих перетинів є скінченновимірними (процес регулярний) і можуть мати відмінності. Визначений таким чином процес за характером розподілу буде у загальному випадку дискретним гаусівським білим шумом [26], якщо не встановлено зміни характеру розподілу впродовж перетинів.

Такі параметри, як-от моменти розподілу, дають змогу оцінити роботу енергосистеми за умови ідентифікації виду розподілу випадкових складових (наприклад, функції щільності розподілу). Предметом дослідження та подальшого моделювання є випадкові складові, в той час як осереднені значення вважаються детермінованими, а їх забезпечення здійснюється в рамках прогнозованого графіка з використанням в тому числі й традиційних джерел енергії (централізованої електромережі). Як показує аналіз фактичних даних, такі випадкові складові балансу потужностей, як от сонячна (композиція нормального й рівномірного розподілів), вітрова та споживачі електроенергії, задовільно описуються нормальним розподілом – коли гіпотеза нормальності відповідає стандартним критеріям [27]. Робота акумулятора електроенергії є залежною від згаданих процесів, але в повному балансі вона фігурує разом із втратами генерації чи навантаження, які є кумулятивними сумами небалансів потужності і можуть мати відмінний від нормального розподіл. Однак ці процеси є внутрішніми, стосуються перерозподілу енергії всередині системи генерування, потужність якої в цілому задовільно (з урахуванням відповідних критеріїв) описується нормальним законом. За такої умови можна оцінити імовірність різних обставин – надмірного чи недостатнього генерування тощо, тобто дати числову оцінку показникам надійності.

Результати чисельного моделювання. Приклад поточної зміни потужностей генерації та навантаження зображено на рис. 1 (інтервал по часу 0,5 год). При рівності середніх за добу значень поточні відмінності спричиняють небаланс енергії, який на початку доби є надлишковим і компенсується до кінця доби.

На відміну від поточних показників, кумулятивні значення мають свої особливості. Щільність розподілу кумулятивних показників розглядалась, наприклад, в [28], де проаналізовано приклади фактично спостережених показників споживання електроенергії та синхронізованих показів доступних можливостей вітрової і сонячної генерації. Зауважено, що при забезпеченні добової циклічності (відповідності фактичних та прогнозованих середньодобових рівнів) як розподіл поточних небалансів потужності, так і кумулятивні суми, тобто небаланси енергії, мають виражений нормальний розподіл. Але при орієнтації лише на середньомісячні рівні, без внесення поправок на добовий прогноз, кумулятивні показники істотно відрізняються від нормального розподілу, нагадуючи «білий шум». Такими є результати аналізу фактичних даних щодо балансу вітро-сонячної генерації та навантаження [24], які стосуються річного обсягу метеоданих та споживання електроенергії населеним пунктом. За довільного режиму споживання, при якому приймаються до уваги лише середні за добу значення, величини генерації та навантаження співпадають.

Аналіз флуктуацій вітрової та сонячної енергії за умови відповідності їх середньої потужності та навантаження демонструє кращу відповідність нормальному розподілу. Так, за умов щоденного прогнозування середні за добу значення кумулятивної потужності флуктуацій виключно вітро-сонячної генерації мають близький до нормального розподіл; при цьому кожна доба починається та закінчується однаково (вимога добової циклічності), однак середнє за добу значення може мати різний знак залежно від ходу накопичення та втрати енергії. Середній за місяць баланс також дорівнює нулю. Розмах небалансу потужності та кумулятивного небалансу енергії практично відповідає умовам нормальності при порівнянні з відповідними квантилями розподілу.

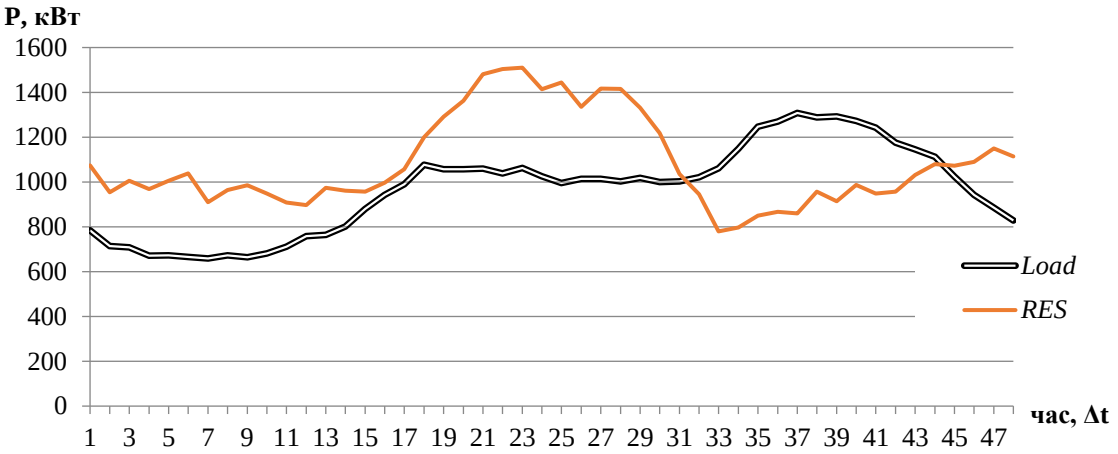


Рисунок 1 – Приклад добового ходу потужностей генерації (RES) та навантаження (Load)

За умови відсутності добового прогнозування і орієнтації лише на середньомісячні очікувані значення розмах відхилень від середнього значно збільшиться, а характер розподілу кумулятивних значень небалансів тяжітиме до місячної циклічності. Абсолютні значення кумулятивних небалансів потужності вітрових та сонячних електростанцій (флуктуацій відносно середньомісячного ходу) перевищують аналогічні показники добової циклічності, проте якісна поведінка зберігається. Додаткове врахування випадкових коливань потужності навантаження не змінює загального характеру розподілу кумулятивних небалансів, дещо збільшуючи розмах відхилень від середнього. Приклад добової реалізації зображено на рис. 2. Нормальність розподілу обумовлена тим, що в даній постановці режим навантаження (*Load*) вважається таким, що відповідає середньому ходу потужності ВДЕ (*RES*), з відмінністю за рахунок випадкових флуктуацій.

Розглянемо вплив регулювання на характер випадкових процесів. Наведені приклади розподілу кумулятивного небалансу потужностей описують поведінку власне генерації та споживання електроенергії. Наявність акумулятора змінить розмах небалансу за рахунок часткової компенсації відхилень в межах його ємності та швидкодії. Розглянемо зміну поведінки кумулятивного показника небалансу енергії (накопичення незбалансованих відхилень генерації від споживання $E_V(T, \alpha_W, \alpha_S, \alpha_G, \alpha_S, \alpha_U)$ (2) як випадкової величини залежно від параметрів акумулювання та генерації. Блок-схема розрахунку небалансів для локальної енергосистеми у складі ВДЕ, акумулювання та допоміжного генератора зображена на рис. 3. Розрахунок базується на імітаційному моделюванні випадкової поведінки сонячної і вітрової енергії, а також рівня навантаження та відповідних їм режимів акумулювання та вмикання (за потреби) допоміжного генератора. В якості навантаження розглянуто реальні приклади споживання електроенергії окремим населеним пунктом (наприклад, селом). В наведених нижче результатах погодні умови прийнято як для квітня (найбільш відповідного до середньорічних умов), коефіцієнт варіації навантаження дорівнює 0,1 (тобто середньоквадратичне відхилення середньодобового споживання становить 10 %). Крок по часовій шкалі дорівнює 10 хв., а кількість добових реалізацій випадкового процесу становить 1–2 тис., залежно від статистичної стійкості результатів. Врахування варіативності споживання дещо збільшить відносну мінливість результуючого балансу потужностей, не змінюючи якісної картини.

Математична модель сумісної роботи ВДЕ в системі зі змінним навантаженням, електроакумулюючим пристроєм та допоміжним регулюючим генератором реалізована у вигляді схеми послідовних моделей генерації і споживання та випадкових процесів, що описують поточний стан енергосистеми. Блок-схема послідовності розрахунків (рис. 3) дозволяє реалізувати імітаційне моделювання із застосуванням методів Монте-Карло.

Якщо розглядати сумісне регулювання енергобалансу за допомогою акумулятора енергії та додаткового керованого генератора, принциповим буде питання про алгоритм їх роботи. Природно прийняти, що акумулятор працюватиме постійно в межах своєї ємності, а генератор буде вмикатися з урахуванням стану акумулятора, тобто матиме вторинну дію. Предметом дослідження може бути вплив параметрів цих регулюючих засобів на стан забезпечення балансу потужностей та енергії, наявність оптимальних параметрів і режимів (алгоритмів) керування тощо.

Оскільки результуючий баланс потужностей змінюється внаслідок роботи акумулятора, очікувано зміниться режим роботи регулюючого генератора за тих же умов роботи енергосистеми. При цьому вмикання генератора змінить початковий баланс і відповідно роботу акумулятора, тобто система «ВДЕ-акумулятор-генератор» є динамічною та взаємопов'язаною. Тут незалежною змінною є потужність ВДЕ, а при більш точній постановці – ще й випадкове споживання енергії як додаткова складова невизначеності.

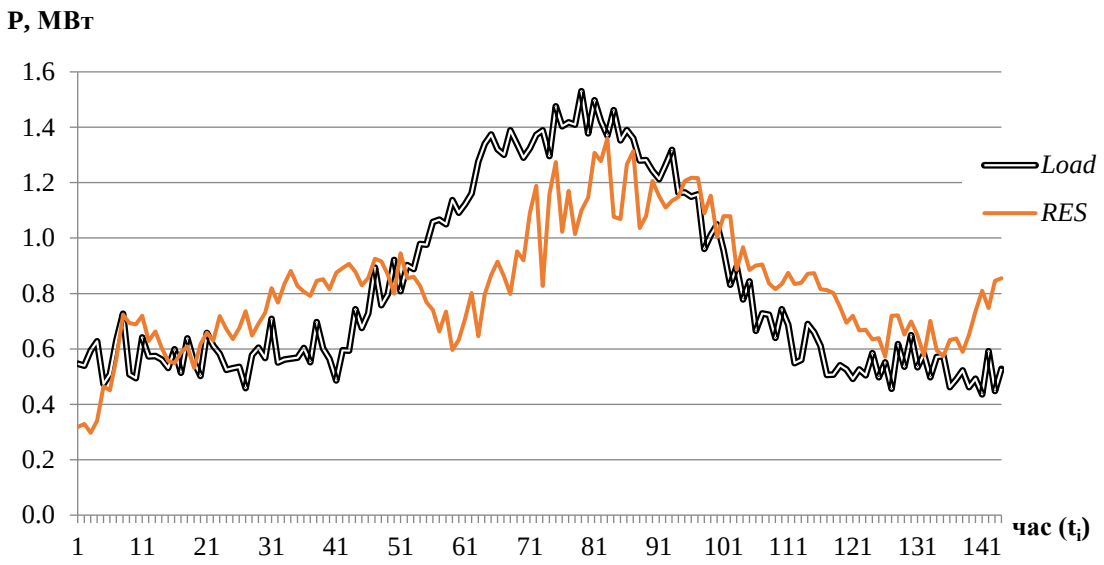


Рисунок 2 – Приклад змін поточної потужності навантаження та генерації ВДЕ протягом доби

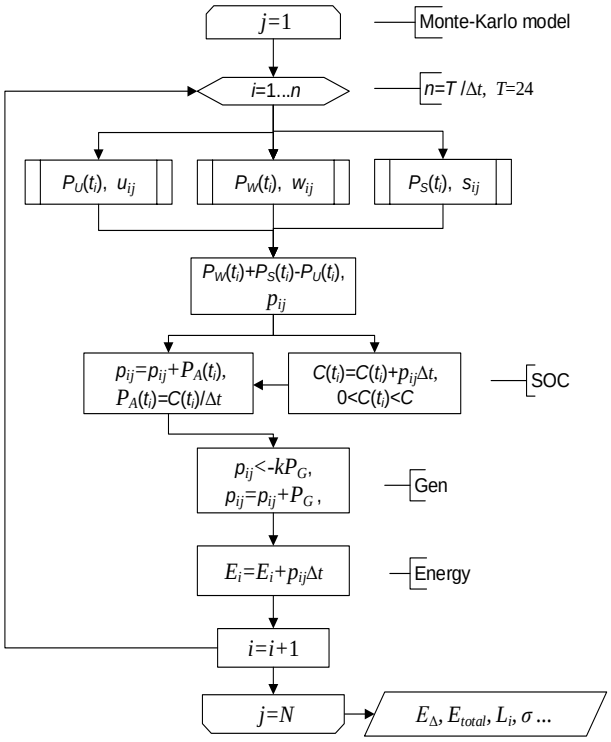
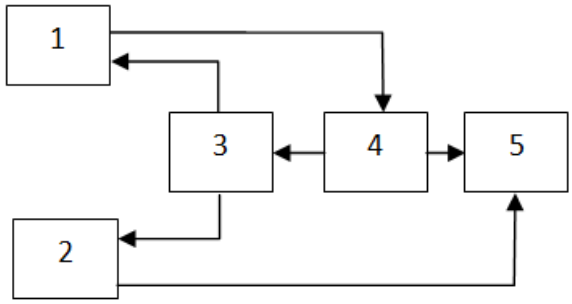


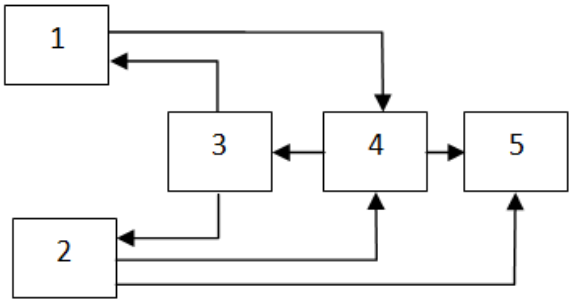
Рисунок 3 – Блок-схема розрахунку гібридної системи з акумулятором та генератором:
SOC (State of Charge) – стан зарядки акумулятора;
Gen – допоміжний генератор; Energy – накопичення енергії

Оскільки результуючий баланс потужностей змінюється внаслідок роботи акумулятора, очікувано зміниться режим роботи регулюючого генератора за тих же умов роботи енергосистеми. При цьому вмикання генератора змінить початковий баланс і відповідно роботу акумулятора, тобто система «ВДЕ-акумулятор-генератор» є динамічною та взаємопов'язаною. Тут незалежною змінною є потужність ВДЕ, а при більш точній постановці – ще й випадкове споживання енергії як додаткова складова невизначеності.

Розглянемо систему, в якій акумулятор працює з установками ВДЕ, а регулюючий генератор вмикається для споживача (тобто акумулятор не залежить від генератора, рис. 4 *а*). Тут закладена певна похибка, тому що надлишкова потужність генератора змінює стан акумулятора (частково спрямовується на його зарядку, рис. 4 *б*), оскільки генератор має вмикатися при розрядженому акумуляторі. Це зменшило б втрати надлишкової енергії.



а)



б)

Рисунок 4 – Структурні схеми локальної енергосистеми:
1– генерація ВДЕ; 2 – регулюючий генератор; 3 – контролер;
4 – акумуляторно-інверторний блок; 5 – споживач

Розглянемо результати застосування імітаційної моделі для означених вище умов, а саме споживання з

середньоквадратичним відхиленням варіацій середнього добового ходу на рівні 10 %, погодними умовами квітня (тотожними середньорічним), добовим прогнозуванням середніх рівнів генерації та споживання.

Статистичні результати роботи імітаційної моделі з різними параметрами генератора та акумулятора за умови максимальних (номінальних) значень потужностей ВДЕ $P_W = P_S = 1$ наведено у табл. 1. Використано відносні одиниці потужності (відн. од.). Розраховано середній рівень втрат навантаження L_2^{av} та середню потужність регулюючого генератора P_G^{av} за формулами:

$$L_2^{av} = \frac{1}{T}\int_0^T |V(t)^-|\, dt,$$
$$P_G^{av} = \frac{1}{T}\int_0^T P_G(t)\, dt, \qquad (3)$$

де $V(t)^-$ – негативна складова балансу потужності (1).

Таблиця 1 – Балансування потужностей при акумулюванні та регулюванні (у відн. од.)

C		P_g			
		0	**0,1**	**0,2**	**0,3**
0	L_2^{av}	0,075	0,049	0,056	0,065
	P_G^{av}	–	0,025	0,016	0,008
0,5 (k=0,1)	L_2^{av}	0,058	0,038	0,047	0,054
	P_G^{av}	–	0,020	0,013	0,006
0,5 (k=1)	L_2^{av}	0,046	0,028	0,035	0,040
	P_G^{av}	–	0,016	0,012	0,007
1 (k=1)	L_2^{av}	0,036	0,023	0,026	0,032
	P_G^{av}	–	0,013	0,009	0,004
3 (k=1)	L_2^{av}	0,031	0,020	0,023	0,029
	P_G^{av}	–	0,011	0,008	0,003

Як слідує з табл. 1, алгебраїчна сума середньої втрати навантаження та потужності генератора (тобто $L_2^{av} + P_G^{av}$) має незначні варіації на рівні до 2 %, спричинені додатковою втратою енергії при роботі генератора, що свідчить про неістотність впливу акумулятора на можливу надлишкову роботу генератора при обраному алгоритмі вмикання генератора лише при певному рівні негативного балансу потужностей. Наявність акумулятора енергії очікувано зменшує потребу в регулюючому генераторі, проте це зменшення не пропорційне зростанню ємності акумулятора, значно відстає у відносному вираженні, при тому що рівень втрат навантаження також повільніший. Отже, в комплексі «акумулятор-генератор» не помітно локальних екстремумів енергетичної ефективності; оптимальним вирішенням може бути така конфігурація потужностей, при якій рівень втрат навантаження не перевищуватиме допустимої для споживача величини. Натомість вартісні показники цих регуляторів балансу можуть мати істотну вагу, що й визначатиме пошук оптимуму в арбітражній зоні. Загалом задача оптимізації полягатиме в пошуку балансу між енергетичною (надійність забезпечення) та економічною (собівартість енергії) складовими.

Час, впродовж якого помітний небаланс потужностей (відмінний від нуля більш ніж на 1 % потужності навантаження), істотно залежить від ємності акумулятора C (табл. 2), але практично не залежить від потужності генератора P_g.

Таблиця 2 – Відсоток часу, коли існує помітний небаланс потужності (> 1 %)

Ємність акумулятора	0	0,5	1	1,5	2
Загальний небаланс	98	43	26	17	12
Негативний небаланс	51	23	13,5	8,5	6,2

Розподіл позитивного та негативного балансів практично симетричний, проте наявність акумулятора енергії значно скорочує тривалість незбалансованих ситуацій.

Розглянемо кумулятивне значення показника втрат навантаження, тобто суму втрат на 24-ту годину доби; даний показник свідчить переважно про надійність енергопостачання, хоча має і економічне вираження. Якби накопичення втрат було лінійним, то середнє на кінець доби було б подвоєним середнім повного набору даних; насправді модель показує певну нелінійність кумулятивних втрат, внаслідок несиметрії розподілу потужності ВДЕ впродовж доби. Як результат, на кінець доби маємо 1,85–1,95 середньодобового значення, тобто у другій половині доби втрати дещо менші, ніж у першій, хоча різниця видається неістотною.

У табл. 3 наведено кумулятивні втрати енергії на кінець доби (при переповненні акумулятора); тут вплив ємності є вирішальним, роль регулюючого генератора неістотна в межах статистичної похибки.

Таблиця 3 – Сумарні втрати енергії на кінець доби (відн. од.·год)

Ємність	0	0,5	1	1,5	2
Втрати	1,85	1,0	0,59	0,37	0,24

Втрати навантаження (недодана енергія) істотно залежать як від ємності акумулятора, так і від потужності генератора (табл. 4).

Таблиця 4 – Сумарні втрати навантаження на кінець доби (відн. од.·год)

C	P_g						
	0	**0,05**	**0,1**	**0,2**	**0,3**	**0,5**	**1**
0	1,86	1,43	1,31	1,46	1,68	1,84	1,85
0,5	0,98	0,78	0,71	0,74	0,85	0,97	0,98
1	0,60	0,48	0,44	0,45	0,48	0,56	0,59
1,5	0,39	0,31	0,29	0,30	0,32	0,36	0,38
2	0,26	0,21	0,18	0,19	0,22	0,23	0,25

Графічно наведена в табл. 4 залежність зображена на рис. 5. Для зручності шкала осі P_g зображена нерівномірною. Помітно мінімум втрат при певній потужності генератора на рівні $P_g \approx 0{,}15$ відн. од.; зростання його потужності понад 1 вже не впливає на

рівень втрат (генератор практично не вмикається). При зростанні ємності акумулятора втрати зменшуються по експоненціальній залежності. Якщо сумарні втрати за відсутності акумулятора прийняти за L^0_{Sum}, то $L_{Sum} \sim L^0_{Sum} \cdot e^{-C}$. Оскільки розмірності потужностей – відн. од., то розмірність енергії (ємності) – відн. од.·год. Зауважимо, що ця залежність статистична, оскільки в таблиці вище наведено осереднені дані для понад тисячі реалізацій.

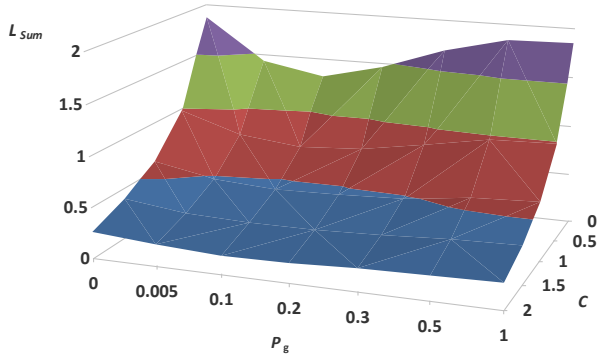


Рисунок 5 – Втрати навантаження, відн. од.·год (P_W = 1, P_S = 1)

Такий розподіл втрат навантаження характерний для варіанту паритетної генерації (P_W = 1, P_s = 1). Розглянемо, яким є вплив окремих видів ВДЕ.

При виключно вітровій генерації залежність втрат навантаження від регулюючих параметрів (ємності акумулятора та потужності генератора) якісно подібна до варіанту паритетної потужності, що обумовлено переважаючим утричі рівнем використання встановленої потужності вітрових електростанцій порівняно із сонячними. Загальний рівень втрат дещо нижчий, оскільки загальна генерація та споживання також пропорційно зменшились. Тому для зручності оцінки впливу сонячної генерації обираємо номінальну потужність сонячних електростанцій P_S = 3 відн. од., при цьому залишаємо вітрову на рівні 0,5 відн. од. для збереження нічної генерації та відповідного споживання на ненульовому рівні. Результати занесено до табл. 5 та відображено на рис. 6.

Таблиця 5 – Втрати споживання на кінець доби, відн. од.·год. (P_W = 0,5; P_S = 3)

C	P_g						
	0	**0,05**	**0,1**	**0,2**	**0,3**	**0,5**	**1**
0	2,10	1,79	1,67	1,82	1,93	2,02	2,08
0,5	0,90	0,72	0,68	0,72	0,79	0,84	0,89
1	0,51	0,44	0,4	0,43	0,46	0,48	0,49
1,5	0,32	0,24	0,20	0,23	0,26	0,28	0,3
2	0,24	0,18	0,15	0,18	0,20	0,21	0,22

Результати розрахунку показали, що розподіл вздовж доби майже лінійний (1,9–2,1).

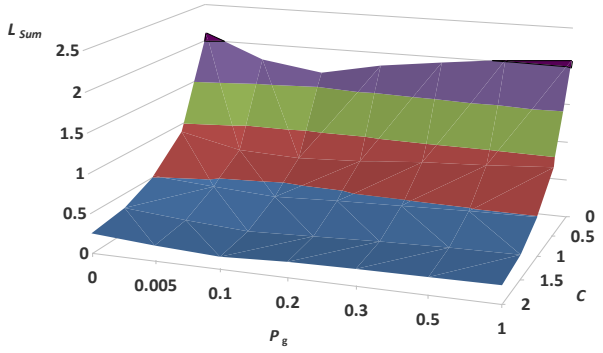


Рисунок 6 – Втрати навантаження, відн. од.·год (P_W = 0,5; P_S = 3)

Отже, при переважаючій потужності сонячної генерації якісний характер залежностей загалом зберігається, хоча наявність екстремуму по потужності генератора виражена менш явно.

Висновки. Запропонована математична модель локальної гібридної системи у складі традиційних і ВДЕ, включаючи використання загальної мережі і регулюючі потужності, дозволяє сформулювати і вирішити різноманітні задачі по оптимізації складу такої системи і режимів її роботи, а також отримувати різні оцінки необхідних показників. Зокрема, при досягненні робочою ємністю акумулятора певного рівня, який приблизно відповідає тригодинному середньому споживанню, вплив регулюючого генератора стає практично несуттєвим, його наявність видається потрібною лише для випадку малоймовірних ситуацій. Зазначимо, що такі оцінки отримано за погодних умов, що відповідають середньорічним, та при певних параметрах регулюючих пристроїв і алгоритмів (параметра k на схемі рис. 3). При інших числових показниках дещо змінюються кількісні оцінки, проте якісна поведінка процесу балансування загалом відповідає результатам даного дослідження.

При застосуванні імітаційного моделювання зауважено, що статистична стійкість досягається при формуванні понад тисячу реалізацій добового процесу. Використання моделі добової циклічності обумовлено потребою в добовому прогнозуванні та плануванні режимів роботи, а також досяжною точністю прогнозу показників ВДЕ. Незважаючи на вимоги погодинного планування на добу і більше, у даний час реально вдається забезпечити середньодобові показники, поточні ж показники мають певну мінливість. Тому практичне застосування запропонованого підходу передбачає детальне врахування саме місцевих умов, регіональних за потенціалом ВДЕ і конкретизованих за характером навантаження і можливостями енергосистем.

Список літератури

1. Obukhov S., Ibrahim A., Tolba M. A., El-Rifaie A. M.. Power balance management of an autonomous hybrid energy system based on the dual-energy storage. *Energies*. 2019. Vol. 12, no. 4. P. 4690. doi: 10.3390/en12244690
2. Olatomiwa L., Mekhilef S., Ismail M. S., Moghavvemi M. Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A

review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 62. P. 821–835.
3. Salas V., Suponthana W., Salas R. A. Overview of the off-grid photovoltaic diesel batteries systems with AC loads. *Appl. Energy*. 2015. Vol. 157. P. 195–216.
4. Hu X., Martinez C. M., Yang Y. Charging, power management, and battery degradation mitigation in plug-in hybrid electric vehicles: A unified cost-optimal approach. *Mech. Syst. Signal Process*. 2017. Vol. 87. P. 4–16.
5. Jakhrani A. Q., Othman A., Rigit A. R. H., Samo S. R. Life cycle cost analysis of a standalone PV system. *International Conference on Green and Ubiquitous Technology*. Jakarta, Indonesia, 2012.
6. Narvaez A., Cortes C., Trujillo C. L. Comparative analysis of topologies for the interconnection of batteries and supercapacitors in a Hybrid Energy Storage System. *Proceedings of the 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. Florianopolis, Brazil, 2017.
7. Choudar A., Boukhetala D., Barkat S., Brucker J.-M. A local energy management of a hybrid PV-storage based distributed generation for microgrids. *Energy Convers. Manag*. 2015. Vol. 90. P. 21–33.
8. Wu T., Shi X., Liao L., Zhou C., Zhou H., Su Y. A Capacity Configuration Control Strategy to Alleviate Power Fluctuation of Hybrid Energy Storage System Based on Improved Particle Swarm Optimization. *Energies*. 2019. Vol. 12, no. 4. P. 642. doi: 10.3390/en12040642
9. Negi S., Mathew L. Hybrid Renewable Energy System: A Review. *International Journal of Electronic and Electrical Engineering*. 2014. Vol. 7, no. 5. P. 535–542.
10. Shivarama K., Kumar K. S. A review on hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy* Reviews. 2015. Vol. 52. P. 907–916.
11. Bhandari B., Lee K. T., Lee G. Y., Cho Yu.-M., Ahn S.-H. Optimization of Hybrid Renewable Energy Power Systems: A Review. *International journal of precision engineering and manufacturing-green technology*. 2015. Vol. 2, no. 1. P. 99–112.
12. Wu Yu.-K., Chang S.-M. Review of the Optimal Design on a Hybrid Renewable Energy System. *MATEC Web of Conferences*. 2016. Vol. 55. P. 06001.
13. Sawle Y., Gupta S. C., Bohre A. K. Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 81, Part 2. P. 2217–2235.
14. Kyari I. B., Muhammad J. Y. Hybrid Renewable Energy Systems for Electrification: A Review. *Science Journal of Circuits, Systems and Signal Processing*. 2019. No. 8 (2). P. 32–39.
15. Lawan S. M., Wan Zainal Abidin W. A. *A Review of Hybrid Renewable Energy Systems Based on Wind and Solar Energy: Modeling, Design and Optimization. Wind Solar Hybrid Renewable Energy System*. 2020. 23 p.
16. Dawood F., Shafiullah G. M., Anda M. *Stand-Alone Microgrid with 100% Renewable Energy: A Case Study with Hybrid Solar PV-Battery-Hydrogen. Sustainability*. 2020. Vol. 12, no. 5. P. 2047.
17. *IRENA. Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook*. URL: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf (дата звернення: 27.01.2021).
18. Bocklisch T. Hybrid energy storage systems for renewable energy applications. *Energy Procedia*, 2015. Vol. 73. P. 103–111.
19. Zhang Y., Dong Z. Y., Luo F., Zheng Y., Meng K., Wong K. P. Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration. *IET Renewable Power Generation*. 2016. Vol. 10, no. 8. P. 1105–1113.
20. Geem Z. W. Size optimization for a hybrid photovoltaic–wind energy system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2012. Vol. 42, no. 1. P. 448–451.
21. Ghaffari R., Venkatesh B. Energy reserve trade optimization for wind generators using black and scholes options in small-size power systems. *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2015. Vol. 38, no. 2. P. 66–76.
22. Гитман, М. Б. *Введение в стохастическую оптимизацию: учеб. пособие*. Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. 104 с.
23. Luickx P., Vandamme W., Souto Perez P., Driesen J., D'haeseleer W. Applying Markov chains for the determination of the capacity credit of wind power. *2009 6th International Conference on the European Energy Market*. Leuven, Belgium. 2009. P. 1–6. doi: 10.1109/EEM.2009.5207146
24. Лисенко О. В. Оцінка випадкових властивостей рівнів споживання електроенергії. *Відновлювана енергетика*. 2018. № 1. С. 26–35.
25. Степанов С. С. *Стохастический мир*. URL: http://www.synset.com/ru (дата звернення: 20.01.2021).
26. Миллер Б. М., Панков А. Р. *Теория случайных процессов в примерах и задачах*. Москва: Физматлит, 2002. 320 с.
27. Кузнєцов М. П. Застосування нормального розподілу до опису швидкості вітру. *Відновлювана енергетика*. 2013. № 2. С. 53–58.
28. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В. Характер балансування потужності в локальній енергосистемі з відновлюваними джерелами енергії. *Науковий вісник ТДАТУ*. 2019. Т. 9, № 1. С. 1–11. doi: 10.31388/2220-8674-2019-1-17

References (transliterated)

1. Obukhov S., Ibrahim A., Tolba M. A., El-Rifaie A. M.. Power balance management of an autonomous hybrid energy system based on the dual-energy storage. *Energies*. 2019, vol. 12, no. 4, pp. 4690. doi: 10.3390/en12244690
2. Olatomiwa L., Mekhilef S., Ismail M. S., Moghavvemi M. Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016, vol. 62, pp. 821–835.
3. Salas V., Suponthana W., Salas R. A. Overview of the off-grid photovoltaic diesel batteries systems with AC loads. *Appl. Energy*. 2015, vol. 157, pp. 195–216.
4. Hu X., Martinez C. M., Yang Y. Charging, power management, and battery degradation mitigation in plug-in hybrid electric vehicles: A unified cost-optimal approach. *Mech. Syst. Signal Process*. 2017, vol. 87, pp. 4–16.
5. Jakhrani A. Q., Othman A., Rigit A. R. H., Samo S. R. Life cycle cost analysis of a standalone PV system. *International Conference on Green and Ubiquitous Technology*. Jakarta, Indonesia, 2012.
6. Narvaez A., Cortes C., Trujillo C. L. Comparative analysis of topologies for the interconnection of batteries and supercapacitors in a Hybrid Energy Storage System. *Proceedings of the 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. Florianopolis, Brazil, 2017.
7. Choudar A., Boukhetala D., Barkat S., Brucker J.-M. A local energy management of a hybrid PV-storage based distributed generation for microgrids. *Energy Convers. Manag*. 2015, vol. 90, pp. 21–33.
8. Wu T., Shi X., Liao L., Zhou C., Zhou H., Su Y. A Capacity Configuration Control Strategy to Alleviate Power Fluctuation of Hybrid Energy Storage System Based on Improved Particle Swarm Optimization. *Energies*. 2019, vol. 12, no. 4, pp. 642. doi: 10.3390/en12040642
9. Negi S., Mathew L. Hybrid Renewable Energy System: A Review. *International Journal of Electronic and Electrical Engineering*. 2014, vol. 7, no. 5, pp. 535–542.
10. Shivarama K., Kumar K. S. A review on hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy* Reviews. 2015, vol. 52, pp. 907–916.
11. Bhandari B., Lee K. T., Lee G. Y., Cho Yu.-M., Ahn S.-H. Optimization of Hybrid Renewable Energy Power Systems: A Review. *International journal of precision engineering and manufacturing-green technology*. 2015, vol. 2, no. 1, pp. 99–112.
12. Wu Yu.-K., Chang S.-M. Review of the Optimal Design on a Hybrid Renewable Energy System. *MATEC Web of Conferences*. 2016, vol. 55, pp. 06001.
13. Sawle Y., Gupta S. C., Bohre A. K. Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018, vol. 81, part 2, pp. 2217–2235.
14. Kyari I. B., Muhammad J. Y. Hybrid Renewable Energy Systems for Electrification: A Review. *Science Journal of Circuits, Systems and Signal Processing*. 2019, no. 8 (2), pp. 32–39.
15. Lawan S. M., Wan Zainal Abidin W. A. *A Review of Hybrid Renewable Energy Systems Based on Wind and Solar Energy: Modeling, Design and Optimization. Wind Solar Hybrid Renewable Energy System*. 2020. 23 p.
16. Dawood F., Shafiullah G. M., Anda M. *Stand-Alone Microgrid with 100% Renewable Energy: A Case Study with Hybrid Solar PV-Battery-Hydrogen. Sustainability*. 2020, vol. 12, no. 5, pp. 2047.

