

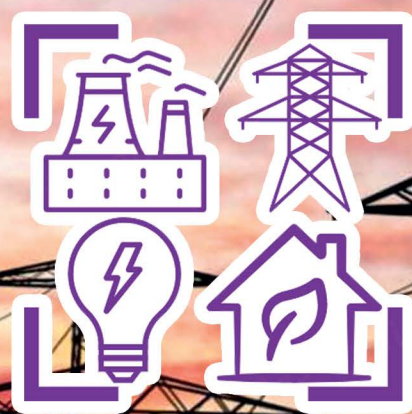


ISSN 2224-0349

**ВІСНИК**

**Національного технічного університету  
«ХПІ». Серія:**

# **Енергетика: надійність та енергоефективність**



**1(8)  
2024**

**Харків**

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 (8) 2024

Збірник наукових праць

Видання засноване у 1961 р.

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

No. 1 (8) 2024

Collection of Scientific papers

The edition was founded in 1961

Харків  
НТУ «ХПІ», 2024

Kharkiv  
NTU "KhPI", 2024

**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», 2024. — № 1 (8) 2024. — 126 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.

Ідентифікатор медіа R30-02561, згідно з рішенням Національної ради України з питань телебачення і радіомовлення від 11 січня 2024 року №33.

Мова статей – українська, англійська.

*Наказом МОН України № 1017 від 27 вересня 2021 року «Про рішення з питань присудження наукових ступенів і присвоєння вчених звань та внесення змін до наказу Міністерства освіти і науки України від 29 червня 2021 року № 735» Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність включено до категорії Б «Переліку наукових фахових видань України, в яких можуть публікуватися результати дисертаційних робіт на здобуття наукових ступенів доктора наук, кандидата наук та ступеня доктора філософії».*

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 Ulrich's Periodicals Directory (New Jersey, USA).

**Офіційний сайт видання:** <http://erec.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:*

Безпрозваних Г. В., д.т.н., проф., НТУ «ХПІ», Україна

Говоров П. П., д.т.н., проф., ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, Україна

Колкун М., PhD, почесний доктор, проф. інженерії,

Технічний університет у Кошицях, Словаччина

Морва Д., PhD, 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

Шайда В. П., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна

Шутенко О. В., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна

*Відповідальний секретар:*

Кулик О. С., PhD, НТУ «ХПІ», Україна

#### **Editorial staff**

*Editor-in-chief*

Shevchenko S. Yu., D.Tech.Sc., Prof., NTU "KhPI", Ukraine

*Editorial staff members:*

Bezprozvannykh G. V., D.Tech.Sc., Prof., NTU "KhPI", Ukraine

Hovorov P. P., D.Tech.Sc., Prof., O.M. Beketov NUUE, Ukraine

Kolcun M., PhD, Dr.h.c. prof. Ing., Technical University of  
Košice, Slovakia

Morva G., PhD, 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

Shaida V. P., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine

Shutenko O. V., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine

*Executive secretary:*

Kulyk O. S., PhD, NTU "KhPI", Ukraine

Рекомендовано до друку Вченою радою НТУ «ХПІ».  
Протокол № 6 від 5 липня 2024 р.

*В. М. БАКЛИЦЬКИЙ*

## ФОРМУВАННЯ КОЕФІЦІЄНТУ НАРОСТАННЯ ШКАЛИ ПОТУЖНОСТЕЙ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ З ВРАХУВАННЯМ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПОКАЗНИКІВ ПІДСТАНЦІЙ

В статті наведено послідовність формування коефіцієнту наростання шкали потужностей силових трансформаторів з врахуванням експлуатаційних показників підстанцій. Для цього, на основі техніко-економічної моделі витрат на трансформацію електричної енергії розроблено вираз для пошуку оптимальної потужності силових трансформаторів 110 кВ. Розроблений вираз використано для знаходження оптимальної потужності силових трансформаторів 110 кВ в умовних одиницях, з врахуванням завантаженості підстанцій, що являється основою для формування коефіцієнту наростання шкали потужностей силових трансформаторів. Пошук оптимальної потужності виконано на основі відхилень показників максимальної завантаженості силових трансформаторів та часу максимальних витрат. Показники часу максимальних витрат та максимальної завантаженості розраховано згідно даних погодинної завантаженості силових трансформаторів, з врахуванням наявності вузлів генерації на шинах вторинної напруги. Формування коефіцієнту наростання шкали потужностей силових трансформаторів виконано шляхом пошуку математичного очікування оптимальної потужності та його зсуву на основі границь розподілу двох суміжних потужностей силових трансформаторів. Обґрунтування сформованого коефіцієнту наростання шкали потужностей силових трансформаторів виконано за критерієм мінімуму технологічних витрат електричної енергії, шляхом зіставлення добових графіків витрат в силових трансформаторах. За результатами досліджень слідує, що застосування отриманого коефіцієнту дозволяє зменшити рівень технологічних витрат. Дослідження виконано на прикладі діючих підстанцій з двообмотковими трансформаторами 110 кВ з використанням схеми встановленого режиму роботи електричної мережі.

**Ключові слова:** добовий графік навантаження, електрична мережа, коефіцієнт наростання шкали потужностей, критеріальний метод, оптимізація, підстанція, силовий трансформатор, техніко-економічна модель.

*V. M. BAKLYTSKYI*

## FORMATION THE COEFFICIENT OF GROWTH FOR THE POWER SCALE OF TRANSFORMERS TAKING INTO ACCOUNT THE OPERATIONAL INDICATORS OF SUBSTATIONS

The article describes the sequence of formation of the growth coefficient of the transformers power scale, taking into account the operational indicators of substations. For this purpose, an expression for finding the optimal power of 110 kV transformers has been developed on the basis of a technical-economic model of costs for the transformation of electrical energy. The developed expression is used to find the optimal power of transformers of 110 kV in conventional units, taking into account the load of substations, which is the basis for the formation of the growth coefficient of the transformers power. The search for optimal power was performed on the basis of deviations of the indicators of the maximum load of transformers and the time of maximum losses. The time indicators of maximum losses and maximum load are calculated according to the hourly load data of transformers, taking into account the presence of generation nodes on the secondary voltage buses. The formation of the growth coefficient of the scale of transformers is performed by finding the mathematical expectation of the optimal power and its shift based on the boundaries of the distribution of two adjacent powers of transformers. The substantiation of the formed coefficient of growth of the transformers power was performed according to the criterion of minimum technological losses of electrical energy, by comparing the daily losses schedules in transformers. According to the research results, it follows that the application of the obtained coefficient allows to reduce the level of technological losses. The study was carried out on the example of operating substations with two-winding transformers of 110 kV using the scheme of the established mode of operation of the electric network.

**Keywords:** daily load schedule, electric network, power growth coefficient, criterion method, optimization, substation, transformers, technical and economic model.

**Постановка проблеми.** Силове обладнання на більшості підстанцій електричних мереж прийнято стратегій розвитку, які на сьогодні є застарілими. Тенденції щодо енергоспоживання змінилися, що призвело до зміни ключових показників на підставі яких приймається рішення про застосування того чи іншого обладнання- це стосується і силових трансформаторів електричних мереж (ЕМ) [1].