17. *IRENA. Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook*. Available at: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf (accessed 27.01.2021).
18. Bocklisch T. Hybrid energy storage systems for renewable energy applications. *Energy Procedia*, 2015, vol. 73, pp. 103–111.
19. Zhang Y., Dong Z. Y., Luo F., Zheng Y., Meng K., Wong K. P. Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration. *IET Renewable Power Generation*. 2016, vol. 10, no. 8, pp. 1105–1113.
20. Geem Z. W. Size optimization for a hybrid photovoltaic–wind energy system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2012, vol. 42, no. 1, pp. 448–451.
21. Ghaffari R., Venkatesh B. Energy reserve trade optimization for wind generators using black and scholes options in small-size power systems. *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2015, vol. 38, no. 2, pp. 66–76.
22. Gitman, M. B. *Vvedenie v stokhasticheskuyu optimizatsiyu: ucheb. posobie* [Introduction to Stochastic Optimisation: Tutorial]. Perm, Perm National Research Polytechnic University Publ., 2014. 104 p.
23. Luickx P., Vandamme W., Souto Perez P., Driesen J., D'haeseleer W. Applying Markov chains for the determination of the capacity credit of wind power. *2009 6th International Conference on the European Energy Market*. Leuven, Belgium. 2009, pp. 1–6. doi: 10.1109/EEM.2009.5207146
24. Lysenko O. V. Otsinka vypadkovykh vlastyvostey rivniv spozhyvannya elektroenerhiyi [Estimation the random properties of electricity consumption levels]. *Vidnovlyuvana enerhetika*. 2018, no. 1, pp. 26–35.
25. Stepanov S. S. *Stokhasticheskiy mir* [Stochastic world]. Available at: http://www.synset.com/ru (accessed 20.01.2021).
26. Miller B. M., Pankov A. R. *Teoriya sluchaynykh protsessov v primerakh i zadachakh* [Random process theory in examples and tasks]. Moscow, Fizmatlit Publ., 2002. 320 p.
27. Kuznietsov M. P. Zastosuvannya normal'noho rozpodilu do opysu shvydkosti vitru [Applying a normal distribution to the description of wind speed]. *Vidnovlyuvana enerhetika*. 2013, no. 2, pp. 53–58.
28. Kuznietsov M. P., Lysenko O. V. Kharakter balansuvannya potuzhnosti v lokal'niy enerhosystemi z vidnovlyuvanymy dzherelamy enerhiyi [Features of power balancing in the local energy system with renewable energy sources]. *Scientific bulletin of the Tavria State Agrotechnological University*. 2019, vol. 9, no. 1, pp. 1–11. doi: 10.31388/2220-8674-2019-1-17

Надійшла (received) 13.02.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Кузнєцов Микола Петрович (Кузнецов Николай Петрович, Kuznietsov Mykola) – доктор технічних наук, старший науковий співробітник, заступник директора з наукової роботи Інституту відновлюваної енергетики НАН України, м. Київ, Україна; ORCID: http://orcid.org/0000-0002-0497-7439; e-mail: nik_ku@ukr.net.

Лисенко Ольга Валеріївна (***Лысенко Ольга Валерьевна, Lysenko Olha)*** – доктор технічних наук, доцент кафедри електроенергетики і автоматизації Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного; м. Мелітополь, Україна; ORCID: http://orcid.org/0000-0001-7085-7796; e-mail: helga_vl@ukr.net.

Мельник Олександр Анатолійович (***Мельник Александр Анатольевич, Melnyk Oleksandr)*** – аспірант, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського»; м. Київ, Україна; ORCID: http://orcid.org/0000-0003-2894-3476; e-mail: oa.melnyk@kpi.ua.

УДК 621.31 **doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.09**

П. Д. ЛЕЖНЮК, О. А. БУСЛАВЕЦЬ, О. О. РУБАНЕНКО

БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ

Розглянуто особливості розбудови відновлюваних джерел енергії в електричних мережах. Виявлено основні зміни функціональних властивостей електроенергетичних систем, до яких можна віднести істотне зниження обсягу споживання електроенергії, зміну структури споживання електроенергії, стрімке збільшення встановленої потужності сонячних і вітрових електричних станцій. Обсяг споживання електроенергії у 2020 р. у порівнянні з 1990 р. знизився майже вдвічі (з 227 до 119 млрд кВт·год) і, як наслідок, значно знизилася частка напівпікового теплового генерування (з 71 % у 1990 р. до 35 % в 2020 р.), яке давало енергосистемі основну гнучкість, і в той же час зросла частка атомного генерування, яке працює в базовому режимі (з 25 % до 51 %). Зокрема, зменшилось споживання промисловістю, яка має стабільний графік навантаження (зі 146 млрд кВт·год (64 %) до 49 млрд кВт·год (42 %)). При цьому значно зріс попит на електроенергію населенням, профіль споживання якого характеризується значною добової нерівномірністю і чутливістю до дії метеорологічних факторів (з 21 млрд кВт·год (9 %) до 37 млрд кВт·год (31 %)). Тому в статті проаналізовано передумови виникнення проблеми маневреного генерування та досліджено можливі шляхи їх вирішення. Запропоновано оптимальний склад генерування електроенергії для України в період 2021–2025 рр., який передбачає збереження і навіть збільшення за рахунок оптимізації ремонтної кампанії частки виробництва електроенергії атомними електричними станціями, введення додатково 2–2,5 ГВт високоманевреного генерування і до 2 ГВт систем накопичення (з урахуванням гідроакумулюючих електростанцій), а також поступове еволюційне зниження як встановленої потужності, так і обсягів виробництва електроенергії напівпіковими вугільними електростанціями та підтримання політики декарбонізації із забезпеченням власної енергетичної безпеки. Розроблено комплексний підхід компенсації нестабільності генерування ВДЕ, що полягає в мінімізації витрат на резервування потужності різними доступними способами. Задача оптимізації витрат на способи компенсації нестабільності генерування ВДЕ розв'язується методом критеріального програмування. Вплив кожного способу резервування на сумарні витрати визначається за допомогою теорії чутливості.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, критеріальне програмування, аналіз чутливості, витрати на резервування, високоманеверне генерування.

П. Д. ЛЕЖНЮК, О. А. БУСЛАВЕЦ, Е. А. РУБАНЕНКО

БАЛАНСИРОВАНИЕ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ КРИТЕРИАЛЬНЫМ МЕТОДОМ

В данной статье рассмотрены особенности развития возобновляемых источников энергии в электрических сетях. Выявлены основные изменения функциональных свойств электроэнергетических систем, к которым можно отнести существенное снижение объема потребления электроэнергии, изменение структуры потребления электроэнергии, стремительное увеличение установленной мощности солнечных и ветровых электростанций. Объем потребления электроэнергии в 2020 г. по сравнению с 1990 г. снизился почти вдвое (с 227 до 119 млрд кВт·ч) и, как следствие, значительно снизилась доля полупикового теплового генерирования (с 71 % в 1990 г. до 35 % в 2020 г.), которое давало энергосистеме основную гибкость и в то же время выросла доля атомной генерации, которая работает в базовом режиме (с 25 % до 51 %). В частности, уменьшилось потребление промышленностью, которая имеет стабильный график нагрузки (со 146 млрд кВт·ч (64 %) до 49 млрд кВт·ч (42 %)). При этом значительно вырос спрос на электроэнергию населением, профиль потребления которого, характеризуется значительной суточной неравномерностью и чувствительностью к действию метеорологических факторов (с 21 млрд кВт·ч (9 %) до 37 млрд кВт·ч (31 %)). Поэтому в статье проанализированы предпосылки возникновения проблемы маневренного генерирования и исследованы возможные пути их решения. Предложен оптимальный состав генерирования электроэнергии для Украины в период 2021–2025 гг., который предусматривает сохранение и даже увеличение за счет оптимизации ремонтной кампании доли производства электроэнергии атомными электрическими станциями, введение дополнительно 2–2,5 ГВт высокоманевренного генерирования и до 2 ГВт систем накопления (с учетом гидроаккумулирующих электростанций), а также постепенное эволюционное снижение как установленной мощности, так и объемов производства электроэнергии полупиковыми угольными электростанциями и поддержания политики декарбонизации с обеспечением энергетической безопасности. Разработан комплексный подход компенсации нестабильности генерирования возобновляемых источников энергии, заключающийся в минимизации расходов на резервирование мощности различными доступными способами. Задача оптимизации затрат на способы компенсации нестабильности генерирования возобновляемых источников энергии решается методом критериального программирования. Влияние каждого способа резервирования на суммарные затраты определяется с помощью теории чувствительности.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, критериальное программирование, анализ чувствительности, расходы на резервирование, высокоманевренное генерирование.

P. LEZHNIUK, O. BUSLAVETS, O. RUBANENKO

BALANSING OF POWER AND ELECTRICITY IN THE ELECTRIC POWER SYSTEM WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES BY CRITERIONAL METHOD

This article considers the features of the development of renewable energy sources in electrical networks. The main changes in the functional properties of power systems, which include a significant reduction in electricity consumption, change in the structure of electricity consumption, rapid increase in the installed capacity of solar and wind power plants. Electricity consumption in 2020 is almost halved compared to 1990 (from 227 to 119 billion kWh) and as a consequence the share of semi-peak thermal generation, which gave the power system basic flexibility, has significantly decreased (from 71 % in 1990 to 35 % in 2020) and at the same time the share of nuclear generation, which operates in base mode, has increased (from 25 % to 51 %). In particular, consumption by industry with a stable load schedule, decreased (from 146 billion kWh (64 %) to 49 billion kWh (42 %)). At the same time, the demand for electricity by the households, whose consumption profile of which is characterized by significant daily unevenness and sensitivity to

© П. Д. Лежнюк, О. А. Буславець, О. О. Рубаненко, 2021

meteorological factors, has significantly increased (from 21 billion kWh (9 %) to 37 billion kWh (31 %)). Therefore, the article analyses the preconditions for the problem of flexible generation and explores possible ways to solve them. The optimal composition of electricity generation for Ukraine in the period 2021–2025 is proposed, which provides for the preservation and even increase by optimizing the repair campaign of the share of electricity production by nuclear power plants, the introduction of additional 2–2.5 GW of highly flexible generation and up to 2 GW storage systems (taking into account the pumped-storage power plant), as well as a gradual evolutionary decline in both installed capacity and electricity production by semi-peak coal-fired power plants and maintaining a policy of decarbonisation to ensure its own energy security. A comprehensive approach to compensating for the instability of renewable energy sources generation has been developed, which consists in minimizing the cost of power redundancy in various available ways. The problem of cost optimization for ways to compensate for the instability of renewable energy sources generation is solved by the method of criterion programming. The impact of each backup method on total costs is determined using sensitivity theory.

Keywords: renewable energy sources, criterion programming, sensitivity analysis, reservation costs, highly flexible generation.

Вступ. На сьогодні спостерігається неузгодженість дій щодо розбудови відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) і підготовки електричних мереж енергосистеми до транспортування та розподілу електроенергії, де генерується електроенергія ВДЕ. В [1–3] зазначено, що швидке інтегрування ВДЕ має вплив на якість електроенергії та потребує додаткових досліджень. Спостерігається парадоксальна ситуація – чим інтенсивніше розбудовуються ВДЕ і збільшується їх потужність, тим більше проблем в електроенергетиці як технічних, так і фінансових. Чомусь не зверталася увага на те, що одночасно з розвитком ВДЕ потрібно було відповідно модернізувати електричні мережі і передбачити методи та засоби компенсації нестабільності генерування ВДЕ, зокрема фотоелектричних станцій, в будівництво яких інвестувалося найбільше. У гонитві за кількістю мало що робилося для покращення енергоефективності електропостачання завдяки розбудові ВДЕ. Стан із втратами електроенергії і її якістю в електричних мережах в результаті не покращився, а часом навпаки, зате виникли суттєві складнощі з балансовою надійністю. На сьогодні це не тільки технічні проблеми, коли не розвивається інфраструктура, яка б відповідала частці ВДЕ в балансі потужності енергосистем України, але й проблеми розрахунків з інвесторами за вироблену електроенергію.

ВДЕ стають, а точніше вже є, невід'ємним елементом електроенергетичних систем (ЕЕС) [1, 4–6]. Очевидно, що вони мають оптимально інтегруватися в електричні мережі, нарощуючи потужність генерування та покращуючи техніко-економічні показники електричних мереж, надто розподільних [4, 7–9].

Мета роботи. Мета роботи полягає в дослідженні можливих способів компенсації нестабільності генерування ВДЕ в ЕЕС шляхом аналізу чутливості відносних витрат на них.

Передумови виникнення проблеми маневреного генерування та шляхи її вирішення. Українська енергосистема проектувалася і будувалася як складова частина єдиної енергосистеми колишнього Радянського Союзу і була орієнтована на забезпечення надійного електропостачання переважно промисловості, яка споживала основну частину електроенергії. Електропостачання забезпечувалося великими вузловими електростанціями (в основному тепловими (ТЕС) та атомними (АЕС)) і повітряними лініями електропередач (ЛЕП) високого класу напруги (до 750 кВ). З тих пір характеристики традиційного генерування, а також топологія мережі істотних змін не зазнали, однак значно змінились умови об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. Зокрема, характерним для сучасних електричних мереж є впровадження Smart Grid технологій, що також вносить зміни до формування балансу генерування і навантаження. На сьогодні засоби покращення умов для оптимального керування режимами ЕЕС доцільно розглядати в рамках концепції SMART Grid [10–15]. В [2, 11] зазначено основні зміни функціональних властивостей ЕЕС:

- істотно знизився обсяг споживання електроенергії. У порівнянні з 1990 р. – майже вдвічі, з 227 до 119 млрд кВт·год. Як наслідок, значно знизилася частка напівпікової теплової генерації (з 71 % у 1990 р. до 35 % в 2020 р.), яка давала енергосистемі основну гнучкість. У той же час зросла частка атомної генерації, яка працює в базовому режимі (з 25 % до 51 %).
- змінилася структура споживання електроенергії. Зокрема, зменшилось споживання промисловістю, яка має стабільний графік навантаження (зі 146 млрд кВт·год (64 %) до 49 млрд кВт·год (42 %)). При цьому значно зріс попит на електроенергію населенням, профіль споживання якого характеризується значною добової нерівномірністю і чутливістю до дії метеорологічних факторів (з 21 млрд кВт·год (9 %) до 37 млрд кВт·год (31 %)).
- стрімко збільшилася встановлена потужність сонячної (переважно) і вітрової енергетики [9, 10], яка вимагає залучення додаткових балансуючих резервів. Якщо на кінець 2018 р. сумарна потужність сонячних (СЕС) і вітрових електростанцій (ВЕС) становила 1,7 ГВт (без урахування окупованих територій), то на кінець 2020 р. вона зросла до 8 ГВт (з урахуванням СЕС домогосподарств).

Таким чином, позначився одночасний вплив двох підсилюючих один одного факторів – зниження доступних обсягів регулювання на ТЕС і збільшення потреби в маневреній генерації через підвищення нерівномірності добового графіка споживання і зростання змінної генерації з ВДЕ. У підсумку, це створило проблему дефіциту маневреної генерації і призвело до необхідності будівництва нових високоманеврових потужностей для підвищення гнучкості ОЕС України. На сьогодні енергосистема найбільше потребує швидкодіючих резервів первинного та автоматичного вторинного регулювання, зокрема – високоманевреного генерування зі швидким стартом/зупинкою і широким діапазоном регулювання потужності. Так, за даними НЕК «Укренерго», потреба в додатковій маневреній потужності оцінюється в 500 МВт уже в поточному році і до 2,5 ГВт – протягом наступних п'яти років. Цей

обсяг може бути отриманий або шляхом розширення діапазону регулювання існуючих енергоблоків, або введенням в експлуатацію нового високоманевреного генерування. Звичайно, найбільш природним механізмом залучення інвестицій в будівництво нової потужності є повністю лібералізований і відповідним чином відрегульований ринок електричної енергії, що створює стійкі цінові сигнали для інвесторів. Але в реальних умовах виключно ринковими механізмами розвиток генерації стимулюється тільки в деяких енергетичних системах – ERCOT (Техас, США) та NEM (Австралія). В інших країнах будівництво необхідної для покриття попиту на електроенергію генеруючої потужності здійснюється планово в рамках конкурсної процедури або із залученням тих чи інших механізмів державної підтримки. Ключовими особливостями, які роблять економічно недоцільним будівництво нових потужностей поза конкурсних процедур, є:

- встановлені цінові обмеження в різних сегментах ринку;
- проблеми балансуючого ринку, пов'язані з більш ніж п'ятимісячною затримкою розрахунків за продану в цьому сегменті електричну енергію. Це суттєвий фактор, оскільки високоманеврове генерування за своєю природою є активним учасником саме даного сегмента ринку;
- тривалий розрахунковий період (година). Коливання попиту на електроенергію протягом однієї години є досить суттєвими, однак вони усереднюються за вказаний розрахунковий період, що призводить до спотворення цінових індикаторів;
- наявність імпорту, який відразу ж витіснить нове вітчизняне генерування, яке буде змушене закладати в ціну продажу електроенергії також і повернення капітальних інвестицій.

Сьогодні необхідно започаткувати конкурси на будівництво нових генерувальних потужностей, що дозволить на конкурентних засадах залучити приватні інвестиції у високоманеврове генерування. Підвищенню гнучкості енергосистеми також сприятиме залучення виробників з ВДЕ до активної участі на ринку електричної енергії (шляхом переходу від моделі «зеленого» тарифу до системи контрактів на різницю); розвиток систем накопичення енергії; інтегрування з ENTSO-E з одночасним розвитком міжсистемних зв'язків. Системний оператор НЕК «Укренерго» збалансує енергосистему в будь-якому випадку, питання тільки в ціні такого балансування і вартості підсумкового енергоміксу. Так, при подальшому зростанні і нерегульованих СЕС і ВЕС в рамках моделі «зеленого» тарифу або аукціонної системи підтримки (тобто з урахуванням пріоритетної диспетчеризації і оплати за недовідпуск), в умовах відсутності маневрених балансуючих потужностей диспетчери НЕК «Укренерго» будуть змушені обмежувати базову генерацію АЕС, а також віддавати команди на розвантаження ВДЕ (з відповідною оплатою за «зеленим» тарифом за «повітря» – невироблену електроенергію). Крім того, оскільки ВДЕ в першу чергу витісняють з енергоміксу теплову генерацію, втрачається сенс в її подальшій підтримці в робочому стані (в обсягах, необхідних для успішного проходження осінньо-зимового періоду). Як наслідок, в пікові години споживання можлива поява вже не профіциту, а дефіциту потужності, для компенсації якого потрібно буде або імпортувати електричну енергію, або обмежувати споживачів. Звичайно ж, такий сценарій роботи енергосистеми вкрай небажаний.

Синхронізація з ENTSO-E системно не вирішить проблеми дефіциту маневреної потужності, тому що в України досить слабкі міжсистемні зв'язки з ENTSO-E. Так, за даними НЕК «Укренерго», сьогоднішні міждержавні лінії електропередачі на перетині Україна–ENTSO-E забезпечують пропускну здатність на рівні лише 1800–1900 МВт. Причому навіть після переходу на синхронну роботу з ENTSO-E пропускна здатність не збільшиться – для цього буде потрібно будівництво/введення в експлуатацію ряду додаткових ліній, в тому числі на стороні сусідів. По-друге, всі наявні інтерконектори зосереджені на крайньому заході України і в разі виникнення дефіциту потужності в центрі або на сході країни транзит буде обмежений через внутрішні «вузькі місця» в системі передачі. По-третє, в питаннях безпеки поставок сподіватися на імпорт електричної енергії апріорі невірно, адже ніхто не зможе гарантувати, що в кожен момент часу будуть законтрактовані і здійснені поставки саме тих обсягів, які необхідні енергосистемі. По-четверте, через відсутність джерел фінансування виконання Національного плану скорочення викидів великими ТЕС з 2025 р. очікується дефіцит вже не тільки маневреного, але і напівпікового та базового генерування.

Оптимальний склад генерування для України в період 2021–2025 рр. Формування оптимального складу генерування електроенергії для України в період 2021–2025 рр. передбачає збереження і навіть збільшення за рахунок оптимізації ремонтної кампанії, частки виробництва електроенергії АЕС, введення додатково 2–2,5 ГВт високоманевреної генерації і до 2 ГВт систем накопичення (з урахуванням гідроакумулюючих електростанцій), а також поступове еволюційне зниження як встановленої потужності, так і обсягів виробництва електроенергії напівпіковими вугільними електростанціями і підтримання політики декарбонізації із забезпеченням власної енергетичної безпеки. Так, за даними НЕК «Укренерго» для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію в ОЕС України у 2030 р. повинно залишатися в працездатному стані не менше 12 ГВт напівпікових потужностей ТЕС (глибоко модернізованих і такими, що відповідають всім жорстким європейським нормам щодо викидів CO_2, пилу, сірки і азоту). Що стосується відновлюваної енергетики, то потрібно трансформувати структуру її встановленої потужності, надаючи більший пріоритет біоенергетиці (стабільне виробництво) і вітроенергетиці, обсяги генерування якої в Україні вище саме в зимовий період, коли зростає попит на електричну енергію. Впровадження

аукціонної системи підтримки відновлюваної енергетики як раз і дозволить забезпечити таке регулювання шляхом квотування по окремим технологіям ВДЕ.

Комплексний підхід щодо компенсації нестабільності генерування ВДЕ. Оптимальним видається комплексний підхід, коли для компенсації нестабільності генерування ВДЕ використовуються декілька способів. В цьому випадку мінімізуються сумарні витрати B_{Σ} на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування потужності. Задача оптимізації резервування ставиться як:

$$B_{\Sigma} = \mathrm{B_x}(P_{\mathrm{x}}) + \mathrm{B_в}(P_{\mathrm{в}}) + \\ + \mathrm{B_г}(P_{\mathrm{г}}) + \mathrm{B_c}(P_{\mathrm{c}}) + \mathrm{B_п}(P_{\mathrm{п}}) \rightarrow min, \quad (1)$$

де $\mathrm{B_x}(P_{\mathrm{x}})$ – витрати на резервування накопичувачами хімічного типу;

$\mathrm{B_в}(P_{\mathrm{в}})$ – витрати на водневі технології;

$\mathrm{B_г}(P_{\mathrm{г}})$ – витрати, пов'язані з використанням біогазових технологій як резерву;

$\mathrm{B_c}(P_{\mathrm{c}})$ – витрати на користування системним резервом, що фактично є компенсацією за утримання резерву на блоках ТЕС, які працюють за ціновими заявками, і визначається за формулою [16, 17]:

$$\mathrm{B_c} = \begin{cases} P_{\mathrm{c}} \cdot \left(\mathrm{в}_{\mathrm{p}}^{\mathrm{c}} - d\mathrm{в}_{\mathrm{п}}\right), \mathrm{в}_{\mathrm{p}}^{\mathrm{c}} > d\mathrm{в}_{\mathrm{п}} \\ 0, \mathrm{в}_{\mathrm{p}}^{\mathrm{c}} < d\mathrm{в}_{\mathrm{п}} \end{cases} \text{(грн/год)}, \quad (2)$$

де $\mathrm{в}_{\mathrm{p}}^{\mathrm{c}}$ – гранична ціна системи, яка формується для розрахункової години на оптовому ринку електроенергії;

$d\mathrm{в}_{\mathrm{п}}$ – прирощена ціна палива, що визначається на основі похідної функції витрат палива на виробництво електроенергії за рівнем навантаження агрегату електростанції та вартості потрібного палива;

$\mathrm{B_п}(P_{\mathrm{п}})$ – витрати на запаси пропускної спроможності ліній електропередачі;

P_{x}, $P_{\mathrm{в}}$, $P_{\mathrm{г}}$, P_{c}, $P_{\mathrm{п}}$ – відповідно оптимальні значення потужностей, які визначаються із кожного зі способів резервування [16].

Потреба України у резервуванні за інформацією протягом 2021–2023 рр. становить 1500 МВт щодо батарейних систем накопичення електроенергії. Витрати на резервування накопичувачами хімічного типу включають в себе витрати встановлення:

$$\mathrm{B}_x(P_{\mathrm{x}}) = \mathrm{в}_{P_{\mathrm{x}}}^{\text{пит}} P_{\mathrm{x}},$$

де $\mathrm{в}_{P_{\mathrm{x}}}^{\text{пит}}$ – питомі витрати на накопичувач певної ємності, грн/кВт·год.

Але також треба враховувати витрати на паливо, тобто вартість електроенергії для зарядки і обслуговування хімічних накопичувачів (1 грн 68 к. за 1 кВт·год для населення, для промислових підприємств кожним обленерго визначається індивідуально) [18]. У Німеччині для невеликих літій-іонних акумуляторних батарей вартість встановлення знизилася на 60 % у період з 4 кварталу 2014 р. по 2 квартал 2017 р. Передбачається зростання масштабів виробництва літій-іонних акумуляторів, відповідно вартість може зменшитися до 2030 р. ще на 54–61 %. Це відображатиме зниженню загальної вартості літій-іонних батарей для стаціонарних застосувань до 145 дол. США/кВт·год та 480 дол. США/кВт·год, залежно від хімічних показників батареї (рис. 1) [19].

На рисунку позначені наступні типи акумуляторів: LA – свинцево-кислотний; VRLA – свинцево-кислотний з клапанним регулюванням; NaS – натрієво-сірчаний; NaNiCl – нікель-сольовий; VRFB – ванадієва редокс-проточна батарея; ZBFB – цинково-бромна проточна батарея; NCA – нікель-кобальт-алюмінієвий; NMC/LMO – нікель-марганець-кобальт оксидний/літій-марганцево-оксидний; LFP – літій-залізо-фосфатний; LTO – літій-титанатний.

За інформацією станом на 1.02.2021 вартість встановлення 1 кВт накопичувача хімічного типу становила 100–210 дол. США/кВт·год.

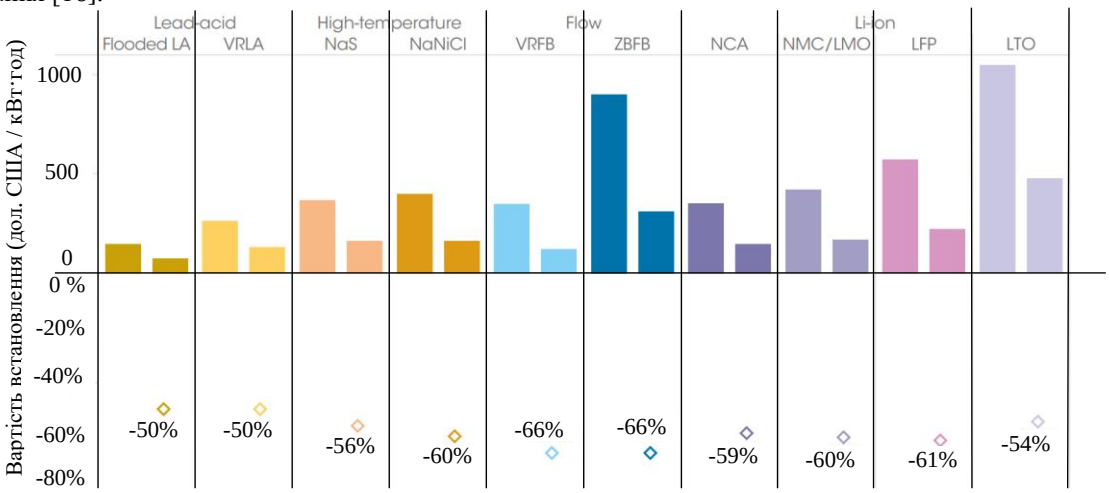


Рисунок 1 – Прогнозування зменшення вартості встановлення акумуляторної системи зберігання електроенергії, 2016–2030 рр.

Витрати на резервування з використанням водневих технологій включають в себе витрати встановлення:

$$В_в(P_в) = в_{P_в}^{пит} P_в,$$

де $в_{P_в}^{пит}$ – питомі витрати на водневі технології, 800 дол. США/кВт·год.

За даними [20] на формування питомих витрат генерування електроенергії з використанням біогазових установок впливає тип і відстань бази сировини (економічно доцільною відстанню для доставки сировини є дистанція до 20 км для рідкої сировини і до 50 км – для сухої). Вартість 1 кВт встановленої потужності суттєво залежить від розміру, тобто чим більший проєкт, тим дешевше, і в середньому становить 1500 євро за 1 кВт встановленої потужності. $В_г(P_г)$ – витрати, пов'язані з використанням біогазових технологій як резерву, визначаються наступним чином:

$$В_г(P_г) = в_{P_г}^{пит} P_г,$$

де $в_{P_г}^{пит}$– питомі витрати на біогазові технології.

Витрати на підтримання запасу по пропускній спроможності ЛЕП визначаються за виразом:

$$В_п(P_п) = в_{P_п}^{пит} P_п,$$

де $в_{P_п}^{пит}$ – питомі витрати по підтриманню запасу по пропускній спроможності ЛЕП, грн/кВт·год.

Задача оптимізації витрат на способи компенсації нестабільності генерування ВДЕ розв'язується методом критеріального програмування, який добре себе зарекомендував для розв'язання аналогічного типу оптимізаційних задач енергетики [21, 22]. В результаті критеріального програмування визначаються критерії подібності, які є ваговими коефіцієнтами окремих витрат в сумарних витратах B_Σ. Критерії подібності пронормовані:

$$\pi_х + \pi_в + \pi_г + \pi_с + \pi_п = 1, \qquad (3)$$

де $\pi_i = \frac{B_i(P_i)}{B_\Sigma}$ – критерії подібності (вагові коефіцієнти) відповідно витрат на способи компенсації нестабільності генерування ВДЕ.

Перевагою критеріального методу є те, що за його допомогою можна розв'язати такі важливі задачі оптимізації як співрозмірність та чутливість критерію оптимальності за мінімуму вихідної інформації [18]. Такий підхід дозволяє розв'язувати задачу оптимізації (1) поетапно, коли враховуються тільки окремі складові, які з тих чи інших причин є прийнятними на сьогодні.

Встановленню нових балансуючих потужностей високоманевреного генерування та нарощення потужності існуючих передують проектні розробки. При проектуванні обирається найбільш раціональний склад маневреної потужності генерування. Для кількісного оцінювання економічності генерування можна використовувати витрати на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування потужності різними доступними способами. На практиці використовується метод варіантного співставлення, тобто досліджується не один, а декілька можливих варіантів (способів) компенсації нестабільності генерування негарантованими джерелами енергії. Кожен з них опрацьовується з глибиною, необхідною для судження про його основні технічні та техніко-економічні характеристики.

Математична критеріальна модель питомих витрат на 1 кВт резервування за сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі та біогазові установки. Розглянемо задачу, коли з метою компенсації нестабільності генерування ВДЕ використовуються хімічні накопичувачі електроенергії та біогазові генерувальні установки з урахуванням пропускної здатності ЛЕП, наявної можливості компенсування з використанням системного резерву та водневих технологій. При виборі оптимальних потужностей, в залежності від способу резервування потужності та електроенергії, приведені витрати можна представити у вигляді виразу [21]:

$$В = (b_1 + b_2 P_х + b_3 P_г) \cdot P_п + b_4 \left(\frac{P_с}{P_х}\right)^2 \left(\frac{P_п}{P_г}\right) +$$

$$+ b_5 + b_6 P_с + b_7 P_с P_х + b_8 P_х P_п + b_9 \frac{P_п P_с}{P_х}, \qquad (4)$$

де b_1–b_9 – узагальнені константи, що містять вихідні дані вирішуваної задачі.

Розглянемо сценарій, при якому змінними, що підлягають оптимізації, є потужність хімічних накопичувачів та потужність біогазових установок. Зміна (збільшення) системного резерву можлива лише шляхом збільшення генерування ТЕС, що не відповідає політиці декарбонізації. Зміна пропускної здатності ЛЕП шляхом реконструкції існуючих мереж (наприклад перехід на вищий клас напруги – з 10(6) кВ на 20 кВ) є економічно недоцільною, через значний строк окупності, а побудова нових ЛЕП є більш затратною. Значення змінних $P_х$ і $P_г$, що оптимізуються, визначимо за допомогою критеріального методу. Для цього згрупуємо складові (4) і введемо узагальнені константи, що визначаються відомими витратами на водневі технології, системний резерв і пропускну здатність:

$$C_1 = b_2 P_п + b_7 P_с + b_7 P_п,$$

$$C_2 = b_9 P_с P_п,$$

$$C_3 = b_9 P_п P_с^2,$$

$$C_4 = b_3 P_п. \qquad (5)$$

Запишемо (4) з врахуванням (5):

$$В = C_1 P_х + C_2 P_х^{-1} + C_3 P_х^{-2} P_г^{-1} + C_4 P_г. \qquad (6)$$

Визначимо мінімальне значення змінної складової витрат та відповідні йому оптимальні значення потужностей $P_х$ і $P_г$, а також вектор критеріїв подібності π. Ступінь складності задачі дорівнює одиниці. Методика розв'язання такого типу задач та приклад її використання детально описано в [21, 22]. Враховуючи умову ортогональності та нормування, система рівнянь відносно критеріїв подібності записується у вигляді:

$$\begin{cases} \pi_1 - \pi_2 - 2\pi_3 = 0 \\ -\pi_3 + \pi_4 = 0 \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 = 1 \end{cases}.$$

В даній системі три рівняня і чотири невідомі. Для визначення вектора критеріїв подібності скористаємось методом, описаним в [21], де приймається базисна змінна і через неї визначаються решта змінних, використовуючи вектори нормалізації і нев'язки. Запишемо для останньої системи рівнянь відповідну матрицю показників α:

$$\alpha = \begin{bmatrix} 1 & -1 & -2 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}.$$

Щоб отримати вектори нормалізації β_0 і нев'язки β_1, матрицю показників α необхідно перетворити за алгоритмом Гауса-Жордана. Проте в даному випадку в матриці α достатньо переставити місцями другий та четвертий стовпці і отримаємо бажану матрицю:

$$\alpha' = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -2 & -1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \end{bmatrix}.$$

Зауважимо, що по суті цією перестановкою ми визначилися з базовою змінною – нею є π_2. Тоді матриця, що складається з векторів нормалізації та нев'язки записується у вигляді:

$$\beta = \begin{bmatrix} 2 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}.$$

Тепер, щоб відновити порядок індексації π, порушений перестановкою другого та четвертого стовбців матриці α, змінимо місцями другий та четвертий рядки матриці β:

$$\beta = \begin{bmatrix} 2 & 1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}.$$

Вектори нормалізації β_0 і нев'язки β_1 визначаються як:

$$\beta_0 = \begin{bmatrix} 1/2 \\ 0 \\ 1/4 \\ 1/4 \end{bmatrix};\ \beta_1 = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - 2 \cdot \begin{bmatrix} \frac{1}{2} \\ 0 \\ \frac{1}{4} \\ \frac{1}{4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} \end{bmatrix}.$$

Оскільки незалежною зміною є π_2, то вектор критеріїв подібності запишеться у вигляді:

$$\pi = \beta_0 + \beta_1 \pi_2. \tag{7}$$

З урахуванням числових значень β_0 і β_1 вектор критеріїв подібності запишеться:

$$\pi = \begin{bmatrix} \frac{1}{2} \\ \pi_2 \\ \frac{1}{4} - \frac{1}{2}\pi_2 \\ \frac{1}{4} - \frac{1}{2}\pi_2 \end{bmatrix}.$$

Визначимо оптимальне значення вектора π. Для цього, згідно з [21], запишемо рівняння відносно базового критерію π_2:

$$\left(\frac{1}{2}\right)^0 \pi_2^{\ 1} \left(\frac{1}{4} - \frac{1}{2}\pi_2\right)^{-\frac{1}{2}} \left(\frac{1}{4} - \frac{1}{2}\pi_2\right)^{-\frac{1}{2}} = \\ = C_1^0 C_2^1 C_3^{-1/2} C_4^{-1/2}.$$

Розв'язуючи його відносно π_2, отримаємо, що:

$$\pi_2 = \frac{C_2}{4C_3^{1/2}C_4^{1/2} + 2C_2}.$$

Підставивши в останній вираз значення коефіцієнтів C, отримаємо:

$$\pi_2 = \frac{b_9}{4b_3^{1/2}b_4^{1/2} + 2b_9}.$$

З урахуванням отриманого значення базисного критерію π_2 оптимальний вектор $\pi_{опт}$ запишеться у вигляді:

$$\pi_{опт} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2} \\ \frac{b_9}{4(b_3b_4)^{\frac{1}{2}} + 2b_9} \\ \frac{(b_3b_4)^{\frac{1}{2}}}{4(b_3b_4)^{\frac{1}{2}} + 2b_9} \\ \frac{b_9}{4(b_3b_4)^{\frac{1}{2}} + 2b_9} \end{bmatrix}. \tag{8}$$

Мінімальне значення змінної складової витрат визначимо, скориставшись наступним виразом [21]:

$$B_{мін} = \left(\frac{C_1}{\pi_{10}}\right)^{\pi_{10}} \left(\frac{C_2}{\pi_{20}}\right)^{\pi_{20}} \left(\frac{C_3}{\pi_{30}}\right)^{\pi_{30}} \left(\frac{C_4}{\pi_{40}}\right)^{\pi_{40}}.$$

З урахуванням виразів (5) і (8) отримаємо, що:

$$B_{мін} = 2\big((b_7P_c + (b_2 + b_8)P_п)P_п \times$$

$$\times P_c\left(2(b_3b_4)^{\frac{1}{2}}+b_9\right)\Bigg)^{\frac{1}{2}}. \qquad (9)$$

Оптимальне значення потужності хімічних накопичувачів знайдемо із співвідношення:

$$\pi_{10}\cdot B_{\text{мін}} = (b_2P_{\text{п}} + b_7P_c + b_8P_{\text{п}})P_{\text{х_опт}}.$$

Після відповідних перетворень:

$$P_{\text{х_опт}} = \left[\frac{\left(2\sqrt{b_3b_4}+b_9\right)P_cP_{\text{п}}}{b_7P_c+(b_2+b_8)P_{\text{п}}}\right]^{\frac{1}{2}}. \qquad (10)$$

Оптимальне значення потужності біогазових установок можна визначити із співвідношення:

$$\pi_{40}\text{B}_{\text{мін}} = b_3\text{P}_{\text{п}}\text{P}_{\text{г}}.$$

Після перетворень отримуємо:

$$\text{P}_{\text{г_опт}} = \left[\frac{b_4\text{P}_{\text{c}}}{b_3}\cdot\frac{b_7P_c+(b_2+b_8)P_{\text{п}}}{P_{\text{п}}\left(2\sqrt{b_4b_3}\right)+b_9}\right]^{\frac{1}{2}}. \qquad (11)$$

Аналіз оптимального рішення на чутливість або економічну стійкість можна провести за допомогою критеріальної моделі, яка для даної задачі має вигляд:

$$\text{B}_* = \pi_1P_{\text{x}_*} + \pi_2\text{P}_{\text{x}*}^{-1} + \pi_3\text{P}_{\text{x}*}^{-2}\text{P}_{\text{г}*}^{-1} + \pi_4\text{P}_{\text{г}*}. \qquad (12)$$

де $\text{B}_* = \frac{\text{B}}{\text{B}_{\text{мін}}}$; $P_{\text{x}_*} = \frac{P_{\text{x}}}{\text{P}_{\text{x}_{\text{опт}*}}}$; $P_{\text{г}_*} = \frac{P_{\text{г}}}{\text{P}_{\text{г}_{\text{опт}*1}}}$.

Для створення критеріальної моделі необхідно визначити компоненти вектора критеріїв подібності. З виразу (8) можна зробити висновок, що критерії подібності залежать лише від b_3, b_4 та b_9. Таким чином, для аналізу оптимального рішення достатньо знати лише ці коефіцієнти. Коефіцієнти b_1–b_9 характеризують особливості зони ЕЕС, для якої передбачається компенсування нестабільності генерування негарантованих джерел енергії, і залежать від багатьох факторів, таких як питома вартість встановленої потужності резервування в залежності від способу, вартість використання системного резерву і т.д.

Розглянемо сценарій, для якого $b_1 = 0{,}3$; $b_2 = 0{,}03$; $b_3 = 10\cdot10^{-3}$; $b_4 = 5\cdot10^{-3}$; $b_5 = 20$; $b_6 = 0{,}8\cdot10^{-3}$; $b_7 = 5\cdot10^{-3}$; $b_8 = 0{,}03$; $b_9 = 5{,}6\cdot10^{-3}$. При таких даних оптимальне значення потужності хімічних накопичувачів та потужності біогазових установок визначається за формулами:

$$\text{P}_{\text{x}_{\text{опт}*}} = 9.94\cdot\sqrt{\frac{P_{\text{c}}P_{\text{п}}}{300\cdot P_{\text{п}}+25\cdot P_{\text{c}}}},$$

$$\text{P}_{\text{г}_{\text{опт}*}} = 0.07\cdot\sqrt{300\cdot P_{\text{п}}\cdot\frac{25\cdot P_{\text{c}}^{2}}{P_{\text{п}}}}.$$

Підставивши значення b_1–b_9 у (8), отримано критерії подібності:

$$\pi = \begin{bmatrix}0.5\\0.142\\0.179\\0.179\end{bmatrix}.$$

Тоді критеріальна модель (12) має вигляд:

$$\text{B}_* = 0.5P_{\text{x}_*} + 0.142\text{P}_{\text{x}*}^{-1} + .179\text{P}_{\text{x}*}^{-2}\text{P}_{\text{г}*}^{-1} + \\ +0.179\text{P}_{\text{г}*}. \qquad (13)$$

Дана модель зручна для аналізу чутливості приведених витрат до зміни потужності хімічних накопичувачів (рис. 2) та потужності біогазових установок (рис. 3) [21, 23]. Вирази (10) і (11) показують, що економічно доцільні значення потужностей, які визначаються із кожного зі способів резервування і витрат на їх реалізацію, залежать від прийнятого сценарію реалізації резервування з урахуванням наявного системного резерву та пропускної здатності ЛЕП. Тому економічно доцільні способи резервування та їх потужності, а також параметри реалізації кожного способу обираються з урахуванням їх взаємовпливу в системі. За допомогою виразів (10) і (11) можливо оцінити вплив вихідних даних на економічно доцільні значення потужностей, які визначаються із кожного зі способів резервування, а з виразу (13) можливо дослідити чутливість витрат до зміни потужностей [20, 21].

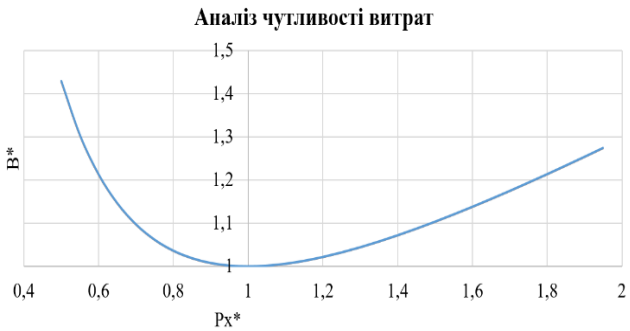


Рисунок 2 – Чутливість витрат до зміни потужності хімічних накопичувачів

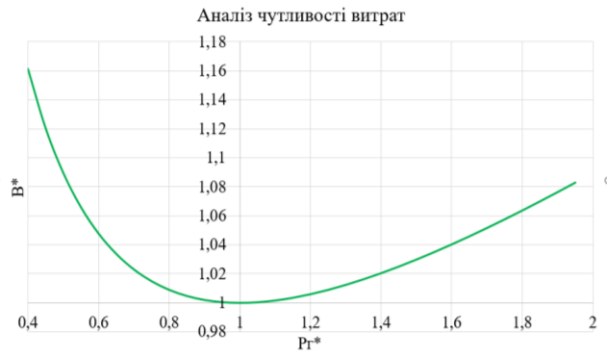


Рисунок 3 – Чутливість витрат до зміни потужності біогазових установок

Висновки. Серед особливостей ВДЕ в ЕЕС є їх вплив на режимну та балансову надійність. Оскільки вітрові та фотоелектричні станції як елементи забезпечення балансової надійності характеризуються

нестабільністю генерування, то в ЕЕС обов'язковим має бути резервування. Це може бути резерв від наявних джерел гарантованого генерування, в першу чергу блоків теплової генерації з регулювальним діапазоном 30–50 %, а також індивідуальні або групові накопичувачі електроенергії (гідроакумулюючі електростанції, хімічне акумулювання, водневі технології, біогазові технології та інші способи). Ефективними також можуть бути організаційні та технічні заходи з узгодження графіків електроспоживання і генерування ВДЕ, включно і обмеження на вироблену ними електроенергію.

Питання дослідження чутливості витрат на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування потужності до зміни оптимальних значень потужностей, які визначаються із кожного зі способів резервування, є актуальним і потребує детального дослідження. Результати оптимізації, отримані у вигляді критеріальних залежностей, дозволяють аналізувати співрозмірність і чутливість складових цільової функції, в нашому випадку витрат на компенсації нестабільності генерування ВДЕ. Результати співрозмірності дають можливість ранжувати способи компенсації за витратами, а чутливість – раціонально, найбільш ефективно використовувати потужності різних способів під час експлуатації.

Список літератури

1. Bajaj M., Singh A. Grid integrated renewable DG systems: A review of power quality challenges and state-of-the-art mitigation techniques. *International Journal of Energy Research*. 2020. Vol. 44. P. 26–69. doi: 10.1002/er.4847
2. Буславец О. А. Синхронизация с ENTSO-E не решит проблемы дефицита маневренной мощности. *Энергобизнес.* 2021. Том 15. № 1208. С. 5. URL: https://e-b.com.ua/olga-buslavec-sinxronizaciya-s-entso-e-ne-resit-problemy-deficita-manevrennoi-moshhnosti-177 (дата звернення: 20.04.2021).
3. Bajaj M., Singh A. An analytic hierarchy process-based novel approach for benchmarking the power quality performance of grid-integrated renewable energy systems. *Electrical Engineering*. 2020. Vol. 102. P. 1153–1173.
4. Lezhniuk P. D., Komar V. O., Kravchuk S. V., Netrebskiy V. V. *Optimal Integration of Photoelectric Stations in Electric Networks*. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019. 210 p.
5. Комар В. *Проблеми використання фотоелектричних станцій в електроенергетичній системі України*. URL: https://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/30711/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%80.pdf?sequence=1&isAllowed=y (дата звернення: 20.04.2021).
6. Faraji J., Ketabi A., Hashemi-Dezaki H. Developing an Energy Management System for Optimal Operation of Prosumers Based on a Modified Data-Driven Weather Forecasting Method. *Proceeding 10th Smart Grid Conference (SGC)*, 2020. P. 1–6.
7. Lezhniuk P. D., Kravchuk S. V., Polishchuk A. L. Selfoptimization Local Electric Systems Modes With Renewable Energy Sources. *Przeglad Elektrotechniczny*. 2019. Vol. 6. P. 27–31. doi: 10.15199/48.2019.06.06
8. Кучанський В., Малахатка Д. Аналіз і оптимізація режимів роботи енергосистем за критерієм мінімізації втрат активної потужності. *Грааль науки*. 2021. С. 282–287. doi: 10.36074/grail-of-science.02.04.2021.057
9. Кучанський В., Малахатка Д. Техніко-економічне обґрунтування керованої поперечної компенсації в магістральних лініях електропередавання. *Грааль науки*. 2021. С. 228–233. doi: 10.36074/grail-of-science.19.02.2021.045
10. Кобец Б. Б., Волкова И. О. *Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid*. ИАЦ Энергия, 2010. 208 с.
11. Lezhniuk P. D., Pijarski P., Buslavets O. A. Smart grid technologies in local electric grids. *Proceedings of SPIE – The International Society for Optical Engineering*. 2017. doi: 10.1117/12.2280957.
12. Yaghoubi-Nia M.-R., Hashemi-Dezaki H., Halvaei A. Optimal stochastic scenario-based allocation of Smart Grids' renewable and non-renewable distributed generation units and protective devices. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2021. Vol. 44. P. 101033. doi: 10.1016/j.seta.2021.101033
13. Hunko I. O., Kuchanskyy V. V., Nesterko A. B. *Engineering sciences: development prospects in countries of Europe at the beginning of the third millennium: Collective monograph, vol. 2*. Riga, Izdevniecıba "Baltija Publishing", 2018. 492 p.
14. Гунько І. О. Аналіз програмних засобів для моделювання режимів роботи електричних систем. *Вісник Хмельницького національного університету. Серія: Технічні науки*. 2020. № 3. С. 138–141.
15. Кучанський В. В., Нестерко А. Б., Гунько І. О. Заходи та засоби підвищення надійності та якості електропостачання в електроенергетичних системах з відновлюваними джерелами енергії. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. Харків: ХНТУСГ, 2018. Вип. 196. С. 41–43.
16. Кириленко О. В., Блінов І. В., Парус Є. В., Рибіна О. Б. Методи забезпечення впровадження допоміжних послуг для підвищення надійності функціонування ОЕС України. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2013. вип. 35. С. 7.
17. Kuchanskyy V., Malakhatka D., Blinov I. Application of Reactive Power Compensation Devices for Increasing Efficiency of Bulk Electrical Power Systems. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 2020. P. 83–86. doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160072
18. Сисоєв М. *Системи накопичення енергії (energy storages): перспективи для України*. URL: https://getmarket.com.ua/ua/news/sistemi-nakopichennya-energiyi-energy-storages-perspektivi-dlya-ukrayini (дата звернення: 20.04.2021).
19. IRENA. *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. URL: https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets (дата звернення: 20.04.2021).
20. *Інвестиції в альтернативну енергетику: як в Україні заробляють на біогазі*. URL: https://getmarket.com.ua/ua/news/investiciyi-v-al-ternativnu-energetiku-yak-v-ukrayini-zaroblyayut-na-biogazi (дата звернення: 20.04.2021).
21. Астахов Ю. Н., Лежнюк П. Д. *Применение критериального метода в электроэнергетике. Навчальний посібник*. Київ: УМК ВО, 1989. 140 с.
22. Веников В. А. *Теория подобия и моделирования*. Москва: Высшая школа, 1976. 479 с.
23. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O., Ostra N. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources. *Przeglad Elektrotechniczny*. 2020. Vol. 96, no. 10. P. 32–38.

References (transliterated)

1. Bajaj M., Singh A. Grid integrated renewable DG systems: A review of power quality challenges and state-of-the-art mitigation techniques. *International Journal of Energy Research*. 2020, vol. 44, pp. 26–69. doi: 10.1002/er.4847
2. Buslavets O. A. Sinkhronizatsiya s ENTSO-E ne reshit problemy defitsita manevrennoy moshchnosti. Energobiznes [Synchronization with ENTSO-E will not solve the problem of shortage of maneuvering power]. *Energobiznes* [Energy Business]. 2021, vol. 15, no. 1208, p. 5. Available at: https://e-b.com.ua/olga-buslavec-sinxronizaciya-s-entso-e-ne-resit-problemy-deficita-manevrennoi-moshhnosti-177 (accessed 20.04.2021).
3. Bajaj M., Singh A. An analytic hierarchy process-based novel approach for benchmarking the power quality performance of grid-integrated renewable energy systems. *Electrical Engineering*. 2020, vol. 102, pp. 1153–1173.

4. Lezhniuk P. D., Komar V. O., Kravchuk S. V., Netrebskiy V. V. *Optimal Integration of Photoelectric Stations in Electric Networks*. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019. 210 p.
5. Komar V. *Problemy vykorystannya fotoelektrychnykh stantsiy v elektroenerhetychniy systemi Ukrayiny* [Problems of using photovoltaic power plants in the power system of Ukraine]. Available at: https://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/30711/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%80.pdf?sequence=1&isAllowed=y (accessed 20.04.2021).
6. Faraji J., Ketabi A., Hashemi-Dezaki H. Developing an Energy Management System for Optimal Operation of Prosumers Based on a Modified Data-Driven Weather Forecasting Method. *Proceeding 10th Smart Grid Conference (SGC)*, 2020, pp. 1–6.
7. Lezhniuk P. D., Kravchuk S. V., Polishchuk A. L. Selfoptimization Local Electric Systems Modes With Renewable Energy Sources. *Przeglad Elektrotechniczny*. 2019, vol. 6, pp. 27–31. doi: 10.15199/48.2019.06.06
8. Kuchansky V., Malakhatka D. Analiz i optymizatsiya rezhymiv roboty enerhosystem za kryteriyem minimizatsiyi vtrat aktyvnoyi potuzhnosti [Analysis and optimization of power systems according to the criterion of minimizing active power losses]. *Grail of Science*. 2021, pp. 282–287. doi: 10.36074/grail-of-science.02.04.2021.057
9. Kuchansky V., Malakhatka D. Tekhniko-ekonomichne obgruntuvannya kerovanoyi poperechnoyi kompensatsiyi v mahistral′nykh liniyakh elektroperedavannya [Feasibility study of controlled transverse compensation in main transmission lines]. *Grail of Science*. 2021. С. 228–233. doi: 10.36074/grail-of-science.19.02.2021.045
10. Kobets B. B., Volkova I. O. *Innovatsionnoe razvitie elektroenergetiki na baze kontseptsii Smart Grid* [Innovative development of electric power based on the concept of Smart Grid]. IAC Energy Publ., 2010. 208 p.
11. Lezhniuk P. D., Pijarski P., Buslavets O. A. Smart grid technologies in local electric grids. *Proceedings of SPIE – The International Society for Optical Engineering*. 2017. doi: 10.1117/12.2280957.
12. Yaghoubi-Nia M.-R., Hashemi-Dezaki H., Halvaei A. Optimal stochastic scenario-based allocation of Smart Grids' renewable and non-renewable distributed generation units and protective devices. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2021, vol. 44, p. 101033. doi: 10.1016/j.seta.2021.101033
13. Hunko I. O., Kuchanskyy V. V., Nesterko A. B. *Engineering sciences: development prospects in countries of Europe at the beginning of the third millennium: Collective monograph, vol. 2*. Riga, Izdevniecıba "Baltija Publishing", 2018. 492 p.
14. Gunko I. O. Analiz prohramnykh zasobiv dlya modelyuvannya rezhymiv roboty elektrychnykh system [Analysis of software for modeling modes of operation of electrical systems]. *Bulletin of Khmelnytsky National University. Series: Technical Sciences*. 2020, no. 3, pp. 138–141.
15. Kuchansky V. V., Nesterko A. B., Gunko I. O. Zakhody ta zasoby pidvyshchennya nadiynosti ta yakosti elektropostachannya v elektroenerhetychnykh systemakh z vidnovlyuvanymy dzherelamy enerhiyi [Measures and means to improve the reliability and quality of power supply in power systems with renewable energy sources]. *Bulletin of the Petro Vasylenko Kharkiv National Technical University of Agriculture*. Kharkiv, KhNTUSG Publ., 2018, iss. 196, pp. 41–43.
16. Kyrylenko O. V., Blinov I. V., Parus E. V. , Rybina O. B. Metody zabezpechennya vprovadzhennya dopomizhnykh posluh dlya pidvyshchennya nadiynosti funktsionuvannya OES Ukrayiny [Methods of providing implementation of ancillary services to increase the reliability of the UES of Ukraine]. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2013, vol. 35, p. 7.
17. Kuchanskyy V., Malakhatka D., Blinov I. Application of Reactive Power Compensation Devices for Increasing Efficiency of Bulk Electrical Power Systems. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 2020. pp. 83–86. doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160072
18. Sysoyev M. *Systemy nakopychennya enerhiyi (energy storages): perspektyvy dlya Ukrayiny* [Energy storage systems: prospects for Ukraine]. Available at: https://getmarket.com.ua/ua/news/sistemi-nakopichennya-energiyi-energy-storages-perspektivi-dlya-ukrayini (accessed 20.04.2021).
19. IRENA. *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. Available at: https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets (accessed 20.04.2021).
20. *Investytsiyi v al'ternatyvnu enerhetyku: yak v Ukrayini zaroblyayut' na biohazi* [Investments in alternative energy: how biogas is earned in Ukraine]. Available at: https://getmarket.com.ua/ua/news/investiciyi-v-al-ternativnu-energetiku-yak-v-ukrayini-zaroblyayut-na-biogazi (accessed 20.04.2021).
21. Astakhov Yu. N., Lezhnyuk P. D. *Primenenie kriterial'nogo metoda v elektroenergetike. Navchal'nyy posibnyk* [Application of the criterion method in electric power industry. Tutorial]. Kyiv, UMK VO Publ., 1989. 140 p.
22. Venikov V. A. *Teoriya podobiya i modelirovaniya* [Similarity and modelling theory]. Moscow, High school Publ., 1976. 479 p.
23. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O., Ostra N. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources. *Przeglad Elektrotechniczny*. 2020, vol. 96, no. 10, pp. 32–38.

Надійшла (received) 31.04.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Лежнюк Петро Дем'янович (Лежнюк Петр Демьянович, Lezhniuk Petro) – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри електричних станцій і систем Вінницького національного технічного університету; м. Вінниця, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-9366-3553; e-mail: lezhpd@gmail.com.

Буславець Ольга Анатоліївна (Буславец Ольга Анатольевна, Buslavets Olha) – кандидат технічних наук, кафедра електричних станцій і систем Вінницького національного технічного університету; м. Вінниця, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0001-6449-7587; e-mail: buslavets@gmail.com.

Рубаненко Олена Олександрівна (Рубаненко Елена Александровна, Rubanenko Olena) – кандидат технічних наук, доцент, докторант кафедри електричних станцій і систем Вінницького національного технічного університету; м. Вінниця, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2660-182X; e-mail: 2408rubanenko@gmail.com.

УДК 621.313.2 **doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.10**

І. П. НАЗАРЕНКО, О. В. КОВАЛЬОВ

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНА ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНА СИСТЕМА ОБРОБІТКУ ҐРУНТУ НА БАЗІ ЕЛЕКТРОМОТОБЛОКА

В Україні за останні роки значно збільшилась кількість фермерських господарств, приватних землекористувачів та споруд захищеного ґрунту. Для підвищення ефективності виробництва овочів широке застосування отримали малогабаритні мобільні агрегати у вигляді мотоблоків з двигунами внутрішнього згорання вітчизняного і зарубіжного виробництва. Однак під час роботи мобільних агрегатів з двигунами внутрішнього згорання в теплицях і парниках підвищується рівень шуму і загазованість повітря, які негативно впливають не тільки на людей, але й на рослини. До недоліків мотоблоків з двигунами внутрішнього згорання також слід віднести досить високі питомі витрати рідкого палива, що має високу вартість, складнощі при пуску і зупинці агрегату, а також відносно невисоку надійність роботи двигунів внутрішнього згорання. Більш перспективними для роботи в спорудах захищеного ґрунту є мобільні агрегати з тяговими електродвигунами, що отримали назву електромотоблоків, як екологічно чисті агрегати, що не мають названих недоліків. В роботі наведено основні технічні характеристики експериментального зразку малогабаритного електрифікованого ґрунтообробного мотоблока. Обґрунтовано структурну схему силового енергетичного каналу електромотоблока, що наочно демонструє процеси перетворення енергії в ньому. Отримано рівняння енергетичного балансу електромотоблока та основних енергетичних співвідношень, що визначають властивості тягового електродвигуна в приводі електромотоблока. Обґрунтовано алгоритм оптимального керування тяговим електродвигуном постійного струму за максимумом коефіцієнту корисної дії для двигунів постійного струму послідовного та змішаного збудження. Представлено результати польових випробувань дослідного зразку електромотоблока. Аналіз отриманих результатів експериментальних досліджень електрифікованого ґрунтообробного мотоблока з приводом від двигуна постійного струму послідовного збудження свідчить про зниження питомих енерговитрат на основні види обробітку ґрунту на 12–15 %.

Ключові слова: електричний мотоблок, тяговий двигун, енергетичний баланс, алгоритм керування, тягове зусилля, енергоємність, польові випробування.

И. П. НАЗАРЕНКО, А. В. КОВАЛЕВ

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ОБРАБОТКИ ГРУНТА НА БАЗЕ ЕЛЕКТРОМОТОБЛОКА

В Украине за последние годы значительно увеличилось количество фермерских хозяйств, частных землепользователей и сооружений защищенного грунта. Для повышения эффективности производства овощей широкое применение получили малогабаритные мобильные агрегаты в виде мотоблоков с двигателями внутреннего сгорания отечественного и зарубежного производства. Однако во время работы мобильных агрегатов с двигателями внутреннего сгорания в теплицах и парниках повышается уровень шума и загазованность воздуха, которые негативно влияют не только на людей, но и на растения. К недостаткам мотоблоков с двигателями внутреннего сгорания также следует отнести достаточно высокие удельные расходы жидкого топлива, которое имеет высокую стоимость, сложности при пуске и остановке агрегата, а также относительно невысокую надежность работы двигателей внутреннего сгорания. Более перспективными для работы в сооружениях защищенного грунта являются мобильные агрегаты с тяговыми электродвигателями, получившие название электромотоблоков, как экологически чистые агрегаты, не имеющие названных недостатков. В работе приведены основные технические характеристики экспериментального образца малогабаритного электрифицированного почвообрабатывающего мотоблока. Обоснована структурная схема силового энергетического канала электромотоблока, которая наглядно демонстрирует процессы преобразования энергии в нем. Получено уравнение энергетического баланса электромотоблока и основных энергетических соотношений, определяющих свойства тягового электродвигателя в приводе электромотоблока. Обоснован алгоритм оптимального управления тяговым электродвигателем постоянного тока по максимуму коэффициента полезного действия для двигателей постоянного тока последовательного и смешанного возбуждения. Представлены результаты полевых испытаний опытного образца электромотоблока. Анализ полученных результатов экспериментальных исследований электрифицированного почвообрабатывающего мотоблока с приводом от двигателя постоянного тока последовательного возбуждения свидетельствует о снижении удельных энергозатрат на основные виды обработки на 12–15 %.

Ключевые слова: электрический мотоблок, тяговый двигатель, энергетический баланс, алгоритм управления, тяговое усилие, энергоемкость, полевые испытания.

I. NAZARENKO, O. KOVALOV

ENERGY EFFICIENT ELECTROMECHANICAL SOIL TREATMENT SYSTEM BASED ON ELECTRIC MOTORBLOCK

In Ukraine, the number of farms, private land users and protected soil structures has increased significantly in recent years. To increase the efficiency of vegetable production, small-sized mobile units in the form of motoblocks with internal combustion engines of domestic and foreign production have been widely used. However, during the operation of mobile units with internal combustion engines in greenhouses and hotbeds, the noise level and air pollution increase, which negatively affect not only people but also plants. The disadvantages of motoblocks with internal combustion engines should also include a fairly high specific consumption of liquid fuel, which has a high cost, difficulties in starting and stopping the unit, as well as the relatively low reliability of the internal combustion engine. More promising for work in protected soil structures are mobile units with traction motors, called electric motors, as environmentally friendly units that do not have these shortcomings. The main technical characteristics of the experimental sample of a small-sized electrified soil-cultivating motoblock are given in the work. The structural scheme of the power energy channel of the electric motor unit is substantiated, which clearly demonstrates the processes of energy conversion in it. The equation of energy balance of the electric motor unit and the main energy ratios that determine the properties of the traction motor in the drive of the electric motor unit are obtained. The algorithm of optimal control of a direct current traction motor by the maximum efficiency for direct current motors of serial and mixed excitation is substantiated. The results of field tests of the prototype of the electric motor unit are presented. The analysis of the obtained results of experimental researches of the

© І. П. Назаренко, О. В. Ковальов, 2021

electrified tillage motor-drive driven by the direct current motor of sequential excitation testifies to the reduction of specific energy consumption for the main types of tillage by 12-15%.