Слід зауважити, що потужність силових трансформаторів на підстанціях приймалася на основі прогнозування значних обсягів споживання електроенергії в промислову секторі, яке на даний час зменшується. Це дає підстави для аналізу показників завантаженості силових трансформаторів з метою оптимізації і зменшення технологічних витрат активної потужності. Зокрема є доцільним приведення коефіцієнту наростання шкали потужностей трансформаторів у відповідність до експлуатаційних параметрів та діапазонів передаваної потужності.

При пошуку оптимальної потужності силових трансформаторів для ряду підстанцій постає необхідність в аналізі великої кількості інформації, варіювання якої знаходиться в широкому діапазоні. Це призводить до необхідності застосування методів комплексного аналізу, або збільшення кількості розрахунків з заданням достовірних початкових даних.

Для реалізації комплексних задач раціонально застосовувати критеріальний метод, який дозволяє проводити аналіз інформації шляхом введення критеріїв подібності, оскільки вони можуть бути прийнятими для широкого ряду параметричних інтервалів. Також, застосування критеріального методу дає можливість відслідковувати зміни цільової функції при варіюванні вихідних даних [2].

**Аналіз публікацій.** У 80–90-х роках наводилися роботи із застосуванням критеріального методу спрямовані на аналіз техніко-економічної моделі витрат на трансформацію електричної енергії для мереж електропостачання сільськогосподарської

© В. М. Баклицький, 2024

сфери. Роботи висвітлювали можливість застосування критеріального методу, але не були спрямовані на вирішення оптимізаційних задач.

Застосування критеріального методу для оптимізації керування режимами електроенергетичних систем при вирішенні конкретних проектних задач описано в [3].

Використання критеріального методу висвітлено в роботах, які успішно застосовуються для оптимізації параметричних інтервалів перерізів проводів повітряних ліній електропередачі [4].

Щодо вирішення оптимізаційної задачі покращення показників енергоефективності ЕМ шляхом зменшення рівня технологічних втрат активної потужності в діючих силових трансформаторах, то на сьогодні вона являється актуальною для електроенергетичної галузі.

**Мета статті.** Сформувані коефіцієнт наростання шкали потужностей силових трансформаторів з врахуванням експлуатаційних показників підстанцій і обґрунтувати його за критерієм мінімуму технологічних втрат електричної енергії для покращення показників енергоефективності ЕМ.

**Розроблення виразу для пошуку оптимальної потужності силових трансформаторів 110 кВ.** Техніко-економічна модель витрат на трансформацію електричної енергії має вигляд [2]:

$$Z_{\text{тр}} = (P_{\text{н}} + P_{\text{тр}})K_{\text{тр}} + \delta \Delta P_{\text{хх}} C_{\text{T}} T_{\text{в}} + \delta \Delta P_{\text{кз}} C_{\text{т}} \left( \frac{S_{\text{max}}}{S} \right)^2, \quad (1)$$

де  $P_{\text{н}}$  – коефіцієнт ефективності;

$P_{\text{тр}}$  – сумарний коефіцієнт щорічних відрахувань на амортизацію, ремонт і обслуговування;

$K_{\text{тр}}$  – вартість трансформатора;

$\delta$  – коефіцієнт, що враховує збільшення вартості електроенергії в залежності від відстані мережі до джерела живлення;

$S$  – потужність трансформатора;

$S_{\text{max}}$  – максимальне завантаження трансформатора

$\Delta P_{\text{хх}}$  – втрати потужності холостого ходу трансформатора;

$\Delta P_{\text{кз}}$  – втрати потужності трансформатора під навантаженням при номінальних режимах роботи;

$T_{\text{в}}$  – річна тривалість роботи;

$\tau$  – час максимальних втрат;

$C_{\text{T}}$ ,  $C_{\text{т}}$  – приведена вартість 1 МВт-год втрат електроенергії при тривалості  $T_{\text{в}}$ ,  $\tau$ ;

Для пошуку оптимальної потужності силових трансформаторів техніко-економічна модель (1) наводиться у спрощеній формі з застосуванням алгоритмів апроксимації та має вигляд [2]:

$$Z_{\text{тр}} = A_1 S^b + A_2 S^{-b_1}. \quad (2)$$

де  $A_1$ ,  $A_2$  – узагальнені константи, до складу яких входять: апроксимаційні коефіцієнти витрат на втрати холостого ходу, апроксимаційні коефіцієнти витрат під навантаженням та початкові параметри, необхідні для

визначення витрат на втрати під навантаженням;

$$A_1 = a, A_2 = \delta \Delta P_{\text{кз}} C_{\text{т}} \tau S_{\text{max}}^2;$$

$b$ ,  $b^{-1}$  – апроксимаційні коефіцієнти ступеню оптимізаційного параметру, отримані методом найменших квадратів;

Формування базової техніко-економічної моделі виконується для ряду двообмоткових силових трансформаторів, характеристики яких наведено в табл. 1 [5].

Таблиця 1 – Технічні характеристики силових трансформаторів на підстанціях

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Напруга, кВ		$P_{\text{хх}}$ , кВт	$P_{\text{кз}}$ , кВт
		ВН	НН		
ТМН 2500/110	2,5	115	10,5	5,5	22
ТМН 6300/110	6,3	115	10,5	10	44
ТДН 10000/110	10	115	10,5	14	58
ТДН 16000/110	16	115	10,5	18	85

Для техніко-економічної моделі (1) приймаються наступні показники параметрів, які є оптимальними:

- $\delta = 1,1$ ,
- $S_{\text{max}} = 0,7 \cdot S$ ,
- $T_{\text{в}} = 8760$  год,
- $\tau = 2800$  год,
- $C_{\text{T}} = 0,034$  грн./МВт,
- $C_{\text{т}} = 0,042$  грн./МВт.

Вартість втрат під навантаженням приймається відповідно до показників: середньорічної вартості електричної енергії на ринку на добу, тарифу на розподіл електричної енергії, націнки ринку, тарифу на передачу, маржі постачальнику та коефіцієнту приведення за термін служби силового трансформатора [6–8]. Вартість втрат холостого ходу приймається шляхом множення вартості втрат під навантаженням на коефіцієнт наведений в [9].

Після апроксимації техніко-економічна модель, отримана з застосуванням вищенаведених параметрів, буде мати наступні показники ступенів:

$$Z_{\text{тр}} = A_1 S^{0,8} + A_2 S^{-1,25}. \quad (3)$$

Для виконання пошуку оптимальної потужності з врахуванням експлуатаційних параметрів модель (3) представляється в критеріальній формі:

$$\dot{Z}_{\text{тр}} = \pi_1 S^{0,8} + \pi_2 S^{-1,25}, \quad (4)$$

де  $\pi_1$ ,  $\pi_2$  – критерії подібності, які відображають співвідношення складових витрат техніко-економічної моделі.