Keywords: electric motorblock, traction engine, energy balance, control algorithm, traction force, energy consumption, field tests.

Вступ. Сучасне сільськогосподарське виробництво в Україні та за кордоном характеризується масовим застосуванням мобільних енергетичних засобів малої механізації у вигляді малогабаритних мотоблоків (МБ), міні-тракторів та різноманітних спеціалізованих агрегатів в основному з двигунами внутрішнього згорання [1]. В той же час проведені порівняльні випробування виявили, що електрифіковані мотоблоки з тяговими електродвигунами постійного та змінного струму мають ряд переваг в порівнянні з мотоблоком з двигуном внутрішнього згорання, наприклад, легкість керування, простота пуску та зупинки, надійність та економічність у роботі, відсутність загазованості навколишнього середовища [2–5].

Про ефективність мотоблоків з електроприводом свідчать і проведена порівняльна техніко-енергетична оцінка найбільш розповсюджених моделей мотоблоків [6]. При цьому слід відмітити, що питання енергетики та керування мотоблоків з електроприводом не отримали чинного розвитку і відображення в технічній літературі.

Мета роботи. Метою роботи є отримання рівняння енергетичного балансу електромотоблока та основних енергетичних співвідношень, що визначають властивості тягового електродвигуна в приводі електромотоблока, обґрунтування алгоритму оптимального керування тягового електродвигуна постійного струму по максимуму ККД та аналіз результатів польових випробувань електромотоблока.

Матеріали дослідження. Електромотоблоки можуть бути класифіковані за наступними ознаками: по виду джерела електропостачання – з централізованим або автономним, по роду струму тягового електродвигуна – постійного або змінного, а також по конструктивному виконанню механічної передачі та ведучих коліс та ін.

Дослідний зразок електромотоблока (рис. 1) з тяговим електродвигуном постійного струму послідовного збудження був виготовлений в лабораторії кафедри електротехніки і електромеханіки імені професора В. В. Овчарова Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного і передбачає централізоване електроживлення від однофазної мережі змінного струму через гнучкий кабель і керований вентильний перетворювач.

Основні технічні характеристики дослідного зразку електромотоблока наведені в табл. 2.

Процес перетворення енергії при роботі мотоблока з електроприводом та централізованим електропостачанням наочно може бути представлено у вигляді структурної схеми енергетичного каналу мотоблока (див. рис. 2).

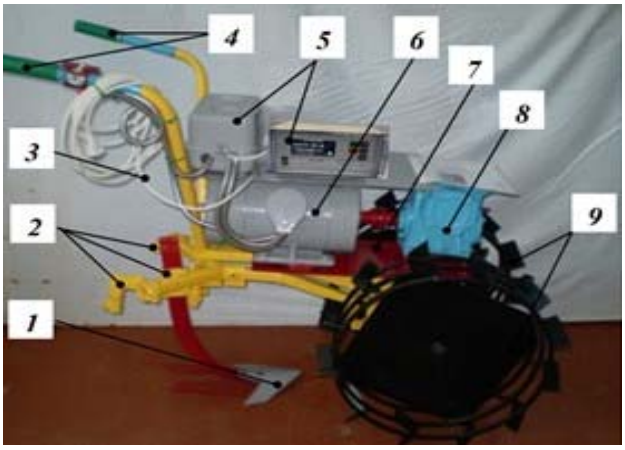


Рисунок 1– Загальний вигляд дослідного зразка електромотоблока:

1 – робочий орган; 2 – обойми для кріплення робочих органів; 3 – гнучкий кабель; 4 – важелі (рукоятки) керування; 5 – система керування і захисту; 6 – тяговий електродвигун; 7 – корпус (рама); 8 – редуктор; 9 – ходові колеса.

Таблиця 1 - Технічна характеристика електромотоблока

Тяговий електродвигун	Д-12
Потужність, кВт	2,5
Номінальна напруга живлення, В.	220
Номінальний струм, А	15
Частота обертання, об./хв.	1175
Механічна передача	Черв'ячний редуктор і ланцюгова передача
Продуктивність при оранці ґрунту, га/год.	0,25
Ширина захвату, см.	18…50
Глибина оранки, см.	до 20
Робоча швидкість, км/год.	1,0…7,0
Кількість передач: вперед / назад	5/2
Габаритні розміри, мм:	
довжина	1250
ширина	550
висота	940
Маса, кг	100

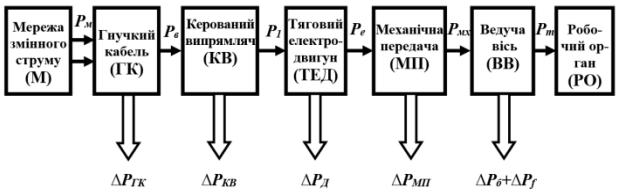


Рисунок 2 – Структурна схема енергетичного каналу електромотоблока

На структурній схемі енергетичного каналу електромотоблока позначено:

$P_м$ – електрична потужність що споживана з мережі;

$P_в$ – електрична потужність на вводі електромотоблока;

P_1 – приєднана потужність тягового електродвигуна;

P_e – ефективна або корисна потужність тягового електродвигуна;

$P_{мх}$ – механічна потужність що подається на ведучу вісь електромотоблока;

P_m – тягова потужність на робочому органі;

$\Delta P_{ГК}$ – електричні втрати в живлячому гнучкому кабелі;

$\Delta P_{КВ}$ – втрати в керованому випрямлювачі;

$\Delta P_Д$ – сумарні втрати в тяговому електродвигуні;

$\Delta P_{МП}$ – втрати в механічній передачі;

$\Delta P_б$ – втрати на буксування коліс;

ΔP_f – втрати на перекочування коліс;

$\Delta P_б + \Delta P_f$ – втрати в ходовій системі електромотоблока на буксування та перекочування коліс.

У відповідності з наведеною на рис. 2 структурою схемою енергетичного каналу, ефективність електромотоблока може бути оцінена рівнянням енергетичного балансу в наступному вигляді

$$P_e = P_1 - \Delta P_\partial = \Delta P_{мп} + \Delta P_б + \Delta P_f + \Delta P_m. \quad (1)$$

Рівняння (1) відображає режим роботи електромотоблока при незмінності P_1 та P_m, а також швидкості руху v. В реальних умовах роботи, наприклад при оранці, величина P_m постійно змінюється, що призводить до нестабільності енергетичного балансу МБ.

Оцінку тягових властивостей електромотоблока можна провести за величиною його тягового ККД

$$\eta_m = \frac{P_m}{P_e}. \quad (2)$$

З урахуванням втрат енергії в механічній передачі ($\Delta P_{МП}$) та в ходовій системі електромотоблока на буксування ($\Delta P_б$) та перекочування коліс (ΔP_f) тяговий ККД буде визначений рівнянням

$$\eta_m = \eta_{мп} \cdot \eta_б \cdot \eta_f, \quad (3)$$

де $\eta_{мп}$ – ККД механічної передачі;

$\eta_б$ – ККД буксування;

η_f – ККД перекочування.

Величина тягового зусилля пов'язана з тяговою потужністю рівнянням

$$F_m = \frac{P_m}{v}. \quad (4)$$

З урахуванням рівнянь (2) та (3) маємо

$$F_m = \frac{P_m}{v} \cdot \eta_{мп} \cdot \eta_б \cdot \eta_f. \quad (5)$$

Згідно рівнянь (2) та (5), величина тягової потужності та тягового зусилля електромотоблока при завданій швидкості залежать від v та незмінній величині ефективної потужності залежать від тягового ККД.

$$P_m = F_m \cdot v = P_e \cdot \eta_m = P_e \cdot \eta_{мп} \cdot \eta_б \cdot \eta_f. \quad (6)$$

В [4] для визначення тягової потужності електромотоблока запропоноване рівняння виду

$$P_m = \frac{(F_m + f \cdot G_{мб}) \cdot v}{\eta_{мп} \cdot \eta_б \cdot \eta_f}, \quad (7)$$

де f – коефіцієнт опору пересуванню електромотоблока;

$G_{мб}$ – експлуатаційна вага електромотоблока, кН.

В межах оптимального режиму роботи залежність між швидкістю руху та тяговим зусиллям електромотоблока повинна мати гіперболічний характер. Дійсно, згідно рівняння (5) ідеальна тягова характеристика може бути виражена співвідношенням

$$P_m = F_m \cdot v = P_e \cdot \eta_m = const. \quad (8)$$

При використанні в якості тягового двигуна постійного струму послідовного збудження, співвідношення (8) може дотримуватися автоматично.

Тяговий момент що створює електромотоблок визначається рівнянням

$$M_m = F_m \cdot R_k = M \cdot i_{мп} \cdot \eta_m, \quad (9)$$

де F_m– тягове зусилля, Н;

R_k– радіус кочення колеса, м;

M – електромагнітний момент ТЕД, Н·м;

$i_{мп}$ – передаточне відношення механічної передачі.

Електромагнітний момент тягового двигуна електромотоблока

$$M = \frac{R_k \cdot F_m}{i_{мп} \cdot \eta_{мп} \cdot \eta_б \cdot \eta_f}, \quad (10)$$

та кутова швидкість

$$\omega = \frac{i_{мп} \cdot v}{R_k}. \quad (11)$$

Тягова характеристика електромотоблока, як і інших мобільних енергетичних засобів представляє собою залежність

$$F_m = f(v) \text{ при } P_1 = const. \quad (12)$$

По наведеній механічній характеристиці $F_m = f(v)$ можливо побудувати механічну характеристику ТЕД $M = f(\omega)$ з використанням співвідношень (10) та (11). Гранична механічна характеристика ТЕД наведена в [7].

Властивості ТЕД постійного струму в сталому режимі можуть бути описані наступною системою рівнянь

$$U = E_a + I_a R_a; \quad (13)$$

$$E_a = k \cdot \Phi \cdot \omega; \quad (14)$$

$$M = k \cdot \Phi \cdot I; \quad (15)$$

$$\omega = \frac{U}{k \cdot \Phi} - \frac{M \cdot R_a}{k^2 \cdot \Phi^2}, \quad (16)$$

де U – напруга, що підключається до обмотки якоря;

E_a – ЕРС якоря;

I_a, R_a – струм та опір кола якоря;

Ф – основний магнітний потік збудження;

k – постійний коефіцієнт, що визначає параметри якоря ДПС;

M – електромагнітний момент електродвигуна;

ω – кутова швидкість двигуна.

$$R_a = R_я + R_{дп} + R_{опз} + R_щ, \quad (17)$$

де $R_я, R_{дп}, R_{опз}, R_щ$ – відповідно, опори обмотки якоря, додаткових полюсів, обмотки послідовного збудження та в щітковому контакті колектора.

ККД ТЕД визначається співвідношенням

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 \quad (18)$$

або через втрати

$$\eta = 1 - \frac{\Delta P_0 + k_з^2 \cdot \Delta P_{ен}}{k_з^2 P_2 + \Delta P_0 + k_з^2 \cdot \Delta P_{ен}}, \quad (19)$$

де ΔP_0 – постійні втрати в ТЕД;

$\Delta P_{ен}$ – змінні навантажувальні втрати при номінальному навантаженні;

$к_з$ – коефіцієнт завантаження двигуна.

При цьому

$$\Delta P_0 = \Delta P_{мх} + \Delta P_{мг} + \Delta P_д; \quad (20)$$

$$\Delta P_{ен} = \Delta P_{еа} + \Delta P_{зб} + \Delta P_щ; \quad (21)$$

$$k_з = \frac{P_2}{P_{2н}}, \quad (22)$$

де $\Delta P_{мх}$ – механічні втрати на тертя в підшипниках;

$\Delta P_{мг}$ – магнітні втрати на віхрьові струми та гістерезис в магнітопроводі ЕД від основного магнітного поля;

$\Delta P_д$ – додаткові електричні та магнітні втрати від полів вищих гармонік;

$\Delta P_{еа}$ – електричні втрати в колі обмотки якоря;

$\Delta P_{зб}$ – електричні втрати в обмотці збудження;

$\Delta P_щ$ – електричні втрати в щітковому контакті на колекторі.

При цьому

$$\Delta P_{еа} = I^2 \cdot R_a; \qquad \Delta P_{зб} = \beta_{оп}^2 \cdot I^2 \cdot R_{опз};$$

$$\Delta P_щ = \Delta U_щ \cdot I; \qquad \Delta P_{мх} = \Delta P_{мхн} \cdot \omega^{1,5};$$

$$\Delta P_{мг} = \Delta P_{мгн} \cdot \Phi^2 \cdot \omega^{1,5}; \quad \Delta P_д = 0{,}01 P_{1н},$$

де $\Delta U_щ$ – падіння напруги в щітковому контакті,

$\Delta P_{мхн}$, $\Delta P_{мгн}$ – механічні та магнітні втрати при номінальному навантаженні. Розрахунок втрат $\Delta P_{мхн}$ та $\Delta P_{мгн}$ наведено в [7].

Умовою отримання максимального ККД в ТЕД у відповідності з (19) є рівність постійних та змінних втрат, тобто

$$\Delta P_0 = k_{зм}^2 \Delta P_{ен}, \quad (23)$$

де $k_{зм}$– коефіцієнт завантаження, при якому ККД ТЕД буде максимальним.

Рівняння (13), (14) та (23) з урахуванням (20) та (21) дозволяють визначити умови та режими керування ТЕД постійного струму в приводі електромотоблока для реалізації закону регулювання *M(ω)* на всіх інтервалах кутових швидкостей. Розділивши рівняння (13) зліва та справа на $U_н$ з урахуванням (14) отримаємо рівняння, що визначає керування ТЕД зміною магнітного потоку на напруги у відн. од.

$$U_* = (1 - \Delta U_н) \cdot \Phi_* \cdot \omega_* \cdot \Delta U_{н^*} \cdot I_*, \quad (24)$$

де $U_* = \frac{U}{U_н}$; $\Phi_* = \frac{\Phi}{\Phi_н}$; $\omega_* = \frac{\omega}{\omega_н}$; $I_* = \frac{I}{I_н}$;

$\Delta U_н$ – падіння напруги в якірному колі двигуна при номінальному струмі.

При цьому для ДПС послідовного та змішаного збудження

$$\Delta U_{н*} = \frac{1}{U_н}\left[\left(R_я + R_{дп}\right) + \beta_{оп} R_{опз}\right], \quad (25)$$

де $\beta_{оп}$ – коефіцієнт ослаблення магнітного поля шляхом шунтування деяким опором обмотки послідовного збудження

$$\beta_{оп} = \frac{I_{зб*}}{I_{збн*}}.$$

Потужність, що споживає ТЕД

$$P_{1^*} = U_* \cdot I_*. \quad (26)$$

З урахуванням того, що $P_{1^*} = \frac{P}{P_{1н}} = 1$, то

$$I_* = \frac{1}{U_*}. \quad (27)$$

Згідно з (18) потужність на валу ТЕД

$$P_{2^*} = \frac{\eta \cdot P_{2^*}}{\eta_н}. \quad (28)$$

Згідно з (15) електромагнітний момент

$$M_* = \Phi_я \cdot I_*. \quad (29)$$

Корисний момент на валу ТЕД

$$M_{2^*} = \frac{P_{2^*}}{\omega_*}. \quad (30)$$

Струм паралельної обмотки збудження ДПС

$$I_{зб^*} = \frac{I_{зб}}{I_{збн}}.$$

Зупинимося більш докладніше на умові керування ТЕД в приводі МБ по максимуму ККД. Принцип регулювання електричних машин по мінімуму електромагнітних втрат було обґрунтовано в [8]. У відповідності з цим принципом магнітний потік при його регулюванні визначається виразом

$$\Phi_* = \frac{E_*}{\omega_*} = \sqrt{M_*}. \quad (31)$$

Стосовно до ТЕД постійного струму принцип регулювання магнітного потоку можна використовувати тільки в обмеженому інтервалі швидкостей АД, а саме $1 \le \omega_* \le \omega_{1*}$, де кутова швидкість, що відповідає виходу ТЕД на режим постійного значення напруги U_{max*}. В інших діапазонах швидкостей його застосування не забезпечує формування механічної характеристики $M(\omega)$ при високому електромагнітному ККД. Співвідношення (23) дозволяє отримати простий для реалізації на практиці закон керування ТЕД по максимуму ККД. Згідно з (23) коефіцієнт завантаження, що забезпечує максимум ККД буде дорівнювати

$$k_{зм}^2 = \frac{\Delta P_{мх} + \Delta P_{мг} + \Delta P_д}{\Delta P_{ea} + \Delta P_{зб} + \Delta P_щ}. \quad (32)$$

Окремі види втрат в (32) можна представити в вигляді

$$k_{зм}^2 = \frac{a_1\omega_*^{1,5} + a_2\Phi_*^2\omega_*^{1,5} + a_3P_{1^*}}{a_4I_*^2 + a_5\beta_{оп}^2I_*^2 + a_6I_*}, \quad (33)$$

де $a_1 \dots a_6$ – представляють собою співвідношення складових втрат в ДПС в номінальному режимі до сумарних номінальних втрат двигуна

$$a_1 = \frac{\Delta P_{мхн}}{\sum \Delta P_н};\ a_2 = \frac{\Delta P_{мгн}}{\sum \Delta P_н};\ a_3 = \frac{\Delta P_{дн}}{\sum \Delta P_н};$$

$$a_4 = \frac{\Delta P_{еан}}{\sum \Delta P_н};\ a_5 = \frac{\Delta P_{езбн}}{\sum \Delta P_н};\ a_6 = \frac{\Delta P_{щн}}{\sum \Delta P_н}. \quad (34)$$

При цьому

$$\Sigma\Delta P_н = P_н\frac{1-\eta}{\eta}. \quad (35)$$

З урахуванням згідно з (27) $I_* = \frac{1}{U_*}$, то після підстановки в (32), будемо мати

$$U_* = k_{зм}\sqrt{\frac{a_1\omega_* + a_2\Phi_*^2\omega_*^{1,5} + a_3P_{1^*}}{a_4P_{1^*}^2 + a_5\beta_{оп}^2P_{1^*}^2 + a_6P_{1^*}}}. \quad (36)$$

Рівняння (36) визначає закон оптимального керування ТЕД постійного струму з умовою забезпечення максимального ККД двигуна при $P_1=const$ при зміні швидкості від ω_{min} до ω_{max}.

Слід ввести поняття закону керування ТЕД в приводі МБ. Стосовно до ДПС закон керування представляє собою сукупність умов зміни параметрів в вигляді напруги (U_*) та магнітного потоку (Φ_*) в визначеному інтервалі зміни швидкості обертання (ω_*), що забезпечує реалізацію механічної характеристики двигуна $M(\omega)$ з урахуванням вимог до неї.

Таблиця 2 – Програма реалізації закону оптимального керування по умові максимуму ККД тягового двигуна постійного струму в приводі електромотоблока

Інтервал кутової швидкості	Вимоги завданої механічної характеристики	ДПС послідовного збудження		ДПС змішаного збудження	
		Закон керування	Варіант керування	Закон керування	Варіант керування
$0 \le \omega_* \le \omega_{min*}$	$M_* = M_{max*}$; $I_* = I_{max*} = 2$; $U_{min*} = 0{,}1$	$\Phi_* = 1;\ \beta_{оп} = 1;$ $U_{min*} = (1 - \Delta U_{н*})\omega_{min*}\Phi_* +$ $+I_{max*}\Delta U_{н*}$	1	$\Phi_* = \Phi_{max*};\ \beta_{оп} = 1;\ I_{зб*} = 1;$ $U_{min*} = (1 - \Delta U_{н*})\omega_{min*}\Phi_* +$ $+I_{max*}\Delta U_{н*}$	4
$\omega_{min*} \le \omega_* \le 1$	$P_{1*} = 1;$ $I_* = \frac{1}{U_*}$	$\Phi_* = \Phi(I_*);\ \beta_{оп} = 1;$ $k_{зм} = 0{,}7 \dots 0{,}8;$ $U_* = k_{зм} \times$ $\times\left(\frac{a_1\omega_*^{1,5} + a_2\Phi_*^2\omega_*^{1,5} + a_3P_{1^*}}{a_4P_{1^*}^2 + a_5\beta_{оп}^2P_{1^*}^2 + a_6P_{1^*}}\right)^{0,5}$	2	$\Phi_* = \Phi_*(I_*, I_{зб*});\ \beta_{оп} = 1;$ $k_{зм} = 0{,}7 \dots 0{,}8;\quad U_* = \frac{1}{I_*};$ $U_* = k_{зм} \times$ $\times\left(\frac{a_1\omega_*^{1,5} + a_2\Phi_*^2\omega_*^{1,5} + a_3P_{1^*}}{a_4P_{1^*}^2 + a_5\beta_{оп}^2P_{1^*}^2 + a_6P_{1^*}}\right)^{0,5}$	5
$1 \le \omega_* \le \omega_{max*}$	$P_{1*} = 1;$ $I_* = \frac{1}{U_*}$	$\Phi_* = \Phi(\beta_{оп}, I_*);\ \beta_{оп} = 0{,}9;$ $U_* = k_{зм} \times$ $\times\left(\frac{a_1\omega_*^{1,5} + a_2\Phi_*^2\omega_*^{1,5} + a_3P_{1^*}}{a_4P_{1^*}^2 + a_5\beta_{оп}^2P_{1^*}^2 + a_6P_{1^*}}\right)^{0,5}$	3	$\Phi_* = \Phi_*(I_*, I_{зб*});\quad \beta_{оп} = 1;$ $I_{зб*} = I_{зб*}(I_*);\quad U_* = \frac{1}{I_*};$ $U_* = k_{зм} \times$ $\times\left(\frac{a_1\omega_*^{1,5} + a_2\Phi_*^2\omega_*^{1,5} + a_3P_{1^*}}{a_4P_{1^*}^2 + a_5\beta_{оп}^2P_{1^*}^2 + a_6P_{1^*}}\right)^{0,5}$	6

Згідно табл. 2, всі діапазони зміни кутової характеристики можуть бути реалізовані сполученням конкретних умов зміни параметрів керування двигуна (U_*, Φ_*). Пусковий режим двигуна з метою зниження величини пускового струму забезпечується значенням живлячої напруги $U_*=0,1$ та пускового струму $I_{n.max}=2$ при $\beta_{оп}=1$. Також слід підкреслити важливу обставину, що в табл. 2 наведена програма зміни параметрів керування (U_*; Φ_*; $\beta_{оп}$) в діапазоні зміни кутової швидкості $\omega_{min*} \leq \omega_* \leq \omega_{max*}$ при потужності $P_{1*}=1$, що забезпечує закон керування ТЕД по максимуму ККД.

В табл. 2 наведено програму реалізації закону оптимального керування по максимуму ККД ТЕД постійного струму в приводі електромотоблока.

Польові випробування дослідного зразку мотоблока МБ-КЕП оснащеного тяговим електродвигуном постійного струму послідовного збудження проводилась згідно методики [9, 10] на контрольних ділянках ФГ «ЄНІСЕЙ-7» (с. Ботієве Мелітопольського району Запорізької області) при оранці ґрунту. Попередніми культурами були картопля та огірки. Робота проводилась при весняній оранці, рельєф ділянок – рівний, за механічними властивостями ґрунт представляв собою дерновий глинисто-піщаний.

При проведенні польових випробувань контролювалися значення напруги, струму якоря та частоти обертання тягового двигуна, глибини обробітку ґрунту, швидкості пересування мотоблоку, та витрати електричної енергії.

Результати польових випробувань електромотоблока представлено в табл. 3.

Таблиця 3 – Результати польових випробувань електромотоблока

Найменування показника, розмірність	**Склад агрегату**								
	Мотоблок «МБ-КЕП» + плуг П1-20/2								
Умови проведення випробувань									
Дата проведення випробувань	20.10.2018 р. (27.10.2018 р.)								
Місце проведення випробувань (господарство)	Фермерське господарство «ЄНІСЕЙ-7» смт Ботієве Приазовського району Запорізької області.								
Вид роботи	Основна обробка ґрунту								
Попередня обробка ґрунту	-								
Характеристика поля	Уклін 0°								
Вологість ґрунту, %	19,4 (19,8)								
Твердість ґрунту, МПа	0,8 (1,0)								
Режими роботи електромотоблока									
- робоча ширина захвату, м	0,2								
- швидкість руху, км/год.	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	3,2	3,4	3,6
- глибина обробки (середня), м	0,188 (0,184)	0,192 (0,191)	0,201 (0,201)	0,198 (0,197)	0,21 (0,205)	0,21 (0,2)	0,192 (0,19)	0,204 (0,21)	0,208 (0,22)
Енергетичні показники роботи електромотоблока									
- потужність двигуна, кВт	0,88 (1,0)	1,05 (1,3)	1,24 (1,84)	1,43 (2,1)	1,6 (1,72)	1,75 (1,94)	2,02 (2,18)	2,47 (2,4)	2,5 (2,6)
- питома енергоємність, 10^{-3} кВт·год/м^3	41,2 (45,07)	41,9 (46,5)	42,3 (47,7)	42,6 (48,6)	43,1 (49,5)	43,6 (50,6)	44,1 (51,9)	44,6 (53,3)	51,0 (54,01)
- буксування коліс, %	20,6 (20,7)	22,0 (22,3)	22,2 (22,5)	24,0 (24,2)	24,1 (24,4)	24,8 (25,1)	25,1 (25,3)	25,2 (25,5)	25,4 (25.6)

Проведення польових випробувань виконувалось на різних швидкостях пересування агрегату та глибинах обробітку ґрунту (заглибленнях плуга). Мінімальна швидкість при оранці регламентувалась керівництвом по експлуатації мотоблока при роботі з плугом П1-20/2, та склала 2 км/год. Максимальне значення швидкості обмежувались виходячи із значення твердості ґрунту та фізичними можливостями оператора.

Для визначення питомої енергоємності процесу основного обробітку ґрунту електромотоблоком з плугом використаємо залежність

$$E_{\text{пит}} = \frac{P}{Q_V}, \qquad (37)$$

де $E_{\text{пит}}$ – питома енергоємність, кВт·год./м^3;

Q_V – об'ємна продуктивність мотоблока, м^3/год.

Значення об'ємної продуктивності мотоблоку визначаємо за рівнянням

$$Q_V = bv_n h \cdot 10^3, \qquad (38)$$

де b – ширина захвату агрегату, м;

v_n – лінійна швидкість переміщення мотоблоку, км./год.;

h – глибина обробки ґрунту, м.

Отримані залежності споживаної потужності електродвигуна привода електромотоблока для оранки ґрунту від швидкості руху (рис. 4), що характеризують умови польових випробувань.

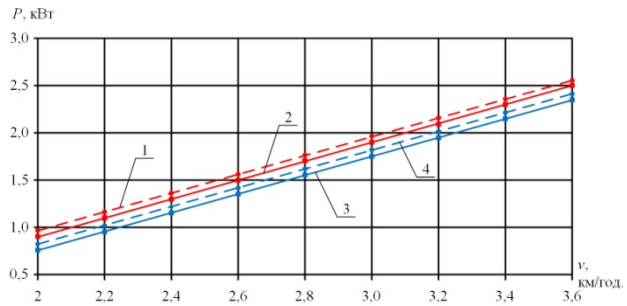


Рисунок 4 – Залежність потужності оранки ґрунту P від швидкості руху v електромотоблока масою 100 кг при твердості ґрунту H=1,0 МПа: експериментальна (1) і розрахункова (2); при твердості ґрунту H=0,8 МПа: розрахункова (3) і експериментальна (4)

Залежність питомої енергоємності оранки ґрунту від швидкості руху електромотоблока представлені на рис. 5.

Висновки. Запропоновано структурну схему енергетичного каналу електромотоблока, що наочно представляє процеси перетворення енергії при його роботі, а також отримано алгоритм керування ТЕД постійного струму по максимуму ККД. Запропоновано програму реалізації оптимального керування ДПС послідовного та змішаного збудження.

Аналіз залежностей потужності свідчить про зростання її значень при збільшенні швидкості руху:

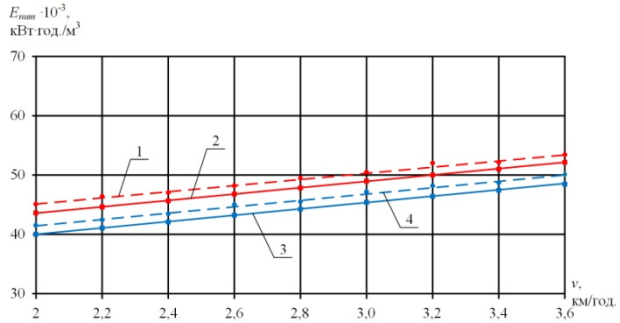


Рисунок 5 – Залежність питомої енергоємності Епит оранки ґрунту від швидкості руху v електромотоблока масою 100 кг при твердості ґрунту H=1,0 МПа: експериментальна (1) і розрахункова (2); при твердості ґрунту H=0,8 МПа: розрахункова (3) і експериментальна (4)

при твердості ґрунту H=1,0 (0,8) МПа при зростанні швидкості від 2,0 до 3,6 км/год. (у 1,8 рази), потужність збільшується у 2,6 рази з 1,0 (0,9) кВт до 2,6 (2,4) кВт за лінійною залежністю. Інтенсивність зростання потужності перевищує інтенсивність зростання швидкості пересування електромотоблока в 1,44 рази.

Аналіз залежностей питомої енергоємності $E_{пит}$ оранки ґрунту від швидкості руху v електромотоблока свідчить про зростання енергоємності за лінійним законом: при твердості ґрунту H = 1,0 (0,8) МПа при зростанні швидкості від 2,0 до 3,6 км/год., питома енергоємність збільшується у 1,2 рази: з $45\cdot10^{-3}$ ($42\cdot10^{-3}$) до $54\cdot10^{-3}$ ($51\cdot10^{-3}$) кВт год./м^3, що складає ($9\cdot10^{-3}$) кВт год./м^3.

Список літератури

1. Ангилеев О. Г. Повышение эффективности электрифицированного оборудования в фермерских и крестьянских хозяйствах. *Механизация и электрификация сельского хозяйства*. 2002. № 10. С. 30–33.
2. Kovalov O., Nazarenko I., Kvitka S. et al. Electric Drive of Small-Sized Soil-Cultivating Motoblock. *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*. Kremenchuk, Ukraine, 2020. P. 1–4. doi: 10.1109/PAEP49887.2020.9240884.
3. Корчемний М., Савченко І., Гусаков С. Електропривод мобільного агрегату. *Електрифікація*. 1997. № 8. С. 30–31.
4. Залигин О. Г., Гусаков С. О., Забарский В. П. и др. *Малая механизация в приусадебных и фермерских хозяйствах*. Киев: Урожай, 1996. 367 с.
5. Бондарь В. Н., Кондаков С. В., Новосельский А. Е. Рациональное совмещение характеристик двигателя внутреннего сгорания и электрического привода постоянного тока промышленного трактора. *Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Машиностроение*. 2006. Вып. 8. № 11(66). С. 85–90.
6. Ковальов О. В., Назар'ян Г. Н., Куценко Ю. М. Аналітичне визначення оптимальних експлуатаційних показників електрифікованого ґрунтообробного мотоблоку. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки*. 2011. Вип. 116. С. 108–111.
7. Ковальов О. В. Тягові характеристики та керування мотоблоком з електроприводом по максимуму ККД. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»*. 2008. № 30. С. 509–510.
8. Кусов Т. Т. Создание энергетических средств с электромеханическим приводом. *Тракторы и сельскохозяйственные машины*. 1988. № 10. С. 12–15.

9. Хайлис Г. А., Ковалев М. М. *Исследования сельскохозяйственной техники и обработка опытных данных*. Москва: Колос, 1994. 169 с.
10. Юхимчук С. Ф. *Випробування та сертифікація сільськогосподарської техніки*. Луцьк: Луцький НТУ, 2017. 136 с.

References (transliterated)

1. Angileev O. G. Povyshenie jeffektivnosti jelektrificirovannogo oborudovanija v fermerskih i krest'janskih hozjajstvah [Improving the efficiency of electrified equipment in farms and peasant households]. *Mehanizacija i jelektrifikacija sel'skogo hozjajstva*. 2002, no. 10, pp. 30–33.
2. Kovalov O., Nazarenko I., Kvitka S. et al. Electric Drive of Small-Sized Soil-Cultivating Motoblock. *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*. Kremenchuk, Ukraine, 2020, pp. 1–4. doi: 10.1109/PAEP49887.2020.9240884.
3. Korchemniy M., Savchenko I., Gusakov S. Elektropryvod mobil'nogo agregatu [Electric drive of a mobile unit]. *Elektryfikacija*. 1997, no. 8, pp. 30–31.
4. Zaligin O. G., Guskov S. G., Gusakov S. O., Zabarsky V. P. et al. *Malaja mehanizacija v priusadebnyh i fermerskih hozjajstvah* [Small-scale mechanisation in households and farms]. Kiev: Urozhay Publ., 1996. 367 p.
5. Bondar V. N., Kondakov S. V., Novoselsky A. E. Racional'noe sovmeshhenie harakteristik dvigatelja vnutrennego sgoranija i jelektricheskogo privoda postojannogo toka promyshlennogo traktora [Rational combination of characteristics of an internal combustion engine and an industrial tractor DC electric drive]. *Vestnik Juzhno-Ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Serija: Mashinostroenie.* 2006, vol. 8, no. 11(66), pp. 85–90.
6. Kovalov O. V., Nazaryan G. N., Kutsenko Y. M. Analitychne vyznachennja optymal'nyh ekspluatacijnyh pokaznykiv elektryfikovanogo g'runtoobrobnogo motobloku [Analytical determination of optimum operating indicators of electrified tillage tillage power tiller]. *Visnyk Harkivs'kogo nacional'nogo tehnichnogo universytetu sil's'kogo gospodarstva imeni Petra Vasylenka. Tehnichni nauky.* 2011, vol. 116, pp. 108–111.
7. Kovalov O. V. Tjagovi harakterystyky ta keruvannja motoblokom z elektropryvodom po maksymumu KKD. [Traction characteristics and control of a power tiller with electric drive for maximum efficiency]. *Visnyk Nacional'nogo tehnichnogo universytetu «Harkivs'kyj politehnichnyj instytut».* 2008, no. 30, pp. 509–510.
8. Kusov T. T. Sozdanie jenergeticheskih sredstv s jelektromehanicheskim privodom [Creation of power means with electromechanical drive]. *Traktory i sel'skohozjajstvennye mashiny.* 1988, no. 10, pp. 12–15.
9. Hailis G. A., Kovalev M. M. *Issledovanija sel'skohozjajstvennoj tehniki i obrabotka opytnyh dannyh* [Research on agricultural machinery and the processing of experimental data]. Moscow: Kolos Publ., 1994. 169 p.
10. Yukhymchuk S. F. *Vyprobuvannja ta sertyfikacija sil's'kogospodars'koi' tehniky* [Testing and certification of agricultural machinery]. Lutsk: Lutsk NTU Publ., 2017. 136 p.

Надійшла (received) 20.05.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Назаренко Ігор Петрович (Назаренко Игорь Петрович, Nazarenko Ihor) – доктор технічних наук, професор, декан факультету електроенергетики та компютерних технологій Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного, м. Мелітополь, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0001-6365-6777; e-mail: ihor.nazarenko@tsatu.edu.ua.

Ковальов Олександр Вікторович (***Ковалев Александр Викторович, Kovalov Oleksandr***) – старший викладач кафедри електротехніки і електромеханіки імені професора В. В. Овчарова Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного, м. Мелітополь, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-5822-5494; e-mail: alekstdaty1979@gmail.com.

УДК 621.316.99 **doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.11**

В. І. НІЖЕВСЬКИЙ, С. К. БЕРЕЗКА, О. М. ФЕДОСЕЄНКО, І. В. НІЖЕВСЬКИЙ

КОРЕКТУВАННЯ МЕТОДУ ВИМІРЮВАННЯ АМПЛІТУДИ ІМПУЛЬСУ СТРУМУ ВЗДОВЖ ПРОТЯЖНОГО ЗАЗЕМЛЮВАЧА

Обґрунтовано вдосконалений метод вимірювання амплітуди імпульсу струму при його протіканні від початку до кінця протяжного горизонтального заземлювача за допомогою феромагнітних реєстраторів. При обґрунтуванні використано два існуючих методи вимірювань амплітуди імпульсу при високій напрузі – метод магнітозапису та метод з використанням шунта. Відзначено, що у ряді випадків виникає необхідність визначати зниження амплітуди імпульсу при його протіканні по протяжному об'єкту. Це призвело до необхідності розробки методу, що дозволяє виконувати такі вимірювання. В якості прикладу досліджений протяжний горизонтальний заземлювач при стіканні з нього імпульсу струму блискавки. На основі експериментальних досліджень в натуральних умовах запропоновано скоригований метод вимірювання амплітуди імпульсу струму вздовж протяжного заземлювача. Запропонований метод має похибку вимірювань, яка не перевищує 10 %, і дозволяє проводити одночасно вимірювання амплітуди сили струму в заданих точках об'єкта, які можуть обчислюватися десятками і навіть сотнями. Цей метод реалізується простою конструкцією і має доступну вартість виготовлення. Результати виконаних експериментів дозволяють рекомендувати скоригований метод вимірювання до практичного використання на діючих електроустановках. Застосування феромагнітних реєстраторів для реєстрації та вимірювання струму блискавки на ділянках складних заземлюючих пристроїв актуально з практичних причин, які полягають у можливості вимірювання в процесі тривалого очікування і тривалому збереженні результатів вимірювання, не передбачає необхідність додаткових джерел живлення і забезпечує можливість синхронного вимірювання у різних точках заземлювального пристрою. Важливою особливістю методу є безпека для технічного обладнання та персоналу.

Ключові слова: метод вимірювання, визначення, зниження амплітуди, імпульс струму, висока напруга, протяжний заземлювач.

В. И. НИЖЕВСКИЙ, С. К. БЕРЕЗКА, Е. Н. ФЕДОСЕЕНКО, И. В. НИЖЕВСКИЙ

КОРРЕКТИРОВКА МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЯ АМПЛИТУДЫ ИМПУЛЬСА ТОКА ПО ДЛИНЕ ПРОТЯЖЕННОГО ЗАЗЕМЛИТЕЛЯ

Обоснован усовершенствованный метод измерения амплитуды импульсу тока по мере его протекания от начала к концу протяженного горизонтального заземляющего устройства с помощью ферромагнитных регистраторов. При обосновании использовано два существующих метода измерений амплитуды импульса при высоких напряжениях – метод магнитозаписи и метод с использованием шунта. Отмечено, что в ряде случаев возникает необходимость определять снижение амплитуды импульса при его протекании по протяженному объекту. Это приводит к необходимости разработки метода, позволяющего выполнять такие измерения. В качестве примера исследован протяженный горизонтальный заземлитель при стекании с него импульса тока молнии. На основе экспериментальных исследований в натуральных условиях предложен усовершенствованный метод измерения снижения амплитуды импульса силы тока молнии вдоль протяженного заземлителя. Предложенный метод имеет погрешность измерений, не превышающую 10 %, и позволяет проводить одновременно измерения амплитуды силы тока в заданных точках объекта, которые могут исчисляться десятками и даже сотнями. Этот метод реализуется простой конструкцией и имеет доступную стоимость изготовления. Результаты выполненных экспериментов позволяют рекомендовать скорректированный метод измерения к практическому использованию на действующих электроустановках. Применение ферромагнитных регистраторов для регистрации и измерения тока молнии на участках сложных заземляющих устройств актуально по практическим причинам, которые заключаются в возможности измерения в процессе длительного ожидания и длительном сохранении результатов измерения, не предусматривает необходимость дополнительных источников питания и обеспечивает возможность синхронного измерения в различных точках заземляющего устройства. Важной особенностью метода является безопасность для технического оборудования и персонала.

Ключевые слова: метод измерения, определение, снижение амплитуды, импульс тока, высокое напряжение, протяженный заземлитель.

V. NIZHEVSKY, S. BEREZKA, O. FEDOSEENKO, I. NIZHEVSKY

CORRECTION OF THE METHOD FOR MEASURING THE AMPLITUDES OF THE CURRENT OF THE IMPULSE ALONG THE LONG EARTH ELECTRODE

An improved method for measuring the amplitude reduction of the lightning current impulse as it flows from the beginning to the end of long horizontal earthing arrangement using ferromagnetic recorders has been substantiated. Two existing methods of pulse amplitude measurements at high voltages, the magnetic recording method and the method using a shunt, are used in justification. It is noted that in a number of cases it becomes necessary to determine the decrease in the pulse amplitude as it flows on a long object. This leads to the need to develop a method for performing such measurements. As an example, a long horizontal earth electrode was investigated when a lightning current pulse moves on it. Based on experimental studies in natural conditions, an improved method for measuring the decrease in the amplitude of the lightning current impulse along a long earth electrode is proposed. The proposed method has a measurement error not exceeding 10 %, and allows simultaneous measurements of the amplitude of the current strength at given points of the object, which can amount to tens or even hundreds. This method is implemented in a simple design and has an affordable manufacturing cost. The results of the experiments performed make it possible to recommend the corrected measurement method for practical use on existing electrical installations. The use of ferromagnetic recorders for recording and measuring the lightning current in areas of complex earthing arrangements is relevant for practical reasons, which include the possibility of measuring during a long wait and long-term storage of measurement results, does not require additional power sources and provides the possibility of synchronous measurements at various points of the grounding device. An important feature of the method is safety for technical equipment and personnel.

Keywords: measurement method, determination, amplitude reduction, current impulse, high voltage, long earth electrode.

© В. І. Ніжевський, С. К. Березка, О. М. Федосеєнко, І. В. Ніжевський, 2021

Вступ. Питанням вимірювання амплітуди сили струму (струми блискавки, струми короткого замикання, струми перевантаження і т.д.) короткочасних імпульсів, що призводять до перенапруг, присвячено багато наукових робіт [1–4]. Рішення пов'язаних з цим завдань як в нашій країні, так і за кордоном сформульовані та узагальнені в роботі [5], де викладені актуальні проблеми електромагнітної сумісності та блискавкозахисту. Показано, що перевищення нормованих рівнів перенапруг і перешкод є причиною зниження надійності електропостачання.

При вимірюванні амплітуди імпульсу сили струму великої величини застосовуються шунти, а також електромагнітні трансформатори струму. Разом з тим, вимірювання величини сили струму повинні забезпечувати необхідну точність. У ряді випадків необхідно проводити вимірювання амплітуди сили струму в різних точках об'єкта одночасно (синхронно). Останнє, особливо при високій напрузі, вимагає досить складних і громіздких схем, а також великої кількості приладів або осцилографічних станцій. Це характерно для вимірювання імпульсних струмів блискавок. Сьогодні також необхідно мати можливість вимірювання зниження амплітуди імпульсу сили струму блискавки методом магнітозапису, тобто за допомогою феромагнітних реєстраторів (ФР).

ФР застосовуються для вимірювання великих імпульсних струмів і особливо широко для реєстрації струмів блискавки. Вони прості за конструкцією і дешеві у виготовленні. Це дає можливість встановлювати їх на кожній магістралі складних заземлювальних пристроїв при вимірах.

Такі вимірювання проводилися авторами в Національному технічному університеті «Харківський політехнічний інститут» (НТУ «ХПІ») на кафедрі «Передача електричної енергії», а також проводяться в даний час на лабораторній установці, створеній проф. Гуль В. І.

Огляд публікацій та постановка задачі. Застосування феритових виробів заводського виготовлення в якості ФР описано в роботі [6], де викладено основні результати досліджень різних феромагнітних матеріалів і виробів з них з точки зору використання як магнітореєстраторів імпульсних струмів.

В роботі [7] розглянуто вплив стабільності магнітних характеристик ФР на похибку вимірювань амплітуди імпульсу сили струму методом магнітозапису. Розглянуто також вплив дестабілізуючих факторів: температурних і механічних впливів, взаємовпливу ФР, зміни залишкової намагніченості в часі, а також розкиду характеристик регістраторів на похибку вимірювання великих величин струмів.

Комплект пристроїв для вимірювання пікових струмів з низькоомного шунта методом магнітозапису наводиться в роботі [8], де викладені основні рішення, прийняті при розробці вимірювача пікових струмів, що використовує метод магнітозапису, і приладів намагнічування-розмагнічування ФР.

Вимірювач залишкової намагніченості [8] складається (рис. 1) з багатовиткової котушки (1) на осерді (2) з магнітом'якого матеріалу, в зазорі якого з великою швидкістю обертається електродвигуном тримач (3) з ФР (4), а в ланцюг котушки включений діод і мікроамперметр (5), що вимірює значення випрямленого струму.

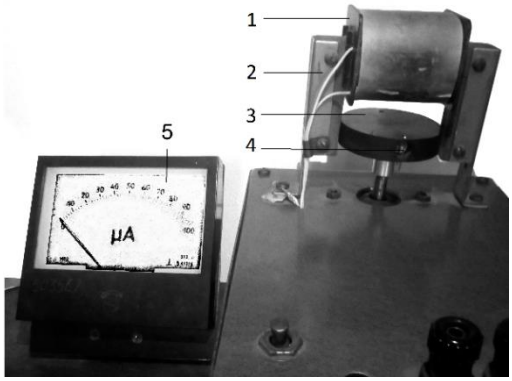


Рисунок 1 – Вимірювач залишкової намагніченості *Br*

В електроенергетичних системах [9] в період грозової активності можуть проводити вимірювання струмів блискавки, використовуючи намагніченість ФР, встановлених на опорах повітряної лінії електропередачі або системах заземлення.

У зв'язку з викладеним в роботі [10], необхідно підкреслити, що результати досліджень розподілу імпульсного струму вздовж променевих заземлювачів отримані розрахунковим шляхом на моделях, а при моделюванні не враховується ряд факторів, які проявляються лише на реальному заземлювачі при стіканні імпульсних струмів блискавки. Це призводить до істотної розбіжності модельних і натурних результатів, яка може досягати навіть сотень відсотків. Роботу [10] слід продовжити в напрямку досліджень зниження амплітуди імпульсу сили струму блискавки уздовж променевих заземлювачів.

В роботі [11] наведені результати досліджень моделювання рівномірності розподілу імпульсного струму в заземлювальному пристрої опори у вигляді горизонтальних променевих заземлювачів (електродів). При дослідженні одного променевого електрода встановлено, що переважна частина імпульсного струму розтікається від кінця електрода і мінімальний індекс опору розтікання має місце при рівномірному розподілі струму. Розрахунковим шляхом на моделі досліджено розподіл імпульсного струму в 6-електродному заземлювачі. Горизонтальна складова струму розтікається в основному від частин електрода найближчих до точки інжекції струму і до кінця електрода заземлювача з 4 променів.

Сучасні портативні пристрої дозволяють проводити вимірювання амплітуди імпульсу, забезпечують високу точність, мають автономне живлення та недорогі. Однак, вони не дозволяють проводити вимірювання при великому числі точок одночасного вимірювання та необхідного для цього персоналу. Крім того, неможливо практично провести вимір в процесі тривалого очікування розряду

блискавки в об'єкт і тривалого збереження результатів вимірювань.

Актуальність роботи. У ряді випадків виникає необхідність визначати зниження амплітуди імпульсу сили струму блискавки уздовж протяжних об'єктів (заземлювачі великої протяжності, силові кабелі і кабелі зв'язку, трубопроводи тощо) шляхом вимірювань. Однак, існуючими методами (наприклад, застосовуючи шунти) вимірювати зниження амплітуди імпульсу в протяжному об'єкті неможливо. Тому розробка таких методів натурних вимірювань на сьогодні є актуальною і важливою науково-технічною задачею. З цією метою в НТУ «ХПІ» були виконані експериментальні дослідження, які дозволили реалізувати можливості таких вимірювань в натуральних умовах польової лабораторії «Струми в землі».

Мета статті. Метою роботи є обґрунтувати удосконалений метод вимірювання зниження амплітуди імпульсу сили струму блискавки в міру його пробігу від початку до кінця протяжного горизонтального заземлювача за допомогою ФР.

Експериментальне обґрунтування вдосконаленого методу вимірювання зниження амплітуди імпульсу на прикладі натурного об'єкта. Поставлена мета досягнута шляхом використання двох існуючих методів вимірювання амплітуди імпульсу сили струму блискавки при високій напрузі.

Характеристика досліджуваного об'єкта. В якості досліджуваного об'єкта використаний протяжний горизонтальний заземлювач круглого перетину діаметром $d = 16$ мм і довжиною $l = 100$ м, прокладений на глибині 0,5 м в землі з еквівалентним питомим опором $\rho = 80$ Ом·м.

Горизонтальний протяжний заземлювач має 5 точок доступу: одну на початку, три через кожні 10 м та останню через 50 м від початку. У місцях доступу в розтин заземлювача встановлені безіндукційні шунти і подільники напруги, з яких сигнал надходить на вхід відповідного осцилографа (рис. 2), та/або тримачі ФР (рис. 3) залежно від методу вимірювання.

Точка доступу являє собою вириту на глибину 0,6 м квадратний колодязь розміром 0,5×0,5 м^2, в якому встановлюється шунт і/або тримач ФР.

Існуючий метод вимірювання за допомогою осцилографічних станцій. Даний метод полягає у вимірюванні амплітуди імпульсу сили струму блискавки в заданих точках заземлювача по його довжині за допомогою осцилографічних станцій (рис. 2).

Так, наприклад, після подачі імпульсу сили струму з величиною амплітуди $I = 28{,}7$ кА від генератора імпульсних напруг в початок заземлювача на екрані осцилографа в кожній точці доступу фіксується осцилограма імпульсу сили струму і оцінюється його амплітуда. Результати таких вимірів зведені в табл. 1.

Застосування осцилографічних станцій в таких вимірах пов'язано з цілим рядом проблем: необхідно мати кілька осцилографів з пам'яттю; осцилографи повинні бути ізольовані від землі на сотні кВ; необхідна синхронізація осцилографів; живлення осцилографів має бути від акумуляторів; необхідно мати безіндукційні шунти, які розраховані на імпульсні струми для досліджуваного діапазону. Такий підхід дуже трудомісткий і дорогий, але забезпечує досить високу точність вимірювань.

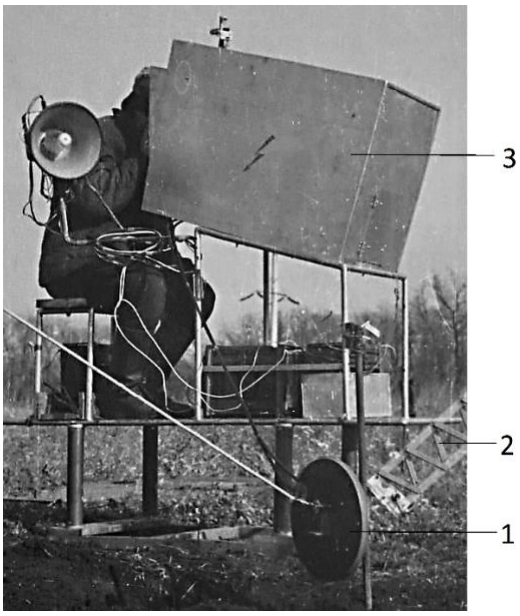
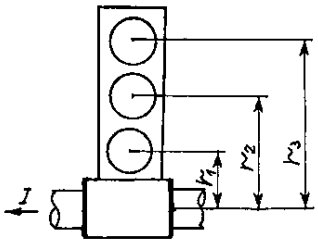


Рисунок 2 – Осцилографічна станція:
1 – безіндукційний шунт;
2 – подільник напруги;
3 – осцилограф



а)

б)

Рисунок 3 – Тримач (*а*) і феромагнітні реєстратори (*б*)

Таблиця 1 – Результати натурних вимірювань

Точка доступу	1	2	3	4	5
Відстань від початку заземлювача до точки доступу, м	0	10	20	30	50
Амплітуда імпульсу сили струму по осцилограмі, кА	28,7	11,48	6,9	4,3	2,3

Можливо також використовувати в спрощеному варіанті дві осцилографічні станції, проте в цьому випадку необхідно подавати на початок протяжного заземлювача один і той же імпульс сили струму при кожному переміщенні другої станції в чергову точку доступу. Такий підхід дозволяє вимірювати максимальну величину амплітуди імпульсу сили струму в кожній точці доступу. Однак при цьому знижується точність вимірювання, пов'язана з можливою нестабільністю вихідного імпульсу.

Вдосконалений метод вимірювання за допомогою ФР. Пропонований метод вимірювання заснований на застосуванні ФР в тих же точках доступу, як і в попередньому методі. Спосіб розташування трьох ФР описаний в роботі [4] (рис. 4) і полягає в наступному.

У місцях доступу на заземлювачі встановлені пластмасові тримачі з трьома гніздами для ФР (1), розташованими, як показано на рис. 4, уздовж силових ліній (2) магнітного поля вимірюваного струму *I* блискавки в заземлювачі (3) на зростаючих від осі заземлювача відстанях r^1, r^2 та r^3 відповідно (рис. 3 *а*). Це дозволяє розширити межі вимірювання методом магнітозапису і зменшити похибку вимірювання, використовуючи близьку до середини лінійного діапазону ділянку градуйованої кривої ФР.

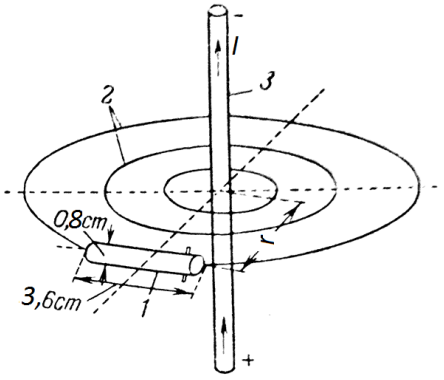


Рисунок 4 – Розташування ФР щодо заземлювача зі струмом блискавки [4]

Перед початком вимірювань зниження амплітуди імпульсу сили струму блискавки уздовж протяжного заземлювача необхідно виконати градуювання всіх ФР, тобто зняти для кожного з них градуювальну криву $Br = f(H)$, яка проходить через ряд експериментально отриманих точок. Для отримання кожної точки необхідно мати комплект пристроїв [8] і спеціальну схему, що складається з багатошарової котушки-соленоїда, підключеної до комутатора, амперметра і джерела живлення. У даному випадку соленоїд має довжину $l = 167$ мм, внутрішній діаметр 28 мм, зовнішній – 105 мм і число витків $W = 6000$.

- ***Розмагнічування ФР.*** Схема дозволяє виконувати розмагнічування ФР за допомогою підключення комутатором до соленоїда джерела змінного струму. Для розмагнічування реєстратор проштовхують через соленоїд, а потім плавно віддаляють від нього на відстань близько 40–50 см.
- ***Намагнічення ФР.*** За допомогою комутатора підключають до соленоїда джерело постійного струму і, плавно підвищуючи напругу, встановлюють необхідне значення струму в ланцюзі соленоїда після чого проштовхнують через нього ФР. Намагнічений струмом *I* ФР поміщають у вимірювач залишкової намагніченості [8] і визначають у відносних одиницях (число поділок по шкалі мікроамперметра) його залишкову намагніченість *Br*.

Переймаючись величиною сили струму *I* в ланцюзі описаного вище соленоїда, визначаємо залишкову намагніченість *Br* ФР і розраховуємо напруженість *H* магнітного поля в центрі соленоїда за формулою $H = 360I$, де *H*, А/см і *I*, А. Градуювання ФР виконується при напруженностях *H*, відповідних струму $I = 0{,}1$ А, і далі через 0,05 А аж до $I = 1$ А.

За експериментально отриманими даними для кожного ФР побудовані градуювальні криві, окремі з яких представлені в якості прикладу на рис. 5 і близькі до наведених в роботі [6].

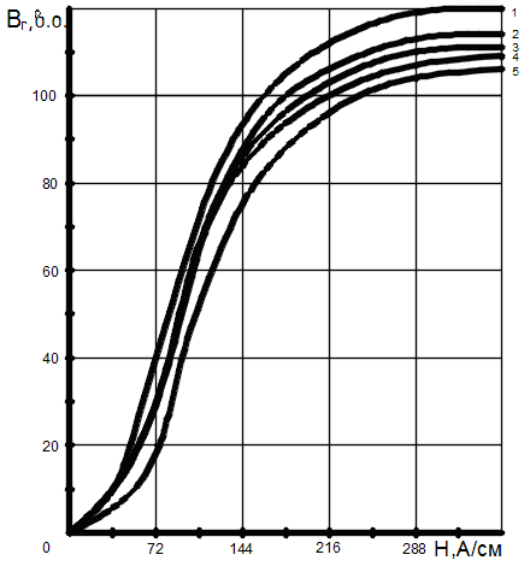


Рисунок 5 – Градуювальні криві Br= f (H) ФР типу 9ВЧ (криві 1-4) і 5ВЧ (крива 5)

Таким чином, зняття градуювальної кривої ФР, тобто встановлення зв'язку залишкової намагніченості і напруженості поля, проводиться на постійному струмі.

Попередньо розмагнічені ФР встановлюють у тримачах і подають імпульс струму на початок заземлювача. Після подачі імпульсу ФР витягуються з тримачів і кожен з них по черзі вводиться в магнітний ланцюг вимірювача залишкової намагніченості, відхилення стрілки якого (на число поділок α)

пропорційне залишковій намагніченості *Br*, тобто залишковій намагніченості у відносних одиницях.

Використовуючи отриману величину залишкової намагніченості *Br* ФР, за відповідною градуювальною кривою *Br* = *f* (*H*) знаходять максимальну напруженість *H* магнітного поля у місці установки кожного ФР.

Напруженість *H* магнітного поля, що впливає на ФР (рис. 3), встановлений у тримачі на відстані *r* від осі заземлювача круглого перетину, з достатньою точністю можна розрахувати на підставі закону повного струму (або Біо-Савара-Лапласа) за формулою:

$$H = I(2\pi r)^{-1}, \quad (1)$$

де *r* – відстань від центру ФР до осі заземлювача, см;

I – амплітуда імпульсу сили струму в заземлювачі у даній точці доступу, А.

Знаючи напруженість *H* і відстань *r* від осі ФР до осі електрода протяжного заземлювача, по якому протікав струм блискавки, знаходять величину останнього в кожній заданій точці доступу за формулою:

$$I = 2\pi r H. \quad (2)$$

Такий підхід справедливий в тому випадку, якщо залишкова індукція *Br* в центрі намагнічувальної котушки має таку ж величину *Br*, як і в точці установки ФР при струмі блискавки *I* в протяжному заземлювачі.

Це дозволяє вибрати відповідне місце установки ФР в кожному тримачі таким чином, щоб вимір амплітуди імпульсу сили струму виконувався якомога ближче до середини лінійної ділянки градуювальної кривої ФР.

Близький до заземлювача ФР (на відстані r^1) вимірює невеликі амплітуди імпульсу сили струму, а найбільш віддалений (на відстані r^3) – найбільші амплітуди імпульсу сили струму.

У разі, якщо в будь-якій точці доступу ФР увійшов у насичення необхідно збільшити відповідну йому відстань *r*. Якщо ФР практично не намагнітився, то необхідно зменшити відповідну йому відстань *r*, а потім знову подати імпульс струму в початок заземлювача. У підсумку, після розшифрування ФР, отримуємо величину амплітуди імпульсу сили струму *I*, який протікає по заземлювачу в кожній заданій точці доступу.

Так, наприклад, при введенні імпульсу сили струму з величиною амплітуди *I* = 28,7 кА но початок заземлювача, а потім вийманні з тримачів і обробки даних з ФР, отримуємо величини амплітуд в кожній точці доступу і зводимо їх в табл. 2.

Одночасне використання існуючого і вдосконаленого методів дозволяє порівняти отримані результати і оцінити похибку запропонованого методу вимірювань. Результати одночасного вимірювання величини амплітуди імпульсу сили струму методом магнітозапису і осцилографування на осцилографі з пам'яттю наведені в табл. 2 і 1 відповідно.

Таблиця 2 – Похибка вимірювань за допомогою ФР

Точка доступу	Відстань *r* до ФР, см	Залишкова намагніченість *Br*, поділів	Напруженість магнітного поля *H*, А/см	Амплітуда імпульсу сили струму *I*, кА	Похибка вимірювань, %
1	25	100	179,6	28,2	1,74
2	15	72	116,2	10,95	4,61
3	15	40	71	6,7	2,9
4	15	13	45,6	4,4	2,32
5	10	8	36,6	2,5	8,7

Порівняння наведених в табл. 1 і 2 величин амплітуд імпульсу сили струму в відповідних точках доступу, свідчить про похибки вимірювань вдосконаленим методом.

Похибка вимірювань розрахована щодо відповідних амплітуд сили струму, отриманих за допомогою осцилограм. Як випливає з табл. 2, точність вимірювання амплітуди імпульсу сили струму вдосконаленим методом досить висока, бо похибка не перевищує 8,7 %.

Різниця виміряних амплітуд імпульсу сили струму між попередньою і наступною точками доступу дає зниження амплітуди імпульсу на даній ділянці заземлювача.

Використовуючи отримані значення амплітуди імпульсу сили струму блискавки, наведені в табл. 2, шляхом математичної обробки отримуємо аналітичний вираз, що дозволяє розрахувати зниження амплітуди імпульсу сили струму блискавки при його протіканні по протяжному заземлювачу в залежності від відстані *x*:

$$I_x = I_0 \cdot e^{-a\sqrt{x}}, \quad (3)$$

де I_0 – амплітуда імпульсу струму в точці введення, кА;

x – відстань по заземлювачу від точки введення імпульсу, м;

a – коефіцієнт, який залежить від питомого опору ґрунту ρ.

Математична обробка експериментальних даних для умов дослідів дає значення *a* = 0,33–0,5 м.

Використовуючи дані табл. 2, а також отримане значення коефіцієнта *a*, розраховуємо помилки визначення амплітуди за наведеним виразом порівняно з дослідними даними табл. 2. Результати розрахунків зводимо в табл. 3. Максимальна помилка в 9,3 % дозволяє вважати, що вираз описує отриману залежність з достатньою для інженерних цілей точністю.

Слід зазначити, що коефіцієнт *a* в загальному випадку залежить не тільки від питомого опору ґрунту. На амплітуду впливатимуть як конструктивні параметри заземлювального пристрою (тип, матеріал, площа перетину електрода заземлювача, глибина закладення заземлювальних пристроїв), так і реальна

геоелектрична структура ґрунту (а не тільки еквівалентна).

Таблиця 3 – Похибка розрахунку по запропонованому виразу

Відстань *x* від початку заземлювача до точки доступу, м	Амплітуда імпульсу сили струму, *I*, кА		Похибка розрахунку, δ,%
	виміряна на ФР	отримана за виразом	
0	28,2	28,2	0
10	10,95	9,93	9,3
20	6,7	6,45	3,73
30	4,4	4,62	–5,0
50	2,5	2,73	–9,2

Таким чином, вимір зниження амплітуди імпульсу сили струму блискавки у разі його протікання по протяжним або складним заземлюючим пристроям у польових умовах, в тому числі з метою накопичення інформації та економії коштів і часу, необхідно проводити вдосконаленим методом, тобто з використанням ФР заводського виготовлення. Це тим більш актуально, чим більше число точок для вимірювання, які можуть обчислюватися десятками і навіть сотнями.

Висновки. На основі експериментальних досліджень в натуральних умовах обґрунтований і запропонований вдосконалений метод відрізняється тим, що з метою визначення зниження амплітуди імпульсу у міру його протікання по протяжному заземлювачу проводиться одночасний вимір амплітуди імпульсу сили струму в кожній заданій точці по довжині заземлювача одночасно. Результати вимірювань апроксимуються кривою. Послідовне зіставлення результатів вимірювань в заданих точках визначає величину зниження амплітуди імпульсу.

Результати виконаних експериментів по вимірюванню зниження амплітуди імпульсу сили струму блискавки вздовж протяжного горизонтального заземлювача дозволяють рекомендувати скоригований метод вимірювання до практичного використання. Це актуально з наступних причин: немає необхідності в джерелах живлення; можливість вимірювання в процесі тривалого очікування; тривале збереження результатів вимірювання; дуже велике число точок вимірювання одночасно; немає необхідності мати потужне високовольтне джерело (генератор імпульсної напруги); безпечно для техніки і персоналу

Похибка вимірювань зниження амплітуди імпульсу сили струму блискавки методом магнітозапису, як показали виконані дослідження, досить низька і не перевищує 8,7 %.