Вираз для пошуку оптимальної потужності знаходиться на основі рівняння [10]:

$$\frac{dZ_{\text{тр}}}{dS} = 0. \quad (5)$$

Виходячи з отриманої техніко-економічної моделі в критеріальній формі (4) та рівняння (5) вираз для пошуку оптимальної потужності силового трансформатора буде мати вигляд:

$$S_{\text{ек}} = \sqrt[2,05]{\frac{1,25A_2}{0,8A_1}} = \left(\frac{1,25A_2}{0,8A_1}\right)^{0,49} = \left(\frac{\pi_1 A_2}{\pi_2 A_1}\right)^{0,49}. \quad (6)$$

**Знаходження оптимальної потужності силових трансформаторів 110 кВ з врахуванням завантаженості підстанцій.** Для подальших розрахунків, пошук оптимальної потужності силових трансформаторів виконується в умовних одиницях на основі відхилень експлуатаційних показників від прийнятих оптимальних, при цьому за базову приймається потужність існуючого трансформатора на підстанції. Показниками на основі яких виконуються розрахунки є час максимальних витрат,  $\tau$ , та максимальна завантаженість силового трансформатора,  $S_{\text{max}}$ , всі інші параметри приймаються оптимальними. Алгоритм пошуку оптимальної потужності ототожнює показники витрат на трансформацію електричної енергії з експлуатаційними показниками до показників витрат техніко-економічної моделі (1), при цьому критерії подібності залишаються незмінні [11]. За правильного вибору оптимальних показників застосування оптимальної потужності призводить до зменшення витрат в силових трансформаторах.

Спираючись на вищенаведене, вираз для пошуку оптимальної потужності буде мати вигляд:

$$\dot{S}_{\text{ек}} = (\tau \dot{S}_{\text{max}}^2)^2. \quad (7)$$

Таблиця 2 – Експлуатаційні показники силових трансформаторів на підстанціях

№ ПС	Потужність існуючого трансформатора, кВа	Розраховані експлуатаційні показники		Відхилення експлуатаційних показників та оптимальна потужність		
	S, кВа	$\tau$ , год	$S_{\text{max}}$ , кВа	$\dot{\tau}$	$\dot{S}_{\text{max}}$	$\dot{S}_{\text{ек}}$
ПС1	10000	6178,4	2912	2,21	0,42	0,6
ПС2	6300	6178,5	1087,7	2,21	0,25	0,4
ПС3	10000	4798,9	376,9	1,71	0,05	0,1
ПС4	6300	4908	729,93	1,75	0,17	0,2
ПС5	6300	7742,6	816	2,77	0,19	0,3
ПС6	6300	5404,3	1123,5	1,93	0,25	0,4
ПС7	6300	5580	536,7	1,99	0,12	0,2
ПС8	6300	7444,1	984,1	2,66	0,22	0,3
ПС9	10000	5148,5	4147	1,84	0,59	0,8
ПС10	6300	6530,6	679,7	2,33	0,15	0,2
ПС11	6300	6120,6	290,5	2,19	0,07	0,1
ПС12	6300	4829,4	795,4	1,72	0,18	0,2
ПС13	6300	2001,8	2979,1	0,71	0,68	0,6
ПС14	10000	1919,5	8166,6	0,69	1,17	1,0
ПС15	6300	5590,3	467,84	2,00	0,11	0,2
ПС16	6300	5590	1316,9	2,00	0,30	0,4
ПС17	10000	5623,4	9338,1	2,01	1,33	1,9
ПС18	6300	5417,2	361,1	1,93	0,08	0,1
ПС19	6300	5253,4	1109,3	1,88	0,25	0,3
ПС20	6300	6444,4	523,9	2,30	0,12	0,2
ПС21	10000	3989,6	4772,6	1,42	0,68	0,8
ПС22	6300	6149	1579,9	2,20	0,36	0,54
ПС23	6300	5673,8	1444,4	2,03	0,33	0,47

Пошук експлуатаційних показників  $\tau$  і  $S_{\text{max}}$  виконується на основі добових графіків завантаженості діючих підстанцій ЕМ [12]. Знайдені показники  $\tau$  і  $S_{\text{max}}$  та їхні співвідношення в умовних одиницях  $\dot{\tau}$  і  $\dot{S}_{\text{max}}$  та оптимальна потужність  $\dot{S}_{\text{ек}}$  для підстанцій, що аналізуються, наведені в табл. 2.

**Формування коефіцієнту наростання шкали потужностей двообмоткових трансформаторів 110 кВ.** Формування коефіцієнту наростання шкали потужностей силових трансформаторів виконується шляхом пошуку математичного очікування оптимальної потужності та його зсуву на основі границь розподілу двох суміжних потужностей силових трансформаторів.

Для знаходження значення математичного очікування використовується вираз [13]:

$$M(x) = \sum_{i=1}^n x_i p_i, \quad (8)$$

де  $n$  – загальна кількість можливих значень оптимальної потужності;

$x_i$  – оптимальна потужність для певної підстанції;

$p_i$  – вірогідність появи оптимальної потужності.

Вірогідність появи оптимальної потужності знаходиться за виразом [13]:

$$p_i = \frac{m}{n}, \quad (9)$$

де  $m$  – кількість появ розрахункового значення оптимальної потужності.

Результати розрахунків вірогідності появи оптимальних потужностей наведено в табл. 3.

Таблиця 3 – Вірогідності появи оптимальних потужностей

Величина оптимальної потужності, $S_{ec}$	Кількість появ розрахункового значення оптимальної потужності, $m$	Вірогідність появи оптимальної потужності, $p_i$
1,9	1	0,04
1	1	0,04
0,8	2	0,09
0,6	2	0,09
0,5	2	0,09
0,4	5	0,22
0,3	1	0,04
0,2	6	0,26
0,1	3	0,13

Спираючись на значення вірогідностей появи потужностей (табл. 3), згідно виразу (6), математичне очікування оптимальної потужності буде становити:  $M(x) = 0,45$ .

На основі граничних значень розподілу потужності та отриманої величини математичного очікування, коефіцієнт наростання оптимальної потужності буде складати  $K_n = 2,25$ , в той час як існуючий коефіцієнт наростання потужності становить  $K_n = 1,6$ . Зсув математичного очікування двох суміжних потужностей відображено на рис. 1.

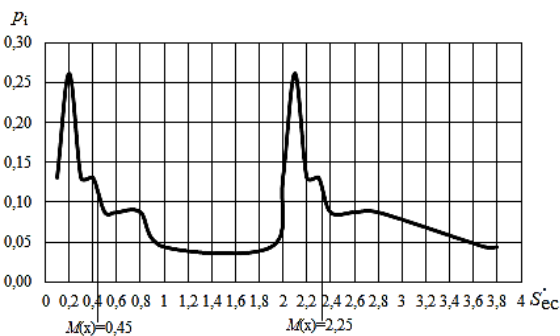


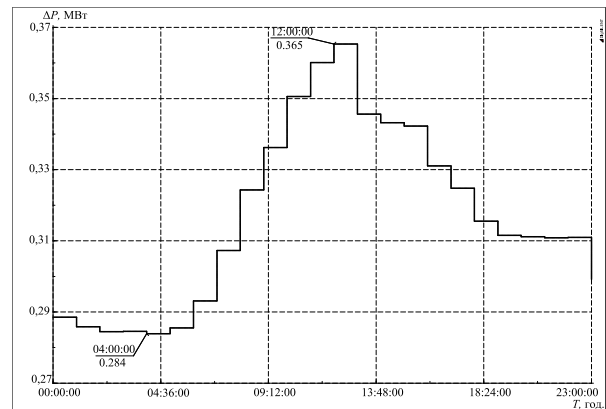
Рисунок 1 – Зсув математичного очікування суміжних потужностей

**Обґрунтування коефіцієнту наростання шкали потужностей двообмоткових трансформаторів 110 кВ.** Існуючий номенклатурний ряд двообмоткових силових трансформаторів 110 кВ складається з 8 трансформаторів [5]: ТМН 2500/110, ТМН 6300/110, ТДН 10000/110, ТДН 16000/110, Т(Р)ДН 25000/110, Т(Р)ДН 40000/110, ТДН 63000/110, Т(Р)ДН 80000/110.

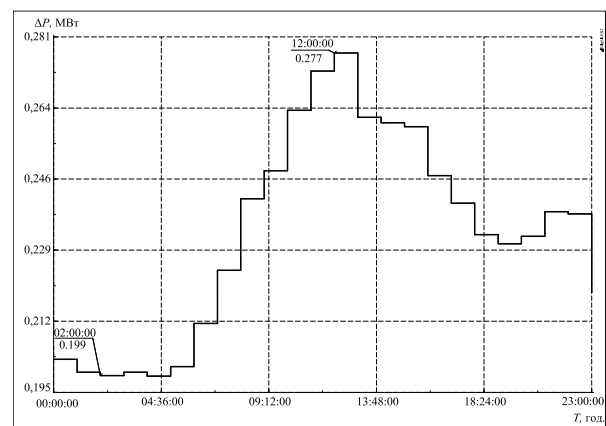
Сформований коефіцієнт наростання шкали потужностей силових трансформаторів дозволяє оптимізувати цей ряд з врахуванням діапазонів максимального завантаження. Відповідно до вище наведеного, з рішення оптимізаційної задачі слідує, що в подальших дослідженнях має сенс використовувати наступні силові трансформатори: МН 2500/110, ТДН 10000/110, ТДН 25000/110.

Обґрунтування сформованого коефіцієнту наростання шкали потужностей двообмоткових трансформаторів 110 кВ виконується за критерієм мінімуму технологічних втрат електричної енергії,

шляхом зіставлення добових графіків втрат підстанцій. Для цього використовуються типи трансформаторів які визначено з застосуванням сформованого коефіцієнту і виконується порівняння рівня втрат на підстанціях до та після зміни потужності трансформаторів. Розрахунки виконані в програмному комплексі PowerFactory шляхом квазідинамічного моделювання і наведені на рис. 2 а та б.



а



б

Рисунок 2 – Добові графіки активних втрат в силових трансформаторах до застосування (а) та після застосування (б) отриманого коефіцієнту наростання потужності

Відповідно графіку наведеного на рис. 2 а загальний рівень активних втрат в силових трансформаторах становить 7,6 МВт год, а для графіку наведеного на рис. 2 б ця величина становить 5,6 МВт год, що на 2 МВт год менше. Вищенаведене свідчить про зменшення рівня активних втрат електричної енергії після застосування отриманого коефіцієнту наростання потужності.

**Висновки.** На основі техніко- економічної моделі витрат на трансформацію електричної енергії в критеріальній формі розроблено вираз для пошуку оптимальної потужності двообмоткових силових трансформаторів 110 кВ. З використанням розробленого виразу сформовано коефіцієнт наростання шкали потужностей двообмоткових трансформаторів 110 кВ, який становить  $K_n = 2,25$ . Обґрунтовано пропонуємої коефіцієнт наростання шкали потужностей трансформаторів 110 кВ за

критерієм мінімуму технологічних втрат електричної енергії. За результатами досліджень слідує, що застосування отриманого коефіцієнту дозволяє зменшити рівень технологічних втрат електричної енергії.