Список літератури

1. Istrate D., Blanc I., Fortune D. Study and development of a measurement set-up for high impulse currents *Conference on Precision electromagnetic Measurements*. 2012. P. 224–225. doi: 10.1109/CPEM.2012.6250883
2. Fan J., Long Z., Li W., Impulse Current Measurement Device Based on Uniform Spiral Magnetic Induction Module. *2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. 2020. P. 3312–3318. doi: 10.1109/EI250167.2020.9346958
3. Nguyen T. X., Ely J. J., Szatkowski G. N., Mata C. T., Mata A. G., Snyder G. P. Lightning current measurement with fiber-optic sensor. *2014 International Conference on Lightning Protection (ICLP)*. 2014. P. 1424–1431. doi: 10.1109/ICLP.2014.6973354
4. *Высоковольтное испытательное оборудование и измерение импульсных токов*. URL: https://leg.co.ua/arhiv/raznoe-arhiv/vysokovoltnoe-ispytatelnoe-oborudovanie-i-izmereniya-41.html (дата звернення: 11.03.2021).
5. Дьяков А. Ф., Максимов Б. К., Борисов Р. К., Кужекин И. П., Темников А. Г., Жуков А. В. *Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетик : учебник для вузов*. Москва: Издательский дом МЭИ, 2016. 541 с.
6. Гуль В. И., Измайлов О. И. Применение ферритовых изделий заводского изготовления в качестве феррорегистраторов. *Вестник Харьковского политехнического института*. 1974. № 87, вып. 3. С. 51–53.
7. Гуль В. И., Измайлов О. И., Клейман М. В. Влияние стабильности магнитных характеристик феррорегистраторовна погрешность измерений токов методом магнитозаписи. *Вестник Харьковского политехнического института*. 1978. № 143, Вып. 6. С. 42–44.
8. Гуль В. И., Измайлов О. И. Комплект устройств для измерения пиковых токов с низкоомного пункта методом магнитозаписи. *Вестник Харьковского политехнического института*. 1974. № 87, вып. 3. С. 47–51.
9. Соколовский А. О., Целебровский Ю. В., Шевченко С. С., Цилько В. А. Опыт комплексного мониторинга грозовой активности в электроэнергетической системе. *Известия Российской академии наук. Энергетика*. 2017. № 1. С. 53–64.
10. Smirnov V. P., Fortov V. E., Bykov Y. A. et al. Propagation of current pulses with an amplitude of up to 85 kA in soil over distances of several tens of meters. *Plasma Physics Report*. 2016. No. 42. P. 177–185. doi: 10.1134/S1063780X16020070
11. Shi-qiang Y., Xun L., Zhi-wei S., Wei-jing S., Li S. Simulation experiment on regularity of impulse current dispersal of tower grounding device. *Water Resources and Power*. 2016. Vol. 34, no. 7. P. 204–207.

References (transliterated)

1. Istrate D., Blanc I., Fortune D. Study and development of a measurement set-up for high impulse currents *Conference on Precision electromagnetic Measurements*. 2012, pp. 224–225. doi: 10.1109/CPEM.2012.6250883
2. Fan J., Long Z., Li W., Impulse Current Measurement Device Based on Uniform Spiral Magnetic Induction Module. *2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2).* 2020, pp. 3312–3318. doi: 10.1109/EI250167.2020.9346958
3. Nguyen T. X., Ely J. J., Szatkowski G. N., Mata C. T., Mata A. G., Snyder G. P. Lightning current measurement with fiber-optic sensor. *2014 International Conference on Lightning Protection (ICLP)*. 2014, pp. 1424–1431. doi: 10.1109/ICLP.2014.6973354
4. *Vysokovol'tnoe ispytatel'noe oborudovanie i izmerenie impul'snykh tokov* [High Voltage Test Equipment and Impulse Current Measurement]. Available at: https://leg.co.ua/arhiv/raznoe-arhiv/vysokovoltnoe-ispytatelnoe-oborudovanie-i-izmereniya-41.html (accessed 11.03.2021).
5. Dyakov A. F., Maksimov B. K., Borisov R. K., Kuzhekin I. P., Temnikov A. G., Zhukov A. V. *Elektromagnitnaya sovmestimost' i molniezashchita v elektroenergetik: uchebnik dlya vuzov* [Electromagnetic Compatibility and Lightning Protection in the Electric Power Industry: Textbook for Universities]. *Moscow, MEI* Publ., 2016. 541 p.
6. Gul V. I., Izmaylov O. I. Primenenie ferritovykh izdeliy zavodskogo izgotovleniya v kachestve ferroregistratorov [The use of factory-made ferrite products as ferrite recorders]. *Bulletin of the Kharkiv Polytechnic Institute*. 1974, no. 87, iss. 3, pp. 51–53.
7. Gul V. I., Izmaylov O. I. Kleyman M. V. Vliyanie stabil'nosti magnitnykh kharakteristik ferroregistratorovna pogreshnost' izmereniy tokov metodom magnitozapisi [Influence of stability of magnetic characteristics of ferro recorders on the measurement error of magnetic recording currents]. *Bulletin of the Kharkiv Polytechnic Institute*. 1978, no. 143, iss. 6, pp. 42–44.

8. Gul V. I., Izmaylov O. I. Komplekt ustroystv dlya izmereniya pikovykh tokov s nizkoomnogo punkta metodom magnitozapisi [Kit for measuring peak currents from a low-impedance point using the magnet recording method]. *Bulletin of the Kharkiv Polytechnic Institute*. 1974, no. 87, iss. 3, pp. 47–51.
9. Sokolovskiy A. O., Tselebrovskiy Yu. V., Shevchenko S. S., Tsilko V. A. Opyt kompleksnogo monitoringa grozovoy aktivnosti v elektroenergeticheskoy sisteme [Experience in integrated monitoring of lightning activity in the electricity system]. *Proceedings of the Russian Academy of Sciences. Energetics*. 2017, no 1, pp. 53–64.
10. Smirnov V. P., Fortov V. E., Bykov Y. A. et al. Propagation of current pulses with an amplitude of up to 85 kA in soil over distances of several tens of meters. *Plasma Physics Report*. 2016, no. 42, pp. 177–185. doi: 10.1134/S1063780X16020070
11. Shi-qiang Y., Xun L., Zhi-wei S., Wei-jing S., Li S. Simulation experiment on regularity of impulse current dispersal of tower grounding device. *Water Resources and Power*. 2016, vol. 34, no. 7, pp. 204–207.

Надійшла (received) 20.03.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Ніжевський Віктор Ілліч (Нижевский Виктор Ильич, Nizhevsky Viktor) – кандидат технічних наук, доцент, професор кафедри передачі електричної енергії Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-8823-2628; e-mail: victornizhevski@gmail.com.

Березка Сергій Костянтинович (Березка Сергей Константинович, Berezka Sergey) – кандидат технічних наук, старший викладач кафедри передачі електричної енергії Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; e-mail: serg.berezka@gmail.com.

Федосеєнко Олена Миколаївна (***Федосеенко Елена Николаевна, Fedoseenko Olena)*** – кандидат технічних наук, доцент кафедри передачі електричної енергії Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: http://orcid.org/0000-0003-3701-381X; e-mail: fedosejenko@gmail.com.

Ніжевський Ілля Вікторович (Нижевский Илья Викторович, Nizhevskiy Ilia) – кандидат технічних наук, головний конструктор, Українсько-литовське ТОВ НВП «Дельта-ВХ», м. Харків, Україна; e-mail: victornizhevski@gmail.com.

УДК 621.317.3 **doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.12**

М. С. НІКОНОВ, І. І. БОРЗЕНКОВ, І. Л. ЛЕБЕДИНСЬКИЙ

РОЗРОБКА ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ТА ПРОГРАМНОГО ПРОДУКТУ ДЛЯ ЗБОРУ ТА АНАЛІЗУ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

В реальних умовах експлуатації електричних мереж виникають режими, що характеризуються відхиленням своїх параметрів від номінальних значень. Особливо важливими з точки зору експлуатації електричного обладнання є відхилення амплітуди та частоти напруги мережі живлення. Допустимі та граничні значення відхилення цих параметрів нормуються у відповідності з державними стандартами. Для розрахунку основних параметрів якості електроенергії недостатньо знати тільки методи їх розрахунку. Для визначення напруги та частоти основної гармоніки потрібні додаткові алгоритми. Таким алгоритмом є дискретне перетворення Фур'є. Даний алгоритм створений для проведення аналізу сигналів. Але цей алгоритм не знайшов широкого застосування при розрахунках коефіцієнтів Фур'є у сучасних програмних комплексах. Причиною є значна витрата часу та ресурсів комп'ютера на визначення коефіцієнтів Фур'є, що зменшує привабливість такого підходу. У зв'язку з цим, доцільно використовувати алгоритм швидкого перетворення Фур'є. Цей алгоритм використовує властивості періодичності тригонометричної функції, що дозволяє скоротити кількість операцій множення. Результати використання алгоритму швидкого перетворення Фур'є є аналогічними дискретному, але кількість операцій необхідна для обчислення в рази менша. Разом з тим алгоритми швидкого та дискретного перетворення Фур'є можуть давати досить значну похибку у визначенні оцінки частоти. Дане відхилення пов'язане з кратністю часу між вимірами сигналу та його періоду. У випадку коли період аналогового сигналу не кратний відстані між вимірами дискретизованого сигналу, для зменшення похибки у визначенні частоти основного сигналу необхідно використовувати додатковий метод Квіна. У зв'язку з цим розробка алгоритмів та програмного комплексу для автоматизованих вимірювальних систем показників якості електричної енергії з використанням цифрових приладів збору та обробки даних у реальному часі є актуальною задачею.

Ключові слова: мікроконтролер, National Instruments USB-6009, MATLAB, швидке перетворення Фур'є, вимірювальна система, аналіз даних, показники якості електроенергії.

Н. С. НИКОНОВ, И. И. БОРЗЕНКОВ, И. Л. ЛЕБЕДИНСКИЙ

РАЗРАБОТКА ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ И ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА ДЛЯ СБОРА И АНАЛИЗА ПАРАМЕТРОВ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В реальных условиях эксплуатации электрических сетей возникают режимы, характеризующиеся отклонением своих параметров от номинальных значений. Особенно важными с точки зрения эксплуатации электрического оборудования является отклонение амплитуды и частоты напряжения питания. Допустимые и предельные значения отклонения этих параметров нормируются в соответствии с государственными стандартами. Для расчета основных параметров качества электроэнергии недостаточно знать только методы их расчета. Для определения напряжения и частоты основной гармоники нужны дополнительные алгоритмы. Таким методом является дискретное преобразование Фурье. Данный алгоритм создан для проведения анализа сигналов. Но этот алгоритм не нашел широкого применения при расчетах коэффициентов Фурье в современных программных комплексах. Причиной является значительный расход времени и ресурсов компьютера на определение коэффициентов Фурье, что уменьшает привлекательность такого подхода. В связи с этим, целесообразно использовать алгоритм быстрого преобразования Фурье. Этот алгоритм использует свойства периодичности тригонометрической функции, что позволяет сократить количество операций умножения. Результаты использования алгоритма быстрого преобразования Фурье аналогичны дискретному, но количество операций необходимых для вычисления в разы меньше. Вместе с тем алгоритмы быстрого и дискретного преобразования Фурье могут давать достаточно значительную погрешность в определении оценки частоты. Данное отклонение связано с кратностью времени между измерениями сигнала и его периода. В случае если период аналогового сигнала кратный расстоянию между измерениями дискретизированного сигнала, для уменьшения погрешности в определении частоты основного сигнала необходимо использовать дополнительный метод Квина. В связи с этим разработка алгоритмов и программного комплекса для автоматизированных измерительных систем показателей качества электрической энергии с использованием цифровых приборов сбора и обработки данных в реальном времени является актуальной задачей.

Ключевые слова: микроконтроллер, National Instruments USB-6009, MATLAB, быстрое преобразование Фурье, измерительная система, анализ данных, показатели качества электроэнергии.

N. S. NIKONOV, I. I. BORZENKOV, I. L. LEBEDYNSKY

DEVELOPMENT OF A MEASUREMENT SYSTEM AND SOFTWARE PRODUCT TO COLLECT AND ANALYSE ELECTRICITY QUALITY PARAMETERS

In the real operating conditions of electrical networks, there are modes of operation characterised by deviations of their parameters from their nominal values. Of particular importance for the operation of electrical equipment are variations in the amplitude and frequency of the supply voltage. The permissible and limit deviations of these parameters are regulated in accordance with national standards. To calculate the main power quality parameters it is not sufficient to know only the methods of their calculation. Additional algorithms are needed to determine fundamental harmonic voltages and frequencies. Such a method is the discrete Fourier transform. This algorithm is designed for signal analysis. However, this algorithm was not widely used in calculating Fourier coefficients in modern software packages. The reason is that it takes much time and computer resources to determine the Fourier coefficients which reduces the attractiveness of this approach. For this reason, it is advisable to use the fast Fourier transform algorithm. This algorithm uses the periodicity properties of the trigonometric function, which allows reducing the number of multiplication operations. The results of using the fast Fourier transform algorithm are similar to the discrete Fourier algorithm, but the number of operations required for calculation is several times less. At the same time, fast and discrete Fourier transform algorithms can give quite a significant error in determining the frequency estimate. This deviation is related to multiplicity of time between signal measurements and its period. If the period of the analogue signal is a multiple of the sampled signal measurement distance, an additional Quin method must be used to reduce the error in determining the frequency of the main signal. In this regard, the development of algorithms and software complex for automated measurement systems of electrical power quality indicators using digital data acquisition and processing devices in real time is an urgent task.

Keywords: microcontroller, National Instruments USB-6009, MATLAB, fast Fourier transform, measurement system, data analysis, power quality indicators.

© М. С. Ніконов, І. І. Борзенков, І. Л. Лебединський, 2021

Вступ. Зважаючи на світову тенденцію по якісній електричній енергії, сьогодні стає актуальною задача по контролю якості електроенергії відповідно до нормативних документів. Так, відхилення кожного параметра електроенергії може призвести до серйозних наслідків як-от збільшення втрат енергії, перегрів електричного обладнання, яке пришвидшує старіння ізоляції та ймовірність аварії, помилкове спрацювання автоматичних вимикачів та пристроїв релейного захисту.

Для опису вимог та контролю якості електроенергії в нашій країні існує ряд нормативних документів як-от ДСТУ EN 50160:2014 [1] та ГОСТ 13109-97 [2]. Тому, сьогодні компанії як «Satec» [3] вже пропонують якісні прилади та програмне забезпечення для аналізу електричної енергії. Прилади здатні з високою точністю фіксувати відхилення та робити записи і звіти із зазначенням точної дати та часу. У зв'язку з цим розробка автоматизованих вимірювальних систем показників якості електричної енергії з використанням цифрових приладів збору та точна якісна обробка даних в реальному часі сьогодні є актуальною задачею [4–6].

Мета статті. Метою роботи є розробити аналог програмного комплексу для вимірювання на автоматизованого комп'ютерного аналізу основних показників якості електроенергії у відповідності до нормативних документів [1, 2].

Основний матеріал. У даній роботі за допомогою електронного приладу збору даних фірми National Instrument USB-6009 [7] та програмного пакету MatLAB розроблено вимірювальну систему для визначення основних показників якості електроенергії: відхилення амплітуди напруги та частоти у відповідності до ДСТУ [1].

Для розрахунку основних параметрів якості електроенергії недостатньо знати тільки методи їх розрахунку у відповідності з нормативними документами [1, 2]. Для визначення напруги та частоти основної гармоніки потрібні додаткові алгоритми. Таким алгоритмом є швидке перетворення Фур'є (ШПФ) [8]. Це саме той алгоритм який доцільно використовувати коли проводимо аналіз сигналу за допомогою цифрової техніки.

Однак, метод ШПФ має один недолік – велику похибку у визначенні оцінки частоти. Дане відхилення пов'язане із кратністю часу між вимірами сигналу та його періоду [9]. У випадку, коли період аналогового сигналу не кратний відстані між вимірами дискретизованого сигналу, то метод ШПФ дає не точні результати для вищих гармонік. Іншими словами, ШПФ не може точно визначити частоту коли його максимум не співпадає з максимумом спектра напруги. Тому, у роботі були додатково враховані дані обмеження у процедурі визначення основних показників якості електроенергії.

Апаратна частина проекту. Для реалізації вимірювальної системи використовується мікроконтролер для збору та передачі даних на персональний комп'ютер та схема пониження напруги, представлена на рис. 1.

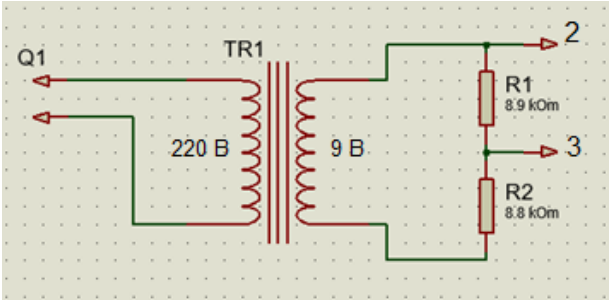


Рисунок 1 – Однофазна вимірювальна електрична схема напруги мережі

Для вимірювання діючого значення напруги використовується понижувальний трансформатор 220/9 В. Даний трансформатор додатково створює гальванічну розв'язку системи. Крім того, додатково використовується дільник напруги із резисторів R_1 та R_2 (рис. 1). Вимірювальні виводи підключаються до терміналів мікроконтролера 2 та 3, які у свою чергу представляють аналогові входи AI0 та AI4 [7].

Для збору та передачі даних на персональний комп'ютер використовується плата для збору даних USB-6009 (рис. 2) [7].

Рисунок 2 – Загальний вигляд плит збору даних USB-6009

Приєднання до комп'ютера відбувається за допомогою інтерфейсу full-speed USB та містить у собі вісім каналів входу аналогового сигналу (AI), два канали генерації аналогових сигналів (AO), 12 каналів цифрового входу або виходу (DIO) та 32-розрядний лічильник [10]. Крім того, USB-6009 має інші характеристики. До них відносяться: розширення при аналоговому вході (необхідно для точності вимірювання значень); максимальна частота дискретизації (точність розрахунку неосновних гармонік залежить від даного параметра, відповідно чим більша величина, тим точніше та більшу гармоніку можна розрахувати).

Відповідно до [7, 10] існує дві схеми підключення для виконання вимірювання сигналів:

- диференційна схема;
- схема із загальним проводом.

У даній роботі використовується диференційна схема (рис. 3) [10].

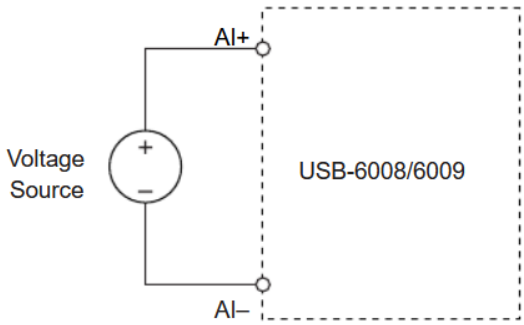


Рисунок 3 – Підключення сигналів за диференційною схемою

При диференційному підключені вимір напруги проводиться у діапазоні 20 В. Однак, максимальна напруга на кожному із контактів не повинна перевищувати 10 В відносно GND.

Потрібно також пам'ятати, що подача сигналу з амплітудою понад 10 В на будь-який із контактів призводить до обмеження вимірюваного сигналу.

Для реалізації вимірювальної системи розроблено вимірювальну систему та програмне забезпечення, блок-схема якого наведена на рис. 4.

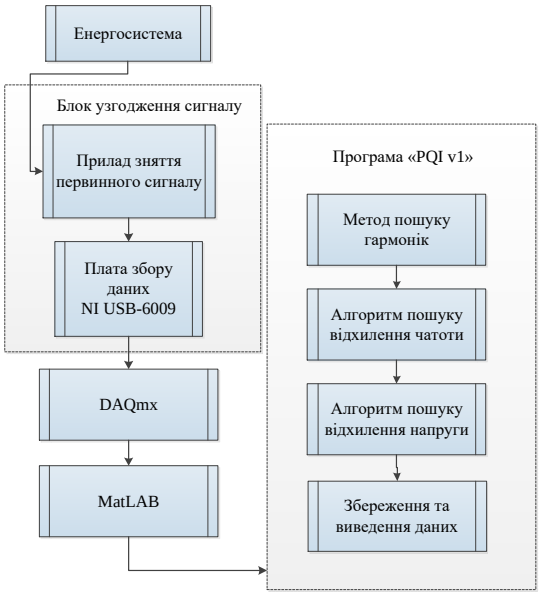


Рисунок 4 – Структурна блок-схема вимірювального комплексу

Згідно з рис. 4, даний комплекс складається із блоку узгодження та програми «PQI v1». Для передачі інформації з плати збору даних до програми використовується додаткове програмне забезпечення «DAQmx» [11], необхідне для підвищення продуктивності програми та управління сигналом використовуючи програмний комплекс MatLAB.

Блок «Програма «PQI v1»» – це програма, розроблена в програмний комплекс MatLAB [12], яка здійснює обробку виміряного сигналу та аналіз основних показників якості електроенергії. Створений програмний продукт дозволяє проводити автоматизований вимір напруги та розрахунок усталеного відхилення частоти та напруги у відповідності до [1, 2]

Принцип роботи програми вимірювального комплексу. Із трансформатора TR_1 (рис. 1) діюче значення напруги мережі трансформується до величини 9 В і далі через дільники напруги понижується до необхідного значення для правильної роботи аналогового входу мікроконтролера. Потім за допомогою плати USB-6009 сигнал перетворюється в цифровий вигляд. Після цього, драйвер DAQmx узгоджує сигнал із програмним комплексом MatLAB. Далі сигнал аналізується програмою «PQI v1». Принцип роботи програми «PQI v1» можна умовно описати блок-схемою (рис. 5).

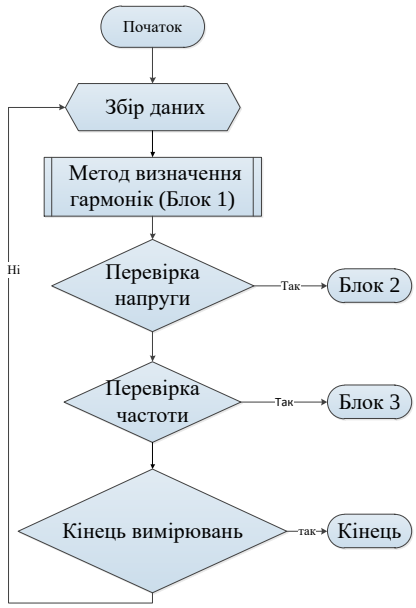


Рисунок 5 – Структурна блок-схема роботи програми «PQI v1»

Робота програми полягає у виконанні декількох алгоритмів.

Робота першого алгоритму по визначенню наявності гармонік в сигналі базується на методі ШПФ [8] та методу Квіна (Quinn's Estimator) [9]. Використання додаткового методу Квіна пов'язане із відхиленням кратності часу між вимірами сигналу до періоду вибірки [9]. Іншими словами, ШПФ не може точно визначити частоту сигналу у випадку коли його максимум не співпадає з реальним максимумом частоти спектра напруги.

У процесі перетворень отримуємо амплітудо-частотний спектр, з якого визначаємо амплітуду та частоту основної гармоніки $U_{1(1)}$ на односекундному інтервалі [1]. Далі проводяться розрахунки усталеного відхилення амплітуди напруги U_y у відсотках за час усереднення, що дорівнює 60 с [1] (рис. 5 блок 2). Аналогічний підхід використовується для визначення усталеного відхилення частоти (рис. 5

блок 2). При цьому, період усереднення дорівнює значенню 20 с [1].

На рис. 6 показано результат роботи програми на довготривалому періоді роботи. Розрахунки проводяться у відповідності з [1, 2].

ГОСТ 13109-97 | ДСТУ EN50160:2014

№	Час	Значення, В	Delta, %	Характеристик
70	19-04 23:23:58:806	225.4800	2.4900	Норма
69	19-04 23:22:58:806	225.9100	2.6900	Норма
68	19-04 23:21:58:806	225.3700	2.4400	Норма
67	19-04 23:20:58:806	225.0000	2.2700	Норма
66	19-04 23:19:58:806	225.2900	2.4100	Норма
65	19-04 23:18:58:806	225.1500	2.3400	Норма
64	19-04 23:17:58:806	224.9900	2.2700	Норма
63	19-04 23:16:58:806	224.9400	2.2400	Норма
62	19-04 23:15:58:806	225.0000	2.2700	Норма
61	19-04 23:14:58:806	225.0000	2.2700	Норма

Рисунок 6 – Результат вимірювань та роботи програми по визначенню діючого значення напруги

Результати вимірювань зберігаються на жорсткому диску, а також виводяться в інтерфейсі програми у відповідній таблиці (рис. 6) та будується графік, як показано на рис. 7.

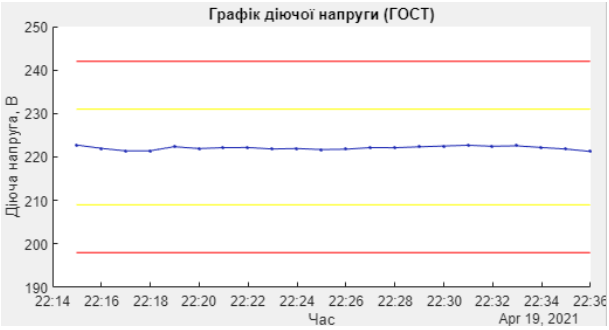


Рисунок 7 – Графік діючої напруги, побудований програмою «PQI v1»

Графік діючої напруги будується відповідно до вимог [1, 2]. Крім того, на графіку позначаються межі нормально та гранично допустимих значень, котрі побудовані жовтим та червоним кольорами відповідно.

Аналогічні вихідні дані програма виводить і для частоти досліджуваного сигналу.

Висновки. Використовуючи розроблене програмне забезпечення «PQI v1», що здійснює обробку виміряного сигналу та аналіз основних показників якості електроенергії у відповідності до [1, 2] дозволить проводити автоматизований вимір напруги та розрахунок усталеного відхилення частоти та напруги.

Вище зазначені параметри є основними при оцінці показників якості електричної енергії у електричних мережах нашої країни. Дане програмне забезпечення дозволяє аналізувати і фіксувати відхилення основних параметрів якості електричної енергії, на основі яких розробляються рекомендації по оптимізації режимів роботи електричних мереж для усунення небажаних явищ для побутових споживачів та зменшення втрат електроенергії в мережах постачальника електроенергії.

Список літератури

1. *ДСТУ EN 50160: 2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT)* / Нац. Стандарт України. Київ: Мінекономрозвитку України, 2014. 27 с.
2. *ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения*. Москва: Издательство стандартов, 1997.
3. *Аналізатори якості електроенергії компанії SATEC*. URL: https://www.satec-global.com.ua/uk/ (дата звернення: 16.05.2021).
4. Lezhniuk P. D., Bondarchuk A. S., Shullie Iu. A. Investigation and implementation of the fractal properties of electric load on civilian objects in order to efficiently predict and control electrical consumption. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. Vol. 3, no. 8 (99). P. 6–12. doi: 10.15587/1729-4061.2019.168182
5. Kabalci Y. A survey on smart metering and smart grid communication. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. No. 57. P. 302–318.
6. Мартиненко В. І., Босий Д. О. Дослідження ефективності автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії побутових споживачів. *Електрифікація транспорту*. 2018. № 15. С. 99–108.
7. *USB-6009 Многофункциональное устройство ввода-вывода*. URL: https://www.ni.com/ru-ru/support/model.usb-6009.html (дата звернення: 16.05.2021).
8. Сато Ю. *Обработка сигналов. Первое знакомство*. Москва: Додека XXI, 2002. 176 с.
9. Елизаров Д. А. *Повышение точности оценки показателей несинусоидальности напряжения в электроэнергетических системах: дис. ... канд. тех. наук 05.14.02*. Омск, 2014. 154 с.
10. *Руководство пользователя и технические характеристики USB-6008/6009*. URL: https://docplayer.ru/46274774-Rukovodstvo-polzovatelya-i-tehnicheskie-harakteristiki-usb-6008-6009.html (дата звернення: 16.05.2021).
11. *Технічна інформація програмного забезпечення DAQmx*. URL: https://www.ni.com/documentation/en/ni-daqmx/latest/daqmx-prop-ref/daqmx-properties-properties/ (дата звернення: 19.05.2021).
12. Дьяконов В. П. *MATLAB. Полный самоучитель*. Москва: ДМК Пресс, 2012. 768 с.

References (transliterated)

1. *DSTU EN 50160:2014. Kharakterystyky napruhy elektropostachannya v elektrychnykh merezhakh zahal'noyi pryznachenosti (EN 50160:2010, IDT)* [State Standard 50160:2014. Characteristics of electricity voltage in general purpose electrical networks]. Kyiv, Ministry of Economic Development and Trade of Ukraine Publ., 2014. 27 p.
2. *GOST 13109-97. Normy kachestva elektricheskoy energii v sistemakh elektrosnabzheniya obshchego naznacheniya* [State Standard 13109-97. Quality standards for electrical energy in general-purpose electricity supply systems]. Moscow, Standards Publishers Publ., 1997.
3. *Analizatory yakosti elektroenerhiyi kompaniyi SATEC* [SATEC Power Quality Analyzers]. Available at: https://www.satec-global.com.ua/uk/ (accessed 16.05.2021).
4. Lezhniuk P. D., Bondarchuk A. S., Shullie Iu. A. Investigation and implementation of the fractal properties of electric load on civilian objects in order to efficiently predict and control electrical consumption. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019, vol. 3, no. 8 (99), pp. 6–12. doi: 10.15587/1729-4061.2019.168182
5. Kabalci Y. A survey on smart metering and smart grid communication. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016, no. 57, pp. 302–318.
6. Martynenko V. I., Bosyy D. O. Doslidzhennya efektyvnosti avtomatyzovanoyi systemy komertsiynoho obliku elektroenerhiyi pobutovykh spozhyvachiv [Study on the efficiency of an automated commercial electricity metering system for domestic consumers]. *Elektryfikatsiya transportu*. 2018, no. 15, pp. 99–108.

7. *USB-6009 Mnogofunktsional'noe ustroystvo vvoda-vyvoda* [USB-6009 Multifunction I/O Device]. Available at: https://www.ni.com/ru-ru/support/model.usb-6009.html (accessed 16.05.2021).
8. Sato Yu. *Obrabotka signalov. Pervoe znakomstvo* [Signal processing. A first introduction]. Moscow, Dodeka XXI, 2002. 176 p.
9. Elizarov D. A. *Povyshenie tochnosti otsenki pokazateley nesinusoidal'nosti napryazheniya v elektroenergeticheskikh sistemakh: dis. ... kand. tekh. nauk 05.14.02* [Improving the accuracy of non-sinusoidal voltage indices in power systems. Candidate eng. sci. diss. (Ph. D.)]. Omsk, 2014. 154 p.
10. *Rukovodstvo pol'zovatelya i tekhnicheskie kharakteristiki USB-6008/6009* [USB-6008/6009 User Manual and Specifications]. Available at: https://docplayer.ru/46274774-Rukovodstvo-polzovatelya-i-tehnicheskie-harakteristiki-usb-6008-6009.html (accessed 16.05.2021).
11. *Tekhnichna informatsiya prohramnoho zabezpechennya DAQmx* [DAQmx Properties]. Available at: https://www.ni.com/documentation/en/ni-daqmx/latest/daqmx-prop-ref/daqmx-properties-properties/ (accessed 19.05.2021).
12. Dyakonov V. P. *MATLAB. Polnyy samouchitel'*. Moscow, DMK Press Publ., 2012. 768 p.

Надійшла (received) 28.05.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Ніконов Микола Сергійович (Никонов Николай Сергеевич, Nikonov Nikolay Sergeevich) – студент кафедри електроенергетики Сумського державного університету; м. Суми, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-0542-7594; e-mail: mykola.nikonov@student.sumdu.edu.ua.

Борзенков Ігор Іванович (Борзенков Игорь Иванович, Borzenkov Igor Ivanovich) – аспірант кафедри передачі електричної енергії Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-7775-9571; e-mail: i.borzenkov@etech.sumdu.edu.ua.

Лебединський Ігор Леонідович (Лебединский Игорь Леонидович, Lebedinsky Igor Leonidovich) – кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедрою електроенергетики Сумського державного університету; м. Суми, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0003-2843-1032; e-mail: i.lebedinskiy@etech.sumdu.edu.ua.

УДК 681.11.031.12:621.311 **doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.13**

М. М. СИВЕНКО, О. О. МІРОШНИК

РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ НАКОПИЧУВАЧІВ ТА ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ІЗОЛЬОВАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМАХ

Наведено докладне обґрунтування використання накопичувачів електричної енергії при наявності в системі електропостачання генераторів на відновлюваних джерелах енергії. Досліджуються залежності параметрів накопичувача від складу та пріоритетності генерації в системі. Розглядається вирішення задачі визначення параметрів накопичувачів електроенергії за допомогою цілеспрямованої імітації параметрів генерації. Показані результати вибору потужності та ємності накопичувача електроенергії з використанням технічних і економічних показників. Визначаються оптимальні параметри накопичувачів як одного з найважливіших засобів забезпечення активності ізольованих систем електропостачання спільно з вибором генеруючих пристроїв. Наведені результати розрахунків потужності відновлювальних джерел енергії в ізольованих системах електропостачання у поєднанні з класичними джерелами енергії. Продемонстрована необхідність використання принципу активності розподільної електричної мережі та можливість його реалізації. На прикладі декількох ізольованих систем приведені графіки залежності оптимального об’єму накопичувачів від частки генерації відновлювальних джерел, неінтегрованої енергії, виробленої відновлювальними джерелами від сумарної ємності накопичувачів. Наводяться основні положення використаної моделі системи електропостачання ізольованих мереж. У досліджуваних ізольованих системах електропостачання в якості генерації на базі відновлювальних джерел енергії використовуються вітроенергетичні установки, сонячні електростанції, які мають значну непередбачуваність генерації. Проаналізована проблема недовідпуску електроенергії до мережі шляхом покрокового збільшення генерації. Результати багатокрокового вибору потужності і енергоємності накопичувачів електроенергії обумовлюються технічними критеріями.