### Список літератури

1. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.04.2023 р. № 373-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-p#Text>.
2. Черкашина В. В., Баглицький В. М. Формування і аналіз техніко-економічної моделі трансформації електричної енергії із застосуванням критеріального методу. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2022. № 1 (4). С. 73–78. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.04>.
3. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О. Оптиміальне керування нормальними режимами електроенергетичних систем критеріальним методом з використанням нейро-нечіткого моделювання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2012. № 1. С. 127–130.
4. Бондаренко В. О., Черемісін М. М., Черкашина В. В. Системний підхід передпроектної оцінки повітряних ліній в умовах ринкових відносин: монографія. Харків: Факт, 2013. 260 с.
5. ДСТУ 2104-92. Трансформатори силові масляні загального призначення класів напруги 110 і 150 кВ. Технічні умови. На заміну ГОСТ 12965-85; чинний від 1993-07-01. Вид. офіц. Київ, 1993. 41 с.
6. Розрахунок ціни РДН. *Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг*. URL: <https://www.nerc.gov.ua/monitoring-rinku-elektrichnoyi-energiyi/operativnij-monitoring-rinku-elektrichnoyi-energiyi/rozrahunok-cini-rdn>.
7. Про тарифи на електроенергію. *АТ «Вінницяобленерго»*. URL: <https://voe.com.ua/news/pro-taryfy-na-elektroenerhiyu>.
8. Про встановлення тарифу на послуги з передачі електричної енергії НЕК «УКРЕНЕРГО» на 2024 рік: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 09.12.2023 р. № 2322. URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-vstanovlennya-taryfu-na-poslugi-z-peredachi-elektrichnoyi-energiyi-nek-ukrenergo-na-2024-rik>.
9. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі. Чинний від 1997-01-20. Вид. офіц. Київ, 1997. 51 с.
10. Черкашина В. В., Баглицький В. М. Дослідження техніко-економічних показників силових трансформаторів з урахуванням умов експлуатації. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2024. № 1 (172). С. 32–36. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2024-172-1-32-36>.
11. Baklytskyi V., Cherkashyna V. Advisability of optimizing the nominal power scale of 110 kilovolt transformers. *2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 2–6 October 2023. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek61412.2023.10312971>.
12. План розвитку. *АТ «Вінницяобленерго»*. URL: <https://voe.com.ua/development-plan> (дата звернення: 15.02.2024).
13. Тичинська Л. М., Черепашук А. А. Ч.1 Історичні екскурсії та основні теоретичні відомості. *Теорія ймовірностей: навчальний посібник*. Вінниця, 2010. С. 42–46.
14. *Enerhetychnoi stratehii Ukrainy na period do 2050 roku [On approval of the Energy Strategy of Ukraine until 2050]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-p#Text> (in Ukrainian)
15. V. V. Cherkashyna and V. M. Baklytskyi, “Formation and analysis technical-economic model of transformation electricity with applying criterion method”, *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (4), pp. 73–78, Jul. 2022, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.04> (in Ukrainian)
16. P. D. Lezhniuk and O. O. Rubanenko, “Optimal control of the normal modes of power systems by criterion method with the use of fuzzy modeling”, *Visnyk of Vinnytsia Polytechnical Institute*, no. 1, pp. 127–130, Jul. 2012. (in Ukrainian)
17. V. O. Bondarenko, M. M. Cheremisin, and V. V. Cherkashyna, *Systemnyi pidkhyd peredproektnoi otsinky povitrianykh liniy v umovakh rynkovykh vidnosyn [A systematic approach to pre-design assessment of overhead lines in a market environment]*. Kharkiv: Fakt, 2013. (in Ukrainian)
18. *Transformatory sylovi maslyani zahalnoho pryznachennia klasiv napruhy 110 i 150 kV. Tekhnichni umovy [General-purpose oil-filled power transformers for voltage classes 110 and 150 kV. Technical specifications]*, DSTU 2104-92, Kyiv, 1993. (in Ukrainian)
19. “Rozrahunok tsyny RDN [Calculation of the DAM price].” National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities. [Online]. Available: <https://www.nerc.gov.ua/monitoring-rinku-elektrichnoyi-energiyi/operativnij-monitoring-rinku-elektrichnoyi-energiyi/rozrahunok-cini-rdn> (in Ukrainian)
20. “Pro taryfy na elektroenerhiyu [About electricity tariffs].” JSC “Vinnytsiaoblenergo.” [Online]. Available: <https://voe.com.ua/news/pro-taryfy-na-elektroenerhiyu> (in Ukrainian)
21. Ukraine, National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities. (2023, Dec. 9). *Resolution of the National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities no. 2322, Pro vstanovlennia taryfu na poslugy z peredachi elektrichnoyi enerhii NEK «UKRENERHO» na 2024 rik [On setting the tariff for electricity transmission services of NPC Ukrenergo for 2024]*. [Online]. Available: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-vstanovlennya-taryfu-na-poslugi-z-peredachi-elektrichnoyi-energiyi-nek-ukrenergo-na-2024-rik> (in Ukrainian)
22. *Vyznachennia ekonomichnoi efektyvnosti kapitalnykh vkladov v enerhetyku. Metodyka. Enerhosystemy i elektrichni merezhi [To determine the economic efficiency of capital investments in the energy sector. Methodology. Energy systems and power grids]*, HKD 340.000.002-97, Ukrenergomerezhproekt Institute, Kyiv, 1997. (in Ukrainian)
23. V. V. Cherkashyna and V. M. Baklytskyi, “Study of technical and economic indicators of power transformers taking into account the conditions of operation”, *Visnyk of Vinnytsia Polytechnical Institute*, vol. 172, no. 1, pp. 32–36, 2024, doi: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2024-172-1-32-36> (in Ukrainian)
24. V. Baklytskyi and V. Cherkashyna, “Advisability of optimizing the nominal power scale of 110 kilovolt transformers”, in *2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Oct. 2–6, 2023, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek61412.2023.10312971>
25. “Plan rozvytku [Development plan].” JSC “Vinnytsiaoblenergo.” Accessed: Feb. 15, 2024. [Online]. Available: <https://voe.com.ua/development-plan> (in Ukrainian)
26. L. M. Tychnyska and A. A. Cherepashchuk, “Ch.1 Istorychni ekskursy ta osnovni teoretychni vidomosti [Part 1 Historical excursions and basic theoretical information]”, in *Teoriia ymovirnostei [Probability theory]*. Vinnytsia: VNTU, 2010, pp. 42–46. (in Ukrainian)

### References

1. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2023, Apr. 21). *Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine no. 373-r, Pro skhvalennia*

*Відомості про автора (-is) / About the Author (-s)*

**Баглицький Владислав Миколайович (Baklytskyi Vladyslav Mykolayovych)** – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5210-5563>; e-mail: [vlad95415@outlook.com](mailto:vlad95415@outlook.com).



**I. В. БАРБАШОВ, Г. В. ОМЕЛЯНЕНКО, В. В. ЧЕРКАШИНА, А. О. ШМАТОВ**

## ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТАНЬ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Проведено дослідження шляхів модернізації струмопровідної частини повітряних ліній для підвищення ефективності передачі електричної енергії за рахунок застосування інноваційних типів проводів. Проаналізовані техніко-економічні характеристики проводів типу АС, ACCR, AERO-Z. За результатами аналізу виявлено, що подальшому вдосконаленню конструкції АС проводів повинні послужити нові прогресивні розробки, які б задовольняли таким технічним вимогам, як надійність, живучість та довговічність; корозійна стійкість; висока адгезійна здатність; неохильність до вібрації під час експлуатації під дією несприятливих кліматичних факторів; стійкість до температурних впливів навколишнього середовища. В якості інноваційного рішення цього питання в зарубіжних країнах розроблено високотемпературні (ACCR) і спеціальної конструкції (AERO-Z) проводи. Виконано порівняльний аналіз типів проводів, які застосовуються в українських електричних мережах, з інноваційними типами проводів, які застосовуються в електричних мережах зарубіжних країн. За результатами порівняння АС, ACCR та AERO-Z проводів слідує, що фактором, який обмежує сферу застосування ACCR проводу, навіть для прольотів з надзвичайно високими вимогами щодо характеристик передачі електричної енергії, є його вкрай висока вартість. Також під час досліджень виявлено, що найбільш доцільним для впровадження в українські електричні мережі є AERO-Z провід. Це обумовлено тим, що технічні характеристики даного проводу кращі за характеристики АС проводу і він має відносно не високу вартість в порівнянні з ACCR проводом, а його спеціальна конструкція адаптована до несприятливих кліматичних умов, які впливають на характеристики передачі електричної енергії.

**Ключові слова:** електрична енергія, електрична мережа, повітряна лінія, провід, техніко-економічні показники.

**I. V. BARBASHOV, H. V. OMELIANENKO, V. V. CHERKASHYNA, A. O. SHMATOV**

## RESEARCH ON IMPROVING THE EFFICIENCY OF ELECTRICITY TRANSMISSION

A study of ways to modernize the current-carrying part of overhead lines to improve the efficiency of electricity transmission through the use of innovative types of wires was conducted. The technical and economic characteristics of AC, ACCR, and AERO-Z wires were analyzed. The results of the analysis revealed that further improvement of the design of AC wires should be based on new progressive developments that would meet such technical requirements as reliability, survivability and durability; corrosion resistance; high adhesion ability; resistance to vibration during operation under the influence of adverse climatic factors; resistance to environmental temperature effects. As an innovative solution to this issue, high-temperature (ACCR) and specially designed (AERO-Z) wires have been developed in foreign countries. A comparative analysis of the types of wires used in Ukrainian power grids with innovative types of wires used in power grids of foreign countries was performed. The results of the comparison of AC, ACCR, and AERO-Z wires show that the factor that limits the scope of application of ACCR wire, even for spans with extremely high requirements for power transmission characteristics, is its extremely high cost. This is because the technical characteristics of this wire are better than those of AC wire and it has a relatively low cost compared to ACCR wire, and its special design is adapted to adverse climatic conditions that affect the characteristics of electricity transmission.

**Keywords:** electric energy, electric network, overhead line, wire, technical and economic indicators.

**Постановка проблеми.** Українські електричні мережі (ЕМ) функціонують за межею експлуатаційного ресурсу. Для їх технологічного переоснащення і модернізації об'єктів, в тому числі і повітряних ліній електропередачі (ПЛ), необхідно використовувати нові технологічні розробки, які покращать ефективність передачі електричної енергії. До таких розробок відносяться й інноваційні типи проводів ПЛ.

Вищенаведене обумовлює актуальність проблеми, для вирішення якої доцільно дослідити існуючі типи інноваційних проводів, виконати їх порівняльний аналіз й обґрунтувати доцільність застосування в українських ЕМ.

**Аналіз публікацій.** Питанням підвищення ефективності передачі електричної енергії шляхом вдосконалення струмопровідної частини ПЛ присвячено ряд робіт як зарубіжних, так і українських вчених.

В зарубіжних країнах для покращення передачі електричної енергії за рахунок вдосконалення струмопровідної частини ПЛ розроблено і впроваджено [1–5]:

- сталевалюмінієві проводи зі знизеним опором, тобто з гладкою поверхнею верхнього повиву;
- однорідні проводи, які звито із дротів на основі алюмінієвого сплаву;
- алюмінієві проводи із сердечником з алюмінієвого сплаву;
- високотемпературні проводи із металу алюміній-цирконій;
- проводи спеціальної конструкції, в тому числі і «снігоскидальний» провід, на якому відбувається одностороннє налипання та самообвалення ожеледо-паморозового відкладення за умов збільшення маси та розміру.

В українських ЕМ під час проектування струмопровідна частина ПЛ розраховується відповідно Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) [6].

Питання вдосконалення конструкцій ліній електропередачі, в тому числі і їхньої струмопровідної частини, для покращення передачі електричної енергії в українських ЕМ розглядалися в [7, 8]. В даних джерелах акцентовано увагу на технічних характеристиках проводів, але не достатньо обґрунтовано доцільність їх застосування в

українських ЕМ з економічної точки зору модернізації струмопровідної частини ПЛ.

**Мета статті.** Дослідити і порівняти типи інноваційних проводів повітряних ліній для обґрунтування доцільності їх застосування в українських електричних мережах з метою підвищення ефективності передачі електричної енергії за рахунок модернізації струмопровідної частини ліній.

#### Основні методи досліджень.

#### Аналіз сталелегатурних проводів.

Сталелегатурні (АС) проводи масово застосовуються в ЕМ не тільки України, а і зарубіжних країн. Це пояснюється порівняно невисокою вартістю та хорошими електричними і механічними характеристиками АС проводів [1, 5, 9].

Конструктивно АС проводи складаються із сталевго осердя, навколо якого робиться алюмінієвий повив (рис. 1) [8].



Рисунок 1 – Конструкція АС проводу для ПЛ електропередачі

Сталеве осереддя (рис. 1) збільшує механічну міцність проводу, а зовнішня алюмінієва частина, переріз якої набагато більший, ніж сталевий, має високу електричну провідність і визначає необхідні електричні характеристики проводу в цілому.

Для ПЛ, які експлуатуються у різних кліматичних умовах, АС проводи випускаються з різними перерізами алюмінієвої частини та сталевго осереддя. Такий підхід характеризує їх міцність і дозволяє використання за різних умов роботи. Так, в районах з товщиною стінки ожеледиці до 20 мм застосовують АС проводи зі відношенням перерізів алюмінієвої частини та сталевго осереддя рівним 6–8; при більшій товщині стінки ожеледиці нижня межа цього відношення – 4,3. На узбережжі морів, солоних озер, у промислових районах, де струмопровідна частина ПЛ руйнується від корозії, рекомендується використовувати АС проводи з відношенням перерізів алюмінієвої частини та сталевго осереддя рівним 6,1–6,25 [6].

Конструктивна одноманітність АС проводів для ПЛ зберігається тривалий час, змінювалися лише параметри – діаметри сталевих осередь та алюмінієвих повивів, кількість їх у повиві, співвідношення сталевго та алюмінієвої частин, переріз провідникової частини та ін. Але це не задовольняє потреб ЕМ щодо підвищення ефективності передачі електричної енергії.

Подальшому вдосконаленню конструкції проводів ПЛ повинні послужити нові прогресивні розробки АС проводів, які б задовольняли таким технічним вимогам, як:

- надійність, живучість та довговічність;
- корозійна стійкість;

- висока адгезійна здатність;
- неохильність вібрації під час експлуатації під дією несприятливих кліматичних факторів;
- стійкість до температурних впливів навколишнього середовища;
- встановлення ізолюючих накладок на ділянки проводів тощо.

#### Аналіз високотемпературних проводів.

Збільшення генеруючих потужностей та споживання електроенергії потребує відповідного збільшення пропускної здатності ПЛ, що потрібно враховувати під час проектування ЕМ. Виникає завдання, яке пов'язане з необхідністю вдосконалення струмопровідної частини ПЛ. В якості інноваційного рішення цього питання в таких країнах як-от Японія, Південна Корея, Італія та США розроблено нові високотемпературні проводи для ПЛ електропередачі на тривало допустиму робочу температуру до 210 °С замість стандартно застосовуваних АС проводів, розрахованих на робочу температуру 70 °С [2, 3]. Підвищення робочої температури та пропускної здатності ПЛ більш ніж у 2 рази вимагало вирішення наступних супутніх проблем:

- зниження стріли провисання проводу за рахунок застосування в його конструкції матеріалів зі знизеним вдвічі коефіцієнтом лінійного розширення;
- підвищення розривних зусиль та знизення маси проводів на одиницю довжини із збереженням високої електропровідності.

Особливо цікаво ці проблеми вирішені у конструкції високотемпературного проводу типу ACCR (Aluminum Conductor Composite Reinforced) – алюмінієвого композитного проводу, розробленого в США (рис. 2) [10].



Рисунок 2 – Конструкція ACCR проводу для ПЛ електропередачі

Провід ACCR (рис. 2) є типовим прикладом застосування нанотехнологій. Осереддя цього проводу, яке виготовлено з композитних сплавів на основі алюмінію високої чистоти ( $Al_2O_3$ ), має високе розривне зусилля і низький коефіцієнт лінійного розширення та високу електропровідність. Навколо осереддя накладаються повиви дротів із металу алюміній-цирконій. Основні характеристики високотемпературного проводу ACCR наведено в табл. 1 [10].