Ключові слова: мережа електропостачання, ізольовані мережі, енергетика, моделювання, відновлювальні джерела енергії, накопичувачі енергії.

М. М. СИВЕНКО, А. А. МИРОШНИК

РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ НАКОПИТЕЛЕЙ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Приведено подробное обоснование использования накопителей электрической энергии при наличии в системе электроснабжения генераторов на возобновляемых источниках энергии. Исследуются зависимости параметров накопителя от состава и приоритетности генерации в системе. Рассматривается решение задачи определения параметров накопителей электроэнергии с помощью целенаправленной имитации параметров генерации. Показаны результаты выбора мощности и емкости накопителя электроэнергии с использованием технических и экономических показателей. Определяются оптимальные параметры накопителей как одного из важнейших средств обеспечения активности изолированных систем электроснабжения совместно с выбором генерирующих устройств. Приведены результаты расчетов мощности возобновляемых источников энергии в изолированных системах электроснабжения в сочетании с классическими источниками энергии. Продемонстрирована необходимость использования принципа активности распределительной электрической сети и возможность его реализации. На примере нескольких изолированных систем приведены графики зависимости оптимального объема накопителей от доли генерации возобновляемых источников, неинтегрованной энергии, производимой возобновляемыми источниками от суммарной емкости накопителей. Приводятся основные положения использованной модели системы электроснабжения изолированных сетей. В исследуемых изолированных системах электроснабжения в качестве генерации на базе возобновляемых источников энергии используются ветроэнергетические установки, солнечные электростанции, имеющие значительную непредсказуемость генерации. Проанализирована проблема недоотпуска электроэнергии в сети путем пошагового увеличения генерации. Результаты многошагового выбора мощности и энергоемкости накопителей электроэнергии оговариваются техническими условиями.

Ключевые слова: сеть электроснабжения, изолированные сети, энергетика, моделирование, возобновляемые источники энергии, накопители энергии.

M. SYVENKO, O. MIROSHNYK

CALCULATION OF OPTIMAL PARAMETERS FOR STORAGE AND RENEWABLE ENERGY SOURCES IN ISOLATED ENERGY SYSTEMS

A detailed substantiation of the use of electric energy storage devices in the presence of generators on renewable energy sources in the power supply system is given. The dependence of the storage parameters on the composition and priority of generation in the system is investigated. The solution of the problem of determining the parameters of electricity storage devices by means of purposeful simulation of generation parameters is considered. The results of the choice of power and capacity of the energy storage using technical and economic indicators are shown. Optimal parameters of electric energy storage devices as one of the most important means of ensuring the activity of isolated power supply systems together with selection of generating devices are determined. The results of calculations of capacity of renewable energy sources in isolated power supply systems in combination with classical energy sources are given. The necessity of using the principle of activity of the distribution electric network and the possibility of its realization is demonstrated. The optimal storage capacity as a function of the share of renewable generation, the non-integrated energy produced by renewable sources and the total storage capacity are plotted for several isolated systems. The main points of the used model of the power supply system of isolated networks are given. In the studied isolated power supply systems, wind power plants and solar power plants, which have significant unpredictability of generation, are used as generation based on renewable energy sources. The problem of undersupply of electricity to the grid by stepwise increase of generation is analysed. The results of the multi-step selection of power and energy consumption of electricity storage are determined by technical criteria.

Keywords: power supply network, isolated networks, power engineering, modeling, renewable energy sources, energy storages.

© М. М. Сивенко, О. О. Мірошник, 2021

Вступ. Завдання визначення оптимальних параметрів накопичувачів електричної енергії та джерел генерації в ізольованих системах електропостачання, що є одним з основних в концепції розвитку сучасної енергетики. У структурі ізольованих систем електропостачання пропонується активно використовувати джерела генерації на базі відновлювальних джерел енергії (ВДЕ).

В цьому випадку необхідно розробити способи забезпечення безперебійного електропостачання споживачів в умовах особливостей роботи генераторів на базі ВДЕ. Рішення даної проблеми можна реалізувати за рахунок застосування накопичувачів електричної енергії, за рахунок використання додаткових традиційних джерел генерації або за рахунок застосування методики управління попитом.

Найбільш цікавими і перспективними є перший і третій способи та їх комбінація.

Аналіз літературних джерел показав, що на сьогоднішній день питання експлуатації акумуляторних батарей та сонячних електричних станцій потребують глибокого вивчення. Питаннями оптимальних параметрів накопичувачів електричної енергії та джерел генерації з фотоелектричними станціями займалися Лежнюк П.Д., Комар В. О., Дудюк Д. Л., Бурячок Т. О., Шелест М. Б., Мисак Й. С., Возняк О. Т. та інші [1–5].

Мета досліджень. Досліджується залежність параметрів накопичувача від складу генерації, визначаються оптимальні параметри накопичувачів електроенергії.

Основні матеріали досліджень. Накопичувачі електричної енергії характеризуються іншими технічними параметрами і характеристиками, ніж генератори.

Визначення оптимальних параметрів накопичувачів електричної енергії для ізольованих систем проводиться з технічних та економічних міркувань. Виходячи з технічних умов, вибирається потужність і ємність накопичувача, а з урахуванням економічної оцінки вибирається його тип [5].

Основні параметри накопичувачів електричної енергії можна розрахувати, використовуючи наступні співвідношення:

- потужність накопичувачів електричної енергії:

$$P_{\text{нак}} = \max|\Delta P|, \tag{1}$$

де ΔP – різниця між сумарною потужністю джерел генерації в ізольованій системі і потужністю споживачів для даного режиму [2].

- ємність накопичувачів:

$$E_{\text{нак}} = \frac{\max(\int [\Delta P]\mathrm{d}t)}{\eta_{\text{нак}}}, \tag{2}$$

д $\eta_{\text{нак}}$ – ККД накопичувачів електричної енергії.

При дослідженні, в якості прикладу, була розглянута тестова ізольована система.

В якості керованих джерел генерації в ній використовуються дизель-генератори, а як джерела генерації на базі ВДЕ – вітроенергетичні установки та сонячні електростанції.

Застосовано метод цілеспрямованої імітації. У цьому випадку використовується декілька різних варіантів, зокрема з різною часткою генерації від ВДЕ. Це дозволяє дати відповідь на питання, що буде відбуватися при різних параметрах в кожному окремому випадку.

Навантаження ізольованої системи знаходиться в діапазоні 10–30 кВт.

Для дослідження взаємозв'язку між часткою генерації на базі ВДЕ в ізольованій системі та необхідними у такому випадку параметрами накопичувачів електричної енергії були змодельовані кілька сценаріїв. Різниця сценаріїв полягає в різній частці генерації від ВДЕ, яка змінювалася в діапазоні 0–100 %.

У першому сценарії необхідна енергія повністю виробляється за допомогою дизель-генераторів, в той час як в останньому сценарії електроенергія повністю виробляється ВДЕ.

В усіх сценаріях враховувалася наявність накопичувачів електричної енергії, встановлена потужність яких визначається як різниця між сумарною встановленою потужністю, що генерується при використанні ВДЕ [6], і мінімальною потужністю навантаження:

$$P_{\text{нак}} = (P_{\text{В}} + P_{\text{С}}) - \min(P_{\text{Н}}), \tag{3}$$

де $P_{\text{В}}$ – потужність, що генерується вітроенергетичними установками;

$P_{\text{С}}$ – потужність, що генерується сонячними електростанціями;

$P_{\text{Н}}$ – потужність навантаження.

У моделі прийнято, що сумарна потужність, що виробляється генераторами на базі ВДЕ, має бути більша за величину мінімальної потужності навантаження. Дана обставина дозволяє накопичувати надлишкову енергію вироблену на базі ВДЕ, оскільки електроенергія, згенерована на базі ВДЕ, має пріоритет при заповненні графіка навантаження. Традиційні генератори використовуються лише тоді, коли сумарна потужність джерел відновлюваної енергії та накопичувачів недостатня для покриття поточного навантаження.

Максимальні потужності генераторів обрані з такою умовою, що вони покривають пікове навантаження ізольованої системи, мінімальна потужність визначається технічними можливостями генераторів.

При розрахунках величина $P_{\text{нак}}$ при заряді і розряді накопичувачів розглядається як навантаження або генерація відповідно [3, 4].

Можливі ситуації, коли при повній зарядці накопичувачів, подальша інтеграція ними потужності від ВДЕ неможлива. У цьому випадку необхідно зменшити вироблення енергії від ВДЕ, а в перспективі – збільшити потужність накопичувачів [1].

Проведено аналіз впливу складу генерації за допомогою ВДЕ на ємність накопичувачів. Досліджено три випадки:

• частка вітрогенерації становила 0 %, сонячної генерації – 100 %;

• частка вітрогенерації – 100 %, сонячної генерації – 0 %;

• частка сонячної та вітрогенерації – по 50 %.

Наприклад, якщо енергосистема повністю забезпечується енергією з використанням енергії від сонячних електростанцій, то потрібні накопичувачі ємністю 80 кВт·год. Використання в ізольованих системах тільки вітроенергетичних установок знижує величину оптимальної ємності накопичувача майже до 25 кВт·год, як показано на рис. 1. Дана обставина обумовлена більшою тривалістю роботи вітроенергетичних установок на добу.

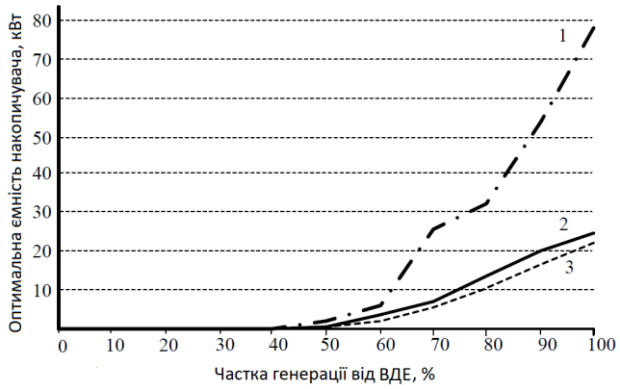


Рисунок 1 – Аналіз впливу частки відновлюваної генерації на оптимальну ємність накопичувачів:
1 – частка вітрогенерації 0 %, сонячної генерації 100 %;
2 – частка вітрогенерації 100 %, сонячної генерації 0 %;
3 – частка сонячної та вітрогенерації – по 50 %

Визначення параметрів накопичувачів для ізольованих систем електропостачання. Для визначення параметрів накопичувачів, необхідних для функціонування ізольованих систем, знову розглянемо систему, що складається із чотирьох дизель-генераторів, вітроенергетичних установок і сонячних електростанцій.

В реальних умовах набір та зменшення потужності генератора відбувається не миттєво, тому в розрахунках враховані швидкість набору і зменшення потужності дизель-генераторів [7, 8].

Дані розрахунки дозволяють зробити оцінки роботи системи, а також дозволили визначити оптимальні параметри накопичувачів електричної енергії, необхідні для інтеграції всієї потужності, що виробляється за допомогою ВДЕ. Для цього залишкова потужність, що покривається традиційними дизель-генераторами і накопичувачем, оцінювалася як:

$$Pi(t) = P_{\text{Н}}(t) - P_{\text{В}}(t) - P_{\text{С}}(t). \quad (4)$$

При оцінці залишкового навантаження передбачається, що дизельні електростанції не можуть бути відключені. В результаті, у даному сценарії (без системи акумулювання енергії) залишкове навантаження аналізованої ізольованої системи електропостачання може бути як позитивним, так і негативним. Позитивні і негативні значення показують, що в ізольованій системі присутній надлишок або дефіцит відповідно. Надлишок в основному пов'язаний з виробленням електричної енергії вітроенергетичними установками і сонячними електростанціями.

Ґрунтуючись на аналізі залишкового навантаження, потужність накопичувача електричної енергії може бути оцінена відповідно до виразу [8]:

$$P_{\text{нак}} = \begin{cases} minPi(t) \\ maxPi(t) \end{cases}. \quad (5)$$

Для оцінки потужності накопичувачів електричної енергії можна використовувати два різних підходи. Накопичувач може бути спроектований так, щоб максимізувати інтеграцію потужності, що виробляється з використанням відновлюваних джерел енергії, або мінімізувати кількість недовідпущеної електричної енергії споживачам. У першому випадку розглядається максимальне значення залишкового навантаження, у другому – слід враховувати його мінімальне значення [4, 8].

Було проведено аналіз залежності величини неінтегрованої енергії, виробленої за допомогою ВДЕ, від ємності накопичувачів електричної енергії. Аналіз проводився методом цілеспрямованої імітації, шляхом поступового збільшення ємності накопичувача та розрахунку величини неінтегрованої енергії. При застосуванні цього підходу для запропонованої ізольованої системи електропостачання оптимальним рішенням слід вважати систему накопичувачів загальною ємністю 40 кВт·год (рис. 2). При таких параметрах вся енергія, що виробляється за допомогою ВДЕ, може бути використана. Дані результати є оптимальними з технічної точки зору. Але з економічної точки зору вони можуть бути не найкращим варіантом, зважаючи на дійсну вартість систем накопичувачів електричної енергії.

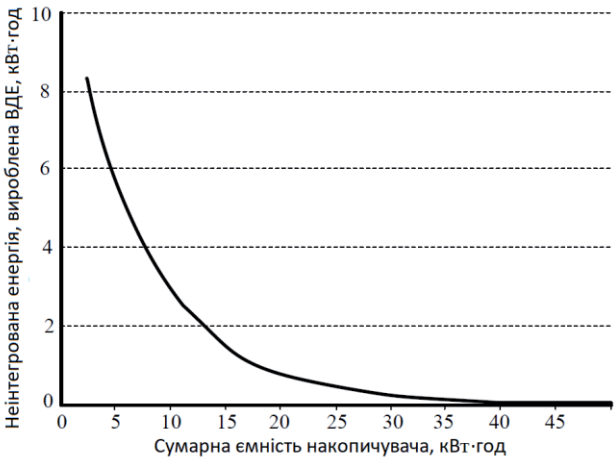


Рисунок 2 – Залежність величини неінтегрованої енергії, виробленої при використанні ВДЕ, від сумарної ємності накопичувачів електричної енергії

Нижче представлені основні параметри сценарію, використовуваного при знаходженні оптимальних параметрів накопичувачів:

1) Підбираються генеруючі джерела:

- традиційні генератори покривають лише частину потреби в електричній енергії;
- потужності вітроенергетичних установок і сонячних електростанцій повинні бути підібрані так, щоб їх сумарна величина була значно більше мінімального навантаження.

2) Визначення оптимального графіка роботи генераторів протягом одного тижня і визначені оптимальні параметри накопичувачів енергії.

3) Параметри накопичувачів змінюються таким чином (табл. 1):

- потужність накопичувачів змінювалася в діапазоні 1–7 кВт з кроком в 1 кВт;
- тривалість роботи накопичувачів змінювалася від 4 до 6,5 годин з кроком 0,5 годин.

Таблиця 1 – Вихідні дані для кожного кроку розрахунку

Крок	t, час	$P_{нак}$, кВт	Крок	t, час	$P_{нак}$, кВт
1	4	1	**22**	5,5	1
2	4	2	**23**	5,5	2
3	4	3	**24**	5,5	3
4	4	4	**25**	5,5	4
5	4	5	**26**	5,5	5
6	4	6	**27**	5,5	6
7	4	7	**28**	5,5	7
8	4,5	1	**29**	6	1
9	4,5	2	**30**	6	2
10	4,5	3	**31**	6	3
11	4,5	4	**32**	6	4
12	4,5	5	**33**	6	5
13	4,5	6	**34**	6	6
14	4,5	7	**35**	6	7
15	5	1	**36**	6,5	1
16	5	2	**37**	6,5	2
17	5	3	**38**	6,5	3
18	5	4	**39**	6,5	4
19	5	5	**40**	6,5	5
20	5	6	**41**	6,5	6
21	5	7	**42**	6,5	7

4) На кожному кроці обчислюється недовідпуск електроенергії в ізольованій енергосистемі – енергії, яка могла б бути вироблена за допомогою ВДЕ, але не була вироблена з огляду на те, що накопичувачі в той момент часу були повністю заряджені. Метою оптимізації є мінімізація обох цих величин.

Розрахунок проводився для тривалості роботи накопичувачів 4; 4,5; 5; 5,5; 6 і 6,5 годин.

Результати розрахунків за такими сценаріями:

- максимальне навантаження – 32 кВт;
- вітроенергетичні установки – 15 кВт;
- сонячні електростанції – 6 кВт;
- дизель-генератори – 4 шт. по 6 кВт.

Тривалість роботи накопичувачів збільшувалася від 4 до 6,5 годин. Підвищення тривалості роботи сприяло зменшенню величини неінтегрованої накопичувачами електроенергії від джерел генерації на базі ВДЕ та зменшенню недовідпуску енергії.

Представлені на рис. 3 результати показують, що повна інтеграція ВДЕ досягається при використанні накопичувачів електричної енергії з сумарною потужністю 7 кВт і тривалістю роботи 5,5 годин. Проте, при таких параметрах накопичувачів недовідпуск електроенергії ще існує.

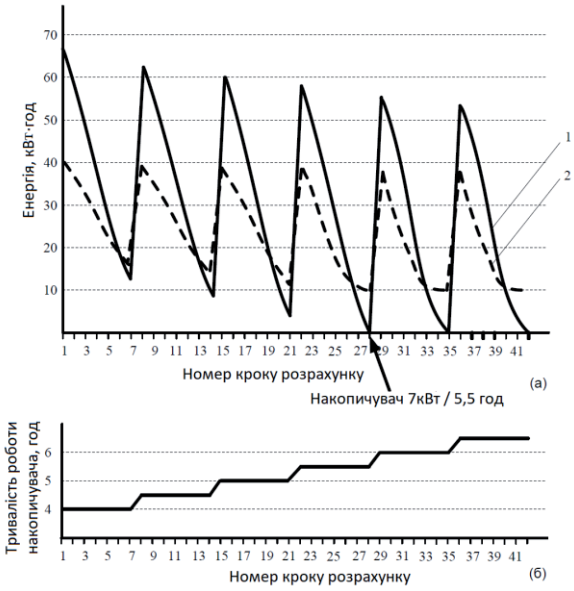


Рисунок 3 – Залежність енергії (*а*) і тривалість роботи накопичувачів (*б*) на кожному кроці розрахунку:
1 – неінтегрована накопичувачами електроенергія від ВДЕ;
2 – недовідпуск електроенергії

Для мінімізації величини недовідпуску електроенергії можлива реалізація різних сценаріїв. Зокрема зміна параметрів накопичувачів електроенергії, збільшення частки традиційної генерації, а також збільшення частки генерації на базі ВДЕ [10]. У даному випадку прийнятий спрощений варіант і для цих цілей пропонується знайти нову потужність генераторів на базі ВДЕ, що також призведе до зміни параметрів накопичувачів. Цей процес представлений графічно на рис. 4. Змінюємо потужність генераторів на базі ВДЕ. При досягненні їх потужності у 26 кВт навантаження в ізольованій енергосистемі повністю покривається (рис. 4), система стає бездефіцитною. Оптимальним параметрам накопичувача електричної енергії відповідають потужність 8 кВт і тривалість роботи 13 год. Тобто технічні параметри накопичувача істотно збільшуються, відповідно вартість накопичувача зростає.

У даному дослідженні не враховуються втрати, які, є в реальній системі.

З прикладу видно, що повна автономність є дорогою, тому що потрібні чималі накопичувачі, які використовуються лише частково.

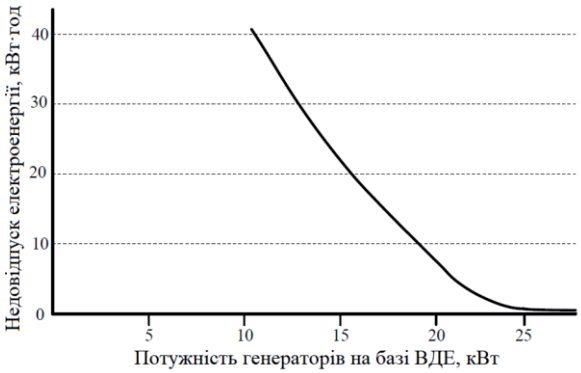


Рисунок 4 – Залежність недовідпуску електроенергії від потужності генераторів на базі ВДЕ

Висновки. Для забезпечення надійного функціонування ізольованих систем електропостачання необхідно підібрати оптимальні параметри накопичувачів як з технічної, так і з економічної точки зору.

Визначення оптимальних параметрів накопичувачів електричної енергії для ізольованої енергосистеми проводиться на комплексній основі.

Використання наведеної методики забезпечить підвищення ефективності роботи ізольованих систем з розподіленою генерацією від ВДЕ, а також надає можливість комплексно та оптимально керувати режимами ізольованої системи електропостачання.

Список літератури

1. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В., Лесько В. О., Нетребський В. В. *Балансова надійність електричної мережі з фотоелектричними станціями: монографія*. Вінниця: ВНТУ, 2018, 136 с.
2. Дудюк, Д. Л., Мазепа С. С., Гнатишин Я. М. *Нетрадиційна енергетика: основи теорії та задачі: навч. посіб*. Львів: «Магнолія 2006», 2009, 188 с.
3. Бурячок Т. О., Буцьо З. Ю., Варламов Г. Б., Дубовськой С. В., Жовтянський В. А. *Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики в сучасному світі*. URL: http://energetika.in.ua/ua/books/book-5 (дата звернення: 29.03.2021).
4. Шелест М. Б., Гайда П. І. *Основи будови та експлуатації акумуляторних батарей : навч. посіб*. Суми: Сум. держ. ун-т, 2014, 210 с.
5. Мисак Й. С., Возняк О. Т., Дацько О. С., Шаповал С. П. *Сонячна енергетика: теорія та практика: монографія*. Львів: Вид-во Львів. політехніки, 2014, 340 с.
6. *NIST Framework and Road map for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0*. URL: https://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/SpecialPublications/NIST.SP.1108r3.pdf (дата звернення: 29.03.2021).
7. Peng J., Lu L., Yang H. Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013. Vol. 19. P. 255–274. doi: 10.1016/j.rser.2012.11.035
8. Weaver J. F. *A look at a Chinese fishery with a giant integrated solar array – feeding a world hungry for clean energy*. URL: https://electrek.co/2017/01/29/a-look-at-a-chinese-fishery-with-a-giant-integrated-solar-array-feeding-a-world-hungry-for-clean-energy/ (дата звернення: 29.03.2021).
9. Braga M. H., Grundish N. S., Murchison A. J., Goodenough J. B. Alternative strategy for a safe rechargeable battery. *Energy & Environmental Science*. 2017. Iss. 1. P. 331–336. doi: 10.1039/c6ee02888h
10. Schweber B. *Lithium Batteries: The Pros and Cons*. URL: https://electronics360.globalspec.com/article/5555/lithium-batteries-the-pros-and-cons (дата звернення: 29.03.2021).

References (transliterated)

1. Lezhnyuk P. D., Komar V. O., Kravchuk S. V., Les'ko V. O., Netrebs'kyy V. V. *Balansova nadiynist' elektrychnoyi merezhi z fotoelektrychnymy stantsiyamy: monohrafiya* [Balancing Grid Reliability with Photovoltaic Stations: Monograph]. Vinnytsia, VNTU Publ., 2018, 136 p.
2. Dudyuk, D. L., Mazepa S. S., Hnatyshyn Ya. M. *Netradytsiyna enerhetyka: osnovy teoriyi ta zadachi: navch. posib.* [Unconventional Energy: Fundamentals of Theory and Problems: Study Guide]. Lviv, "Magnolia 2006" Publ., 2009, 188 p.
3. Buryachok T. O., Buts'o Z. Yu., Varlamov H. B., Dubovs'koy S. V., Zhovtyans'kyy V. A. *Enerhetyka: istoriya, suchasnist' i maybutnye. Elektroenerhetyka ta okhorona navkolyshn'oho seredovyshcha. Funktsionuvannya enerhetyky v suchasnomu sviti* [Energy: history, present and future. Electricity and environmental protection. The functioning of energy in the modern world]. Available at: http://energetika.in.ua/ua/books/book-5 (accessed 29.03.2021).
4. Shelest M. B., Hayda P. I. *Osnovy budovy ta ekspluatatsiyi akumulyatornykh batarey : navch. posib.* [The Fundamentals of Battery Construction and Operation: Study Guide]. Sumy, SSU Publ., 2014, 210 p.
5. Mysak Y. S., Voznyak O. T., Dats'ko O. S., Shapoval S. P. *Sonyachna enerhetyka: teoriya ta praktyka: monohrafiya* [Solar Energy: Theory and Practice: Monograph]. Lviv, Lviv Polytechnic Publ., 2014, 340 p.
6. *NIST Framework and Road map for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0*. Available at: https://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/SpecialPublications/NIST.SP.1108r3.pdf (accessed 29.03.2021).
7. Peng J., Lu L., Yang H. Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013, vol. 19, pp. 255–274. doi: 10.1016/j.rser.2012.11.035
8. Weaver J. F. *A look at a Chinese fishery with a giant integrated solar array – feeding a world hungry for clean energy*. Available at: https://electrek.co/2017/01/29/a-look-at-a-chinese-fishery-with-a-giant-integrated-solar-array-feeding-a-world-hungry-for-clean-energy/ (accessed 29.03.2021).
9. Braga M. H., Grundish N. S., Murchison A. J., Goodenough J. B. Alternative strategy for a safe rechargeable battery. *Energy & Environmental Science*. 2017, iss. 1, pp. 331–336. doi: 10.1039/c6ee02888h
10. Schweber B. *Lithium Batteries: The Pros and Cons*. Available at: https://electronics360.globalspec.com/article/5555/lithium-batteries-the-pros-and-cons (accessed 29.03.2021).

Надійшла (received) 17.04.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Сивенко Михайло Максимович (Сивенко Михаил Максимович, Syvenko Mykhailo) – аспірант Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка; м. Харків, Україна; e-mail: michael.syvenko@gmail.com.

Мірошник Олександр Олександрович (Мирошник Александр Александрович, Miroshnyk Oleksandr) – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедрою електропостачання та енергетичного менеджменту Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка; м. Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0001-8745-9903; e-mail: omiroshnyk@ukr.net.

УДК 621.31 **doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.14**

І. Є. ЩЕРБАК, Ю. В. КОВАЛЬОВА, В. О. КОРОБКА

АНАЛІЗ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ 10/0,4 КВ СЕЛЬБИЩНИХ ЗОН ДЛЯ ВИДІЛЕННЯ ДІЛЯНОК СТАЦІОНАРНОСТІ

Запропоновано на графіках електричних навантажень трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ сельбищних зон виділити ділянки стаціонарності для подальшого моделювання графіків навантаження та здійснення керуючих впливів на режими роботи споживачів-регуляторів з метою вирівнювання загального графіка електричного навантаження. Актуальність і складність проблеми, що розглядається обумовлена тим, що зміна навантаження трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ сельбищних зон відбувається випадковим чином, що обумовлено значною кількістю, номенклатурою та різноманітністю видів підключених споживачів і відсутністю детермінованих зв'язків між споживачами електричної енергії, до того ж випадкова функція навантаження на добовому інтервалі нестаціонарна. У зв'язку з цим виникла необхідність розробки етапів виділення ділянок стаціонарності на графіках електричного навантаження трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ сельбищних зон. Проведено вимірювання графіків навантаження трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, відповідно до результатів яких проводиться дослідження закону розподілу вимірів активної та реактивної потужності. Після підтвердження гіпотези про нормальний закон розподілу виконуються параметричні тести. Для підтвердження гіпотези про постійність дисперсій застосовується F-критерій Фішера, а для підтвердження гіпотези про постійність математичного очікування – t-критерій Стьюдента. Спираючись на факт постійності дисперсій та математичного очікування, наступним етапом є визначення коефіцієнтів автокореляції досліджуваної випадкової функції та побудова графіку автокореляційної функції. З метою апроксимації функції визначаються коефіцієнти автокореляційної функції за методом найменших квадратів та проводиться аналіз на згасання автокореляційної функції. Реалізація визначених етапів дозволяє виділити на графіках навантаження трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ ділянки стаціонарності. Для достовірного опису процесу зміни навантаження трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ обгрунтовано застосування ймовірнісно-статистичного методу моделювання, що враховує стохастичний характер зміни навантаження на виділених ділянках стаціонарності.

Ключові слова: закон розподілу, параметричні тести, критерій Пірсона, F-критерій Фішера, t-критерій Стьюдента, автокореляційна функція.

И. Е. ЩЕРБАК, Ю. В. КОВАЛЕВА, В. А. КОРОБКА

АНАЛИЗ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 10/0,4 КВ СЕЛИТЕБНОЙ ЗОН ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ УЧАСТКОВ СТАЦИОНАРНОСТИ

Предложено на графиках электрических нагрузок трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ селитебных зон выделить участки стационарности для дальнейшего моделирования графиков нагрузки и осуществления управляющих воздействий на режимы работы потребителей-регуляторов с целью выравнивания общего графика электрической нагрузки. Актуальность и сложность рассматриваемой проблемы обусловлена тем, что изменение нагрузки трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ селитебных зон происходит случайным образом, что обусловлено значительным количеством, номенклатурой и разнообразием видов подключенных потребителей, а также отсутствием детерминированных связей между потребителями электрической энергии, к тому же случайная функция нагрузки на суточном интервале нестационарная. В связи с этим возникла необходимость разработки этапов выделения участков стационарности на графиках электрической нагрузки трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ селитебных зон. Проведено измерение графиков нагрузки трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, согласно результатам которых проводится исследование закона распределения измерений активной и реактивной мощности. После подтверждения гипотезы о нормальном законе распределения выполняются параметрические тесты. Для подтверждения гипотезы о постоянстве дисперсий применяется F-критерий Фишера, а для подтверждения гипотезы о постоянстве математического ожидания – t-критерий Стьюдента. Опираясь на факт постоянства дисперсий и математического ожидания, следующим этапом является определение коэффициентов автокорреляции исследуемой случайной функции и построение графика автокорреляционной функции. С целью аппроксимации функции определяются коэффициенты автокорреляционной функции по методу наименьших квадратов и проводится анализ на затухание автокорреляционной функции. Реализация определенных этапов позволяет выделить на графиках нагрузки трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ участки стационарности. Для достоверного описания процесса изменения нагрузки ТП 10/0,4 кВ обосновано применение вероятностно-статистического метода моделирования, учитывающее стохастический характер изменения нагрузки на выделенных участках стационарности.

Ключевые слова: закон распределения, параметрические тесты, критерий Пирсона, F-критерий Фишера, t-критерий Стьюдента, автокорреляционная функция.

I. SHCHERBAK, Y. KOVALOVA, V. KOROBKA

ANALYSIS OF ELECTRICAL LOAD SCHEDULES OF 10/0.4 KV TRANSFORMER SUBSTATIONS OF RESIDENTIAL AREAS FOR THE IDENTIFICATION OF STATIONARITY PLOTS

It is proposed on the electrical load graphs of transformer substations 10/0.4 kV in residential areas to allocate the stationarity areas for further modelling of load schedules and the implementation of controlling influences on the modes of consumers-regulators in order to align the overall graph of the electrical load. The relevance and complexity of the problem under consideration is caused by the fact that the load variation of transformer substations 10/0.4 kV in residential areas occurs randomly. This is due to the significant number, nomenclature and diversity of types of connected consumers, as well as the lack of deterministic connections between consumers of electricity, in addition, the random load function in the daily interval is non-stationary. In this regard, there was a need to develop the stages of selecting the areas of stationarity on the electrical load graphs of transformer substations 10/0.4 kV of residential areas. A measurement of the load graphs of 10/0,4 kV transformer substations is carried out, according to the results of which the distribution law of active and reactive power measurements is investigated. After confirming the hypothesis of normal distribution law, parametric tests are performed. Fisher's F-criterion is used to confirm the hypothesis of a constant variance, and Student's t-criterion is used to confirm the hypothesis of a constant mathematical expectation. The next stage, based on constancy of the variance and mathematical expectation, is

© І. Є. Щербак, Ю. В. Ковальова, В. О. Коробка, 2021

the determination of autocorrelation coefficients of the studied random function and plotting of the autocorrelation function. To approximate the function the autocorrelation coefficients are determined by the least squares method and the autocorrelation function attenuation analysis is performed. The implementation of the defined stages allows to identify the areas of stationarity on the load graphs of transformer substations 10/0.4 kV. For a reliable description of the process of changing the load of transformer substations 10/0.4 kV the use of probabilistic-statistical method of modelling is justified that takes into account the stochastic nature of the load changes on the selected areas of stationarity.