Таблиця 1 – Властивості високотемпературного проводу ACCR

Властивості композитного осердя	
Межа міцності на розрив, МПа	1380
Жорсткість, ДПа	215
Електропровідність	відповідає алюмінію
Температурний коефіцієнт лінійного розширення, ( $10^{-6} / ^\circ\text{C}$ )	6
Максимальна температура при короточасних піках навантаження, $^\circ\text{C}$	> 300
Властивості повивів із сплаву алюміній-цирконій	
Межа міцності на розрив, МПа:	
• при діаметрі < 4 мм	162
• при діаметрі > 4 мм	159
Збереження міцності на розрив при нагріванні понад $280^\circ\text{C} / 1\text{год}$	> 90 %
Густина, $\text{г}/\text{см}^3$	2,7
Питомий опір при $20^\circ\text{C}$ , $\text{Ом}\cdot\text{м}$	$< 28,73 \times 10^{-9}$
Максимальна температура при короточасних піках навантаження, $^\circ\text{C}$	240

Але, на ряду з позитивними характеристиками (табл. 1), існують недоліки ACCR проводу. Один із недоліків цього проводу впливає з властивостей самого композиту, який використовують для виготовлення осердя проводу. Це досить крихкий матеріал, властивості якого призводять до того, що з ACCR проводом необхідно працювати більш акуратно як під час транспортування, так і під час монтажу.

**Аналіз проводів спеціальної конструкції.** Під час проектування важливим фактором, який впливає на кінцеве ухвалення рішення щодо вибору варіанту проектування ЕМ, є кліматичні умови в яких буде експлуатуватися ПЛ електропередачі. Так, за несприятливих кліматичних умов, до яких відносяться сильні вітри, ожеледо-паморозові відкладення, налипання снігу, механічні характеристики проводів спеціальної конструкції можуть стати вирішальною обставиною їх застосування. Підтверджуючим прикладом є застосування AERO-Z проводу [5, 11]. Основна особливість AERO-Z проводу, який розроблено концерном Nexans (Бельгія) – це укладання струмопровідних шарів, переріз яких нагадує букву «Z» (рис. 3) [11].

Аналізуючи рис. 3 слідує, що поверхня повиву AERO-Z проводу гладка і має незначні гвинтові канавки, що виникають між верхніми межами Z-подібних проводів. За рахунок цього конструкція AERO-Z проводу виходить більш компактною порівняно з АС проводом (рис. 1) і при тому ж діаметрі має більший переріз за алюмінієм. Такі особливості сприяють зменшенню механічної напруги на опори і дозволяють збільшити корисний електропровідний переріз, що підвищує режимну та конструктивну надійність електропередачі. Також AERO-Z провід має підвищену крутильну жорсткість і тому краще

протистоїть ожеледо-паморозовим відкладенням на проводах ПЛ.



Рисунок 3 – Конструкція AERO-Z проводу для ПЛ електропередачі

**Обґрунтування доцільності застосування інноваційних типів проводів.** Обґрунтування типу проводу під час проектування ПЛ являється складним завданням. Оскільки, на сьогодні в Україні у відповідності з ПУЕ під час проектування ЕМ обираються тільки АС проводи [6].

Дослідження доцільності застосування інноваційних типів проводів виконувалося шляхом порівняння типів проводів, які застосовуються в українських ЕМ з інноваційними типами проводів, які застосовуються в електричних мережах зарубіжних країн.

Порівняння АС (Кабельний завод «Енергопром», Україна) [9], ACCR (3М™, США) [10] та AERO-Z (Nexans, Бельгія) [11] проводів виконано для 1 км одноланцюгової ПЛ 110 кВ за умови досягнення максимально допустимого згідно [6] натягування проводу (45% від розривного), але не більше 42,5 кН.

Під час порівняльного аналізу технологічний запас проводів не враховувався, а пред'являлися вимоги по стрілі провисання, масі проводу, максимальному струму, мінімальній вартості. Також не враховувалася вартість однакових конструктивних елементів лінії, тобто опор, зчіпної лінійної арматури, ізоляторів, захисної арматури.

Визначення вартості 1 км ПЛ 110 кВ з врахуванням прийнятих допущень виконувалося за формулою, тис. грн:

$$B = B_1 + B_2 + B_3, \quad (1)$$

де  $B_1$  – вартість 1 км проводу;

$B_2$  – вартість натяжних і підтримуючих затискачів для 1 км ПЛ 110 кВ;

$B_3$  – вартість робіт по монтажу для 1 км ПЛ 110 кВ.

Вартість проводів  $B_1$  (1) не прив'язувалася до конкретного обсягу, умов, періоду поставки і залежить від світових цін на алюміній та курсу валют.

Під час розрахунку  $B_2$  (1) використано безпосередньо вартість натяжних і підтримуючих затискачів. Для проводу АС взято вартість традиційних затискачів, а для решти проводів використано вартість затискачів спеціального типу для забезпечення максимальної довговічності проводу.

Розрахунок  $B_3$  (1) проведено без врахування витрат на підготовчі роботи, узгодження, відключення, перевезення матеріалів на об'єкт, аварійного запасу та інших додаткових витрат, які уточнюються на стадії проектно-кошторисної документації.

Техніко-економічні показники, які враховувалися під час порівняльного аналізу [9–11], і результати розрахунку наведено в табл. 2.

Таблиця 2 – Властивості високотемпературного проводу ACCR

Техніко-економічні показники	АС 240/32	ACCR 270-T16	AERO-Z 366-2Z
Тривало допустимий струм проводу, А	605	1331	771
Максимальна температура проводу, °С	70	210	70
Маса проводу, кг/км	1313	967	1014
Стріла провису при $T = \max$ , м	10,1	9,9	9,9
Вартість 1 км проводу, тис. грн.	207	1434	432
Вартість затискачів для 1 км ПЛ 110 кВ, тис. грн.	5,2	59,6	18,6
Вартість робіт по монтажу 1 км, тис. грн.	85,8	85,8	85,8
Разом для ПЛ 110 кВ, тис. грн.	298	1579,4	536,4
Порівняння вартості 1 км ПЛ 110 кВ, умовн. од.	1	× 5,3	× 1,8
<b>Примітка:</b> символом «×» позначено збільшення у відповідну кількість разів			

Як слідує з табл. 2, ACCR провід має значне збільшення струмової пропускної здатності за нижчої ваги в порівнянні з АС і АЕРО-Z проводами, але відносно високу ціну в порівнянні з цими проводами, що не уможливило застосування проводу ACCR в українських ЕМ з економічних міркувань.

Аналізуючи можливість застосування проводів ACCR і АЕРО-Z (табл. 2) для прольотів з несприятливими кліматичними умовами, до яких відносяться сильні вітри, ожеледо-паморозові відкладення, налипання снігу, має сенс віддати перевагу АЕРО-Z проводу. Тому, що його допустиме струмове навантаження більше за тривале струмове навантаження АС проводу, а вартість проводу нижче ніж у ACCR проводу. Але вирішальною обставиною щодо прийняття рішення відносно застосування АЕРО-Z проводу безумовно являється його конструкція, яка більш адаптована до несприятливих кліматичних умов, які впливають на характеристики передачі електричної енергії.

Таким чином, незважаючи на кращі, у порівнянні з іншими проводами, технічні показники ACCR проводу, фактором, який обмежує сферу його застосування навіть для прольотів з надзвичайно

високими вимогами щодо характеристик передачі електричної енергії являється його вкрай висока вартість.