Keywords: distribution law, parametric tests, Pearson test, Fisher's F-criterion, Student's t-criterion, autocorrelation function.

Постановка проблеми. Основні параметри режиму: струм, напруга, активна та реактивна потужність є випадковими величинами, що у результаті досліду можуть набувати заздалегідь не відомих значень. Водночас на графіках електричних навантажень (ГЕН) трансформаторних підстанцій (ТП) 10/0,4 кВ, від яких отримують живлення споживачі сельбищних зон, можна виділити характерні зони максимального, мінімального та середнього електроспоживання. Закономірність зміни рівня електроспоживання протягом доби пов'язана із ритмами життя. Знання закономірностей зміни основних параметрів режиму дозволяє здійснювати керуючі дії задля оптимізації режиму електроспоживання.

Аналіз публікацій. Аналіз графіків електричного навантаження ТП 10/0,4 кВ вказує, що для визначення навантажень на етапі проєктування застосовуються параметричні моделі авторегресії [1]. Дана модель використовується для опису стаціонарних та нестаціонарних часових рядів. Недоліком даної моделі є відсутність зв'язку з реальним станом об'єкту, відповідно її застосування для ТП 10/0,4 кВ сельбищних зон не виправдане.

Кожна ТП 10/0,4 кВ сельбищної зони повинна мати свої власні статистичні моделі електроспоживання, що відображають індивідуальні особливості режимів роботи підключених споживачів. Із стаціонарних випадкових процесів виділяють ергодичні випадкові процеси, в яких ймовірнісні характеристики, що визначаються за ансамблем та однією реалізацією, співпадають. Це свідчить про те, що одна достатньо тривала реалізація містить інформацію про статичні властивості всього випадкового процесу [2]. Отримана математична модель дозволяє оцінювати і прогнозувати з досить високим ступенем точності споживання електричної енергії на ТП 10/0,4 кВ, а також характер цього споживання. У дану модель входять як накопичена інформація про характер споживання електричної енергії, так і результати обчислень, відображені чисельно [3].

У [4] проведено дослідження та наведено функцію зміни напруги $M[U(t)]$, але моделювання навантаження у даній науковій роботі не розглядалось.

Мета роботи. Визначити етапи виділення ділянок стаціонарності на графіках електричного навантаження ТП 10/0,4 кВ сельбищних зон.

Основні матеріали досліджень. Фактори, що впливають на величину навантаження, мають періодичний і випадковий характер. Періодичні фактори зумовлені природними циклами, технологічними особливостями, режимом праці та відпочинку, укладом життя. Протягом року спостерігається зниження навантаження в неопалювальний період та його збільшення в зимові місяці; протягом тижня – зниження навантаження у вихідні дні; протягом доби – зниження навантаження в нічні години та підвищення у ранкові та вечірні години. Випадкові фактори зумовлені рядом стохастичних факторів, серед яких коливання навантаження, пов'язані з різночасністю включення і відключення електроприймачів, вплив зміни метеорологічних умов, освітленості тощо [5].

Відповідно виникають задачі дослідження та розрахунку параметрів режиму в діапазоні їхньої зміни, розрахунок величин, що характеризують їх розкид. Основою для цього є статистичний матеріал та методи теорії ймовірностей.

Потужність, що споживається ТП 10/0,4 кВ, є неперервною випадковою величиною [6]. Враховуючи, що аргументом випадкової функції є час t, то ГЕН являє собою реалізацію випадкового процесу зміни потужності. Середня $P_{ср}$, середньоквадратична (ефективна) $P_{ск}$ та максимальна P_{max} потужності відносяться до ймовірнісних характеристик ГЕН. Взаємозв'язок між його ординатами в різні моменти часу t_1, $t_2 = t_1 + \tau$ є ймовірнісним. Ймовірнісні методи враховують випадковий характер процесу споживання електричної енергії, зміну стану обладнання (режим роботи, температура обмотки тощо).

У загальному випадку ГЕН являють собою комбінації двох складових: складової, яка повільно змінюється, що пов'язано з наявністю ранкового й вечірнього максимумів, та складової, яка швидко змінюється, що пов'язано з наявністю різкозмінних навантажень. Обидві ці складові, як правило, статистично незалежні. Отже, такі ГЕН характеризуються зміною їхніх чисельних характеристик протягом доби та є нестаціонарними процесами.

У нестаціонарному випадковому процесі в характерні періоди часу можна визначити ділянки стаціонарності. Слід зауважити, що характер процесу залежить від прийнятого значення Δt. Стохастичний процес може бути стаціонарним, квазістаціонарним чи кусково-стаціонарним.

Процес електроспоживання основних споживачів ТП 10/0,4 кВ, тобто їхній ГЕН, можна представити набором упорядкованих у часі випадкових величин $P(\tau_1)$, $P(\tau_2)$, …, $P(\tau_n)$, де $\tau_i < \tau_{i+1}$. Було проведено дослідження випадкового процесу $P^*(t_i)$ зміни навантаження ТП 10/0,4 кВ, що наведено на рис. 1.

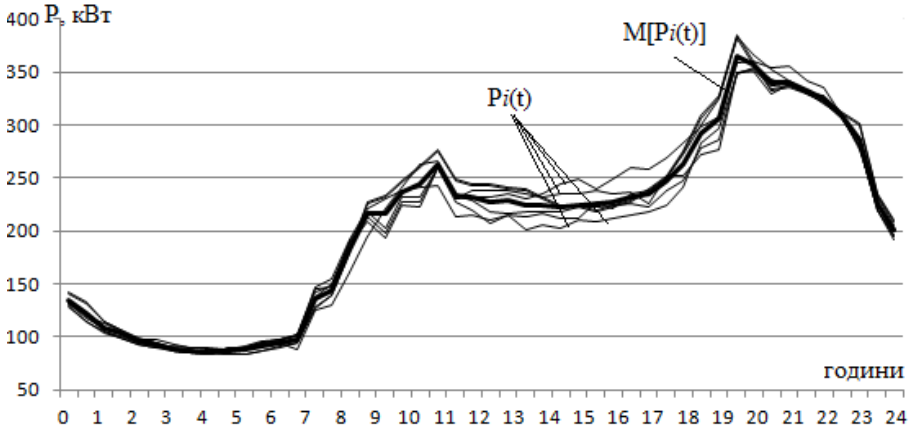


Рисунок 1 – Реалізація випадкової функції навантаження ТП 10/0,4 кВ та його математичне очікування

Комбіновані ймовірнісно-детерміновані моделі забезпечують найкращу точність прогнозування та адаптивність до процесу електроспоживання [7]. Фактичне навантаження $P(\tau_i)$ представляють як сукупність стандартизованого графіку (базової складової, детермінованого тренду) та залишкової складової. В електроенергетиці найбільш широке застосування отримала адитивна модель [8]:

$$P(\tau_i) = q(\tau_i) + \varepsilon(\tau_i), i = 1,2, \dots, n, \quad (1)$$

де $q(\tau_i)$ – невипадкова (детермінована) складова, що може включати одну або декілька наступних компонент: трендову $t(\tau_i)$, сезонну $s(\tau_i)$ та періодичну $p(\tau_i)$;

$\varepsilon(\tau_i)$ – випадкова компонента, складова частина часового ряду, що залишається після виділення систематичних компонент. Вона відображає влив численних факторів випадкового характеру та являє собою випадкову, нерегулярну компоненту.

Стаціонарний випадковий процес можна аналізувати, починаючи з будь-якого моменту часу, оскільки він знаходиться в стані ймовірної рівноваги, тобто числові характеристики випадкових величин $P(\tau_i)$ не залежать від часу τ_i.

Будемо вважати, що моменти вимірювань τ_i рівновіддалені один від одного на величину Δ_τ, тобто для будь-якого *i,* має місце

$$\tau_{i+1} = \tau_i + \Delta_\tau. \quad (2)$$

З моделі (1) випливає, що в кожен момент τ_i величина $P(\tau_i)$ є випадковою, що підпорядковується деякому розподілу, що залежить від розподілу випадкової складової $\varepsilon(\tau_i)$.

Наявність великої кількості електроприймачів у поєднанні з розходженням режимів їхньої роботи роблять необхідною оцінку стаціонарності функції навантаження.

Першим етапом для виділення ділянок стаціонарності є перевірка гіпотези про закон розподілу. Оцінка закону розподілу навантаження виконувалась шляхом аналізу вибірки, що складалась з *n* незалежних спостережень за випадковою величиною $P(t)$. Далі виконувався вибір критерію узгодженості (обрано критерій узгодженості Пірсона). Порівняння розрахункового та табличного значень χ^2 та прийняття гіпотези про нормальний закон розподілу з рівнем значущості α. Часовий ряд стаціонарний у вузькому сенсі у разі якщо для кожного моменту часу випадкові величини $P(\tau_i)$ мають однакові закони розподілу.

Умови стаціонарності випадкового процесу [9]:

1) Постійність математичного очікування процесу:

$$m_x(t) = m_x = const. \quad (3)$$

2) Постійність дисперсії процесу:

$$D_x(t) = D_x = const. \quad (4)$$

3) Залежність кореляційної функції від одного аргументу, яким є різниця між аргументами:

$$K_x(t, t + \tau) = K_x(\tau). \quad (5)$$

Другим етапом для виділення ділянок стаціонарності є проведення параметричних тестів. Математичне очікування та дисперсія для моделі (1) в момент τ_i визначаються виразами:

$$M(P(\tau_i)) = q(\tau_i);$$
$$D(P(\tau_i)) = D(\varepsilon(\tau_i)) + 0.179\mathrm{P}_{\mathrm{г}*}. \quad (6)$$

Використовуючи *F*-критерій Фішера перевіряємо гіпотезу про постійність дисперсій. Якщо дана гіпотеза приймається, то перевіряється гіпотеза про постійність математичного очікування (*t*-критерій Стьюдента). Якщо приймається гіпотеза про постійність математичного очікування, то приймається гіпотеза про стаціонарність (у широкому сенсі) часового ряду.

Часовий ряд поділяємо на дві рівні за числом значень частини, кожна з яких розглядається як деяка самостійна вибіркова сукупність, що має нормальний розподіл. Якщо часовий ряд має тенденцію до тренду, то середні, що обчислені для кожної сукупності, мають значуще відрізнятися між собою. Якщо ж розходження незначне, випадкове, то часовий ряд не має тенденції. Таким чином, перевірка наявності невипадкової складової у часовому ряді, що досліджується зводиться до перевірки гіпотези про

рівність середніх двох нормально розподілених сукупностей. Нехай перша частина $P^{(I)}$ містить n_I спостережень $P(\tau_i), i = 1,2, \dots, n_I$, а друга частина – $P^{(II)}$ містить n_{II} спостережень $P(\tau_i), i = n_I + 1, \dots, n_I + n_{II}$.

Для кожної частини часового ряду обчислимо вибіркове середнє $\bar{p}_I, \bar{p}_{II}$:

$$\bar{p}_i = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} x_i = M[P_i(t)], \quad (7)$$

де $i = I$, II – перша та друга частини часового ряду відповідно.

Вибіркові дисперсії D_I, D_{II}:

$$D_I^2 = \frac{1}{n_I - 1} \cdot \sum_{i=1}^{n_I} (p_i - \bar{p}_I)^2 ;$$

$$D_{II}^2 = \frac{1}{n_{II} - 1} \cdot \sum_{i=n_I+1}^{n_{II}} (p_i - \bar{p}_{II})^2. \quad (8)$$

З метою підтвердження, що дисперсії обох частин ряду однакові використовуємо F-критерій Фішера:

$$F_S = \frac{max(D_I^2, D_{II}^2)}{min(D_I^2, D_{II}^2)}, \quad (9)$$

де D_I^2, D_{II}^2 – оцінки дисперсії, обчислені за першою n_I та другою n_{II} частинами часового ряду. Якщо не виконується нерівність:

$$F_{\frac{\alpha}{2};n_I-1;n_{II}-1} \le F_S \le F_{1-\frac{\alpha}{2};n_I-1;n_{II}-1}, \quad (10)$$

тоді гіпотеза про постійність дисперсій відхиляється з рівнем значимості α і необхідно прийняти гіпотезу про наявність невипадкової складової часового ряду, через те, що дана складова може позначитися на інших характеристиках часового ряду: дисперсії, коефіцієнті автокореляції тощо.

Якщо $s_I^2 > s_{II}^2$, тоді в якості альтернативної гіпотези приймається гіпотеза:

$$H_1: \sigma_I^2 > \sigma_{II}^2. \quad (11)$$

У даному випадку критичною областю є інтервал $(F_{\text{кр}}, \infty)$, де точка $F_{\text{кр}}$ визначається з умови:

$$P(F_s > F_{\text{кр}}) = \alpha, \quad (12)$$

де α – ймовірність похибки першого роду.

У разі якщо значення F_s не потрапляє у критичну область, то приймається нульова гіпотеза:

$$H_0: \sigma_I^2 = \sigma_{II}^2. \quad (13)$$

Якщо гіпотеза про постійність дисперсій приймається з рівнем значимості α тоді виконується перевірка гіпотези про постійність середнього значення часового ряду.

Сформулюємо дві статистичні гіпотези:

$$H_0: M(P(\tau_i)) = const; \quad (14)$$

$$H_1: M(P(\tau_i)) \neq const. \quad (15)$$

Обчислимо значення t-критерію Стьюдента:

$$K_S = \frac{\bar{p}_I - \bar{p}_{II}}{\sqrt{(n_I - 1)s_I^2 + (n_{II} - 1)s_{II}^2}} \times \times \sqrt{\frac{n_I \cdot n_{II}(n_I + n_{II} - 2)}{n_I + n_{II}}}. \quad (16)$$

Якщо виконується нерівність:

$$K_S < t(1 - \alpha, n_I + n_{II} - 2), \quad (17)$$

то гіпотеза про постійність математичного очікування приймається з рівнем значимості α.

Якщо на виділених ділянках стаціонарності фактичні значення коефіцієнтів Стьюдента не перевищують критичні значення це свідчить про гетероскедастичність залишків розподілу випадкової величини. Отже, гіпотеза про постійність математичного очікування приймається.

Прийняття гіпотез про рівність дисперсій та рівність математичних очікувань дозволяє прийняти гіпотезу про відсутність трендової складової в даному часовому ряді та перейти до третього етапу.

Наступним етапом аналізу стаціонарності функції навантаження на виділених інтервалах є аналіз автокореляційної функції. Ступінь статистичного зв'язку між послідовностями $P(\tau_1), P(\tau_2), \dots, P(\tau_n)$ та $P(\tau_{1+l}), P(\tau_{2+l}), \dots, P(\tau_{n+l})$, що здвинуті один відносно одного з лагом l, може бути визначений за допомогою коефіцієнта автокореляції:

$$\rho(l) = \frac{M[(P(\tau_i) - q)(P(\tau_{i+1}) - q)]}{\sigma^2}. \quad (18)$$

Для стаціонарного часового ряду $\rho(l)$ залежить лише від лагу l:

$$\rho(-l) = \rho(l). \quad (19)$$

Оцінкою для $\rho(l)$ є вибірковий коефіцієнт автокореляції, що визначається за формулою:

$$\rho(l) = \left[(n - l)\sum_{i=1}^{n-l} p_i p_{i+l} - - \left(\sum_{i=1}^{n-l} p_i\right) \cdot \left(\sum_{i=1}^{n-l} p_{i+l}\right)\right] \div \div \left[\sqrt{(n - l)\sum_{i=1}^{n-l} p_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{n-l} p_i\right)^2} \times\right.$$

$$\times \sqrt{(n-l)\sum_{i=1}^{n-l} p_{i+l}^2 - \left(\sum_{i=1}^{n-l} p_{i+1}\right)^2}\Bigg]. \qquad (20)$$

Зі збільшенням l кількість пар спостережень p_i, p_{i+1} зменшується, тому рекомендовано $l \leq n/4$. Для стаціонарного часового ряду зі збільшенням лагу l взаємозв'язок членів $P(\tau_i), P(\tau_{i+l})$ послаблюється і абсолютні величини коефіцієнту автокореляції $\rho(l)$ повинні спадати. Водночас для вибіркового коефіцієнта автокореляції $r(l)$ властивість монотонного спаду зі зростанням l може порушуватись.

Коефіцієнт автокореляції характеризує щільність лінійної залежності між випадковими величинами $P(\tau_i), P(\tau_{i+l})$. Тому за величиною коефіцієнту автокореляції можна робити висновки про наявність лінійної (або близької до лінійної) тенденції розвитку часового ряду.

За знаком коефіцієнта автокореляції не можна робити висновок про зростаючу чи спадаючу тенденцію значень часового ряду.

Послідовність коефіцієнтів автокореляції $\rho(0), \rho(1), \rho(2)$ є автокореляційною функцією часового ряду. Аналіз автокореляційної функції дозволяє виявити структуру часового ряду, тобто наявність у ньому складових $t(\tau_i)$, $s(\tau_i)$, $p(\tau_i)$.

Якщо найбільшим виявився коефіцієнт автокореляції $\rho(1)$, то ряд, що досліджується, містить лише трендову складову. Якщо найбільшим виявився коефіцієнт автокореляції $\rho(l)$, то ряд містить коливання з періодичністю l моментів часу, тобто період коливання дорівнює $l \cdot \Delta_r$. Якщо жоден з коефіцієнтів $\rho(l)$ не є значущим, то відносно структури ряду можна зробити одне з двох припущень:

1) часовий ряд не містить тренда та циклічних коливань, тобто є білим шумом з $\rho(l)$;

2) часовий ряд містить сильний нелінійний тренд, для виявлення якого необхідно провести додатковий аналіз.

Тому коефіцієнт автокореляції та автокореляційну функцію доцільно використовувати для виявлення у часовому ряді трендової та періодичної сезонної складових.

Приймається гіпотеза про ергодичність процесу та за результатами значень коефіцієнтів автокореляції обирається еталонна модель кореляційної функції – експоненційно-косинусна, що описується аналітичною залежністю [10]:

$$R(\tau) = D \cdot e^{-\alpha\tau} \cdot \cos(\beta\tau), \qquad (21)$$

де D – дисперсія випадкової функції;

α і β – коефіцієнти, що визначаються методом найменших квадратів [11].

Аналіз значень $\rho(l)$ та корелограми дозволяє зробити висновок про стаціонарність часових рядів на всіх інтервалах, як для максимальних, так і мінімальних режимів навантажень.

Розрахункове значення навантаження знаходимо за формулою [12]:

$$P_i(t) = M[P_i(t)] + \beta\sigma[P_i(t)], \qquad (22)$$

де $M[P_i(t)]$ – математичне очікування навантаження в момент часу *t*;

$\sigma[P_i(t)]$ – середньоквадратичне відхилення навантаження у момент часу *t*;

β – коефіцієнт розкиду випадкової величини навантаження, що враховує інтенсивність розкиду випадкових значень навантаження біля прийнятого розрахункового значення [12].

В теорії ймовірностей застосовується правило трьох сігм:

$$P_{max} = P_{\text{ср}} \pm 3\sigma, \qquad (23)$$

шо за нормального закону розподілу відповідає граничній ймовірності 0,9973. Ймовірність перевищення навантаження на ±0,5% відповідає $\beta = 2{,}5$; $\beta = 2$ відповідає ймовірності 0,975. Для $\beta = 1{,}65$ забезпечується ±5% ймовірності помилки. Для точності розрахунку ±10%, що відповідає похибці інженерних розрахунків, значення коефіцієнта $\beta = 1{,}0$.

Змодельовані графіки електричного навантаження дозволяють враховувати реальний процес поведінки навантаження, що є важливим завданням для здійснення якісного моделювання роботи споживачів-регуляторів [13].

Висновки. Зміна навантаження ТП 10/0,4 кВ носить стохастичний характер, що на добовому інтервалі нестаціонарний. Для визначено етапів виділення ділянок стаціонарності необхідно для виділеного інтервалу часу визначити закон розподілу, провести перевірку про нормальний закону розподілу за критерієм Пірсона. У разі нормального закону розподілу наступним етапом виконується перевірка стаціонарності часового ряду за параметричними тестами, а саме критеріями перевірки про постійність дисперсії (*F*-критерій Фішера) та математичного очікування (*t*-критерій Стьюдента) і кореляційною функцією. У разі ергодичності процесу на виділеній ділянці часу процес вважається стаціонарним. Завершальним етапом є визначення значення числових характеристик досліджуваних процесів на ділянках стаціонарності та побудова ймовірнісної математичної моделі навантаження.

Список літератури

1. Гамазин С. И., Кудрин Б. И., Цырук С. А. *Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий*. Москва: Издательский дом МЭИ, 2010.
2. Walpole R. E., Myers R. H., Myers S. L., Ye K. *Probability & Statistics for Engineers & Scientists*. Boston: Prentice Hall, 2012. 813 p.
3. Herman R., Gaunt C. T. A Practical Probabilistic Design Procedure for LV Residential Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2008. Vol. 23, № 4. P. 2247–2254. doi: 10.1109/TPWRD.2008.919041

4. Говоров П. П. *Керування режимами розподільних електричних мереж міст на основі гнучких систем: дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02*. Нац. ун-т «Львівська політехніка». Львів, 2001. 457 с.
5. Ziegler F., Seim S., Verwiebe P., Müller-Kirchenbauer J. A Probabilistic Modelling Approach for Residential Load Profiles. *Energie und Ressourcen*. P. 1–28. doi: 10.5281/zenodo.3689339
6. Федоров А. А. *Основы электроснабжения промышленных предприятий*. Москва: Энергия, 1972. 312 с.
7. Sarantakos I., Greenwood D. M., Zografou-Barredo N-M., Vahidinasab V., Taylor P. C.. A probabilistic method to quantify the capacity value of load transfer. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020. Vol. 123. P. 1–12.
8. Крамер Г. *Математические методы статистики*. Москва: Мир, 1975. 648 с.
9. Коломієць С. В. *Теорія випадкових процесів*. Суми: ДВНЗ «УАБС НБУ», 2011. 80 с.
10. Білак Н. В., Скляр О. О. Апроксимативно-спектральний аналіз випадкового процесу. *Проблеми інформатизації та управління*. 2015. № 2. С. 26–31.
11. Веприк Ю. Н. Комплексное моделирование электрических систем в стационарных режимах. *Вестник Харьковского государственного политехнического университета*. 2000. № 112. С. 22–27.
12. Жежеленко И. В., Саенко Ю. Л., Степанов В. П. *Методы вероятностного моделирования в расчетах характеристик электрических нагрузок потребителей*. Москва: Энергоатомиздат, 1990. 128 с.
13. Shcherbak I. Mathematical model of consumer regulators management for alignment of electric load graphs of transformer substation 10/0.4 kV. *Lighting Engineering & Power Engineering*. 2019. Vol. 3, no. 56. P. 125–129.

References (transliterated)

1. Gamazin S. I., Kudrin B. I., Tsyruk S. A. *Spravochnik po energosnabzheniyu i elektrooborudovaniyu promyshlennykh predpriyatiy i obshchestvennykh zdaniy* [Guide to power supply and electrical equipment for industrial enterprises and public buildings]. Moscow, MPEI Publ., 2010.
2. R. E. Walpole, R. H. Myers, S. L. Myers, K. Ye *Probability & Statistics for Engineers & Scientists*. Boston, Prentice Hall, 2012. 813 p.
3. Herman R., Gaunt C. T. A Practical Probabilistic Design Procedure for LV Residential Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2008, vol. 23, no 4, pp. 2247–2254. doi: 10.1109/TPWRD.2008.919041
4. Hovorov P. P. *Keruvannya rezhymamy rozpodil'nykh elektrychnykh merezh mist na osnovi hnuchkykh system: dys. ... d-ra tekhn. nauk: 05.14.02* [Urban electricity distribution network mode management based on flexible systems. Dr. eng. sci. diss.]. Lviv, 2001. 457 p.
5. Ziegler F., Seim S., Verwiebe P., Müller-Kirchenbauer J. A Probabilistic Modelling Approach for Residential Load Profiles. *Energie und Ressourcen*. pp. 1–28. doi: 10.5281/zenodo.3689339
6. Fedorov A. A. *Osnovy elektrosnabzheniya promyshlennykh predpriyatiy* [Basics of power supply for industrial enterprises].Moscow, Energy Publ., 1972. 312 p.
7. Sarantakos I., Greenwood D. M., Zografou-Barredo N-M., Vahidinasab V., Taylor P. C.. A probabilistic method to quantify the capacity value of load transfer. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020, vol. 123, pp. 1–12.
8. Kramer G. *Matematicheskie metody statistiki* [Mathematical methods of statistics]. Moscow, Mir Publ., 1975. 648 p.
9. Kolomiyets' S. V. *Teoriya vypadkovykh protsesiv* [Random process theory]. Sumy, SHEI "Ukrainian Academy of Banking" Publ., 2011. 80 p.
10. Bilak N. V., Sklyar O. O. Aproksymatyvno-spektral'nyy analiz vypadkovoho protsesu. Problemy informatyzatsiyi ta upravlinnya [Approximative-spectral analysis of a random process]. Problems of Informatization and Management. 2015, vol. 2, no. 50, pp. 26–31.
11. Veprik Yu. N. Kompleksnoe modelirovanie elektricheskikh sistem v statsionarnykh rezhimakh [Integrated modelling of electrical systems in steady-state conditions]. *Bulletin of the Kharkiv State Polytechnic University*. 2000, no. 112, pp. 22–27.
12. Zhezhelenko I. V., Saenko Yu. L., Stepanov V. P. *Metody veroyatnostnogo modelirovaniya v raschetakh kharakteristik elektricheskikh nagruzok potrebiteley* [Probabilistic modelling techniques in calculating the characteristics of electrical loads of consumers]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1990. 128 p.
13. Shcherbak I. Mathematical model of consumer regulators management for alignment of electric load graphs of transformer substation 10/0.4 kV. *Lighting Engineering & Power Engineering*. 2019, vol. 3, no. 56, pp. 125–129.

Надійшла (received) 18.01.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Щербак Ірина Євгенівна (Щербак Ирина Евгеньевна, Shcherbak Iryna) – кандидат технічних наук, асистент кафедри систем електропостачання та електроспоживання міст Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова; м. Харків, Україна; ORCID: http://orcid.org/0000-0003-1211-4665; e-mail: ie.shcherbak@gmail.com.

Ковальова Юлія Вікторівна (Ковалева Юлия Викторовна, Kovalova Yuliia) – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри систем електропостачання та електроспоживання міст Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова; м. Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2931-9176, e-mail: kovalova.jv@gmail.com.

Коробка Володимир Олександрович (Коробка Владимир Александрович, Korobka Volodymyr) – старший викладач кафедри систем електропостачання та електроспоживання міст Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова; м. Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-1398-8084; e-mail: korobkat62@ukr.net.

ЗМІСТ

Пономаренко С. Г. Аналіз факторів, що впливають на інтенсивність старіння трансформаторних масел в умовах тривалої експлуатації 3
Базилевич М. В. Визначення граничного значення напруги в точці приєднання сонячної електростанції 10
Балалаєв В. О., Федосеєнко О. М. Розробка та моделювання електродів підвищеної провідності розтіканню для складних заземлювальних пристроїв 16
Бодунов В. М. Забезпечення допустимих рівнів напруги в низьковольтних мережах при проєктуванні сонячних електричних станцій приватних домогосподарств 23
Ганус О. І., Старков К. О. Дослідження характеру перенапруг в електричній мережі, що виникають при роботі трансформаторів напруги 28
Коленченко Є. Ю., Безручко В. М., Буйний Р. О., Діхтярук І. В. Зменшення технологічних витрат електричної енергії на підігрів масляних вимикачів 35–110 кВ в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» 37
Кривоносов В. Є., Василенко С. В. Математичні моделі діагностики болтового струмопровідного з'єднання в умовах режимних параметрів, що змінюються 45
Кузнєцов М. П., Лисенко О. В., Мельник О. А. Оптимальне регулювання локальної енергосистеми з відновлюваними джерелами енергії 52
Лежнюк П. Д., Буславець О. А., Рубаненко О. О. Балансування потужності та електроенергії в електроенергетичній системі з відновлюваними джерелами енергії критеріальним методом 62
Назаренко І. П., Ковальов О. В. Енергоефективна електромеханічна система обробітку ґрунту на базі електромотоблока 71
Ніжевський В. І., Березка С. К., Федосеєнко О. М., Ніжевський І. В. Коректування методу вимірювання амплітуди імпульсу струму вздовж протяжного заземлювача 77
Ніконов М. С., Борзенков І. І., Лебединський І. Л. Розробка вимірювальної системи та програмного продукту для збору та аналізу параметрів якості електроенергії 86
Сивенко М. М., Мірошник О. О. Розрахунок оптимальних параметрів накопичувачів та відновлювальних джерел енергії в ізольованих енергосистемах 91
Щербак І. Є., Ковальова Ю. В., Коробка В. О. Аналіз графіків електричних навантажень трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ сельбищних зон для виділення ділянок стаціонарності 96

CONTENT

Ponomareno S. Analysis of factors influencing the intensity of transformer oil ageing in long-term operation 3
Bazylevych M. V. Determination of the maximum voltage at the photovoltaic power plant connection point 10
Balalaiev V., Fedoseenko O. Development and modelling of high spread conductivity earth electrodes for complex earthing arrangements 16
Bodunov V. Ensuring permissible voltage levels in low-voltage networks in the design of solar power plants for private households 23
Hanus O., Starkov K. Study of the nature of overvoltages in the electrical network arising from voltage transformers 28
Kolenchenko Y., Bezruchko V., Buinyi R., Dihtyaruk I. Reduction of energy losses on heating oil circuit breakers 35–110 kV in JSC «CHERNIGIVOBLENREGO» 37
Kryvonosov V., Vasylenko S. Mathematical models for diagnostics of a bolted conductive joint under conditions of changing mode parameters 45
Kuznietsov M., Lysenko O., Melnyk O. Optimal regulation of local energy system with renewable energy sources 52
Lezhniuk P., Buslavets O., Rubanenko O. Balansing of power and electricity in the electric power system with renewable energy sources by criterional method 62
Nazarenko I., Kovalov O. Energy efficient electromechanical soil treatment system based on electric motorblock 71
Nizhevsky V., Berezka S., Fedoseenko O., Nizhevsky I. Correction of the method for measuring the amplitudes of the current of the impulse along the long earth electrode 79
Nikonov N. S., Borzenkov I. I., Lebedynsky I. L. Development of a measurement system and software product to collect and analyse electricity quality parameters 86
Syvenko M., Miroshnyk O. Calculation of optimal parameters for storage and renewable energy sources in isolated energy systems 91
Shcherbak I., Kovalova Y., Korobka V. Analysis of electrical load schedules of 10/0.4 kV transformer substations of residential areas for the identification of stationarity plots 96

НАУКОВЕ ВИДАННЯ

ВІСНИК НАЦІОНАЛЬНОГО ТЕХНІЧНОГО УНІВЕРСИТЕТУ «ХПІ». СЕРІЯ: ЕНЕРГЕТИКА: НАДІЙНІСТЬ ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ

Збірник наукових праць

№ 1 (2) 2021

Відповідальний редактор: Шевченко С. Ю., д-р техн. наук, проф., НТУ «ХПІ», Україна
Відповідальний секретар: Кулик О. С., аспірант, НТУ «ХПІ», Україна

Відповідальний за випуск Довгалюк О. М., канд. техн. наук

АДРЕСА РЕДКОЛЕГІЇ ТА ВИДАВЦЯ:
61002, Харків, вул. Кирпичова, 2, НТУ «ХПІ».
Кафедра передачі електричної енергії
Тел.: (057) 707-66-43; e-mail: oleksii.kulyk@ieee.khpi.edu.ua

Підп. до друку 02.07.2021 р. Формат 60×84 1/8. Папір офсетний.
Друк офсетний. Гарнітура Таймс. Умов. друк. арк. 13,37. Облік.-вид. арк. 5,22.
Тираж 100 пр. Зам. № 802. Ціна договірна.

Видавець та виготовлювач ТОВ «Друкарня Мадрид»
через ФОП Гобельовська Л. П.
61024, м. Харків, вул. Гуданова, 18. Тел.: **0800-33-67-62**
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи: Серія ДК № 4399 від 27.08.12 р.
www.madrid.in.ua **info@madrid.in.ua**