**Висновок.** В статті проаналізовано техніко-економічні характеристики АС, ACCR, АЕРО-Z проводів і виконано порівняльний аналіз, що дозволило обґрунтувати доцільність їх застосування в українських електричних мережах з метою підвищення ефективності передачі електричної енергії за рахунок модернізації струмопровідної частини ліній.

За результатами проведених досліджень слідує, що найбільш доцільним для впровадження в українські електричні мережі являється АЕРО-Z провід. Тому, що технічні характеристики даного проводу кращі за характеристики АС проводу і він має відносно не високу вартість в порівнянні з ACCR проводом, а його спеціальна конструкція адаптована до несприятливих кліматичних умов, які впливають на характеристики передачі електричної енергії.

### Список літератури

- Zhao Y. Public participation in decision-making on renewable energy projects: Suggestions for Chinese legal reform drawn from the English experience: PhD thesis. Sydney, 2019. DOI: <https://doi.org/10.26190/unsworks/3790>.
- IEC 62004:2007. Thermal-resistant aluminium alloy wire for overhead line conductor. Effective from 2007-02-16. Official edition. 14 p.
- ASTM B941-16. Standard specification for heat resistant aluminum-zirconium alloy wire for electrical purposes. Official edition. 2016. 4 p. DOI: <https://doi.org/10.1520/B0941-16>.
- 3M. Aluminum conductor composite reinforced technical notebook (795 kcmil family). Conductor and accessory testing. 2003. 22 p. URL: <https://multimedia.3m.com/mws/media/5812680/electrical-markets.pdf>.
- New long stator winding (LSW) cable with Aero-Z conductor for high speed up with short round-trip time / H. Buehe et al. *MAGLEV 2004*, Shanghai, PR China, 25–29 October 2004. P. 776–782. URL: [http://www.maglev.ir/eng/documents/papers/conferences/maglev2004/topic7/IMT\\_CP\\_M2004\\_T7\\_4.pdf](http://www.maglev.ir/eng/documents/papers/conferences/maglev2004/topic7/IMT_CP_M2004_T7_4.pdf).
- Правила улаштування електроустановок. Київ: Міненерговугілля України, 2017. 617 с.
- Говоров П. П., Черкашина В. В. Новітні підходи щодо струмопровідної частини повітряних ліній електропередачі. *Creative approaches in modern scientific and practical activities*: collective monograph. Sherman Oaks, USA, 2023. С. 27–31. DOI: <https://doi.org/10.51587/9798-9866-95990-2023-013-27-31>.
- Бондаренко В. О., Черкашина В. В. Конструкції ліній електропередачі: навчальний посібник для студентів усіх форм навчання електроенергетичних спеціальностей ЗВО України. Харків: «Факт», 2020. 174 с.
- Провід АС, характеристики. *Кабельний завод Енергопром*. URL: <https://energoprom.net.ua/ua/production/catalog/neizolirovannie/ac/>.
- 3M. 3M™ Aluminum Conductor Composite Reinforced (3M ACCR) Installation Guidelines and Maintenance. 2022. 54 p. URL: <https://multimedia.3m.com/mws/media/22562260/3m-aluminum-conductor-composite-reinforced-3m-accr-installation-guidelines-and-maintenance.pdf>.
- Power networks - Land high voltage. *Nexans - Nexans Lebanon - Liban Cables*. URL: <https://www.libancables.com/en/business/High-Voltage---Projects/Power-Networks-Land-High-Voltage.html>.

### References

- Y. Zhao, “Public participation in decision-making on renewable energy projects: Suggestions for Chinese legal reform drawn from the English experience”, PhD thesis, Univ. New South Wales, Sydney, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.26190/unsworks/3790>

2. *Thermal-Resistant Aluminium Alloy Wire for Overhead Line Conductor*, IEC 62004:2007, IEC.
3. *Standard Specification for Heat Resistant Aluminum-Zirconium Alloy Wire for Electrical Purposes*, ASTM B941-16, ASTM, 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1520/B0941-16>
4. 3M, "Aluminum conductor composite reinforced technical notebook (795 kcmil family). Conductor and accessory testing", Apr. 2003. [Online]. Available: <https://multimedia.3m.com/mws/media/5812680/electrical-markets.pdf>
5. H. Buethel, F. Daugny, H. Fastabend, D. Steinbrink, and P. Zamzow, "New long stator winding (LSW) cable with Aero-Z conductor for high speed up with short round-trip time", in *MAGLEV 2004*, Shanghai, PR China, Oct. 25–29, 2004. pp. 776–782. [Online]. Available: [http://www.maglev.ir/eng/documents/papers/conferences/maglev2004/topic7/IMT\\_CP\\_M2004\\_T7\\_4.pdf](http://www.maglev.ir/eng/documents/papers/conferences/maglev2004/topic7/IMT_CP_M2004_T7_4.pdf)
6. *Pravyla ulashtuvannya elektroustanovok [Rules for electrical installations]*. Kyiv: Minist. Energy Coal Ind. Ukr., 2017. (in Ukrainian)
7. P. P. Hovorov and V. V. Cherkashyna, "Novitni pidkhody shchodo strumoprovodnoi chastyny povitrianykh liniy elektroperedachi [The latest approaches to the current-carrying part of overhead power lines]", in *Creative Approaches in Modern Scientific and Practical Activities*. Sherman Oaks, USA: GS Publ. Serv., 2023, pp. 27–31, doi: <https://doi.org/10.51587/9798-9866-95990-2023-013-27-31> (in Ukrainian)
8. V. O. Bondarenko and V. V. Cherkashyna, *Konstruktivna linii elektroperedachi [Power line structures]*. Kharkiv: «Fakt», 2020. (in Ukrainian)
9. "Provid AS, kharakterystyky [AS wires, characteristics]." Cable plant "Energoprom." [Online]. Available: <https://energoprom.net.ua/ua/production/catalog/neizolirovannie/ac/> (in Ukrainian)
10. 3M, "3m™ Aluminum Conductor Composite Reinforced (3M ACCR) Installation Guidelines and Maintenance", Sep. 2022. [Online]. Available: <https://multimedia.3m.com/mws/media/22562260/3m-aluminum-conductor-composite-reinforced-3m-accr-installation-guidelines-and-maintenance.pdf>
11. "Power networks - Land high voltage." Nexans - Nexans Lebanon - Liban Cables. [Online]. Available: <https://www.libancables.com/en/business/High-Voltage---Projects/Power-Networks-Land-High-Voltage.html>

Надійшла (received) 19.03.2024

## Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

**Барбашов Ігор Володимирович (Igor Volodymyrovych Barbashov)** – кандидат технічних наук, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри передачі електричної енергії, Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7074-4115>; e-mail: [i.v.barbashov@gmail.com](mailto:i.v.barbashov@gmail.com).

**Омельяненко Галина Вікторівна (Halyna Viktorivna Omelianenko)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», професор кафедри передачі електричної енергії, гарант освітньої програми 141 «Енергетика», Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3276-5476>; e-mail: [omeljanenkagalina@gmail.com](mailto:omeljanenkagalina@gmail.com).

**Черкашина Вероніка Вікторівна (Veronika Viktorivna Cherkashyna)** – доктор технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», професор кафедри передачі електричної енергії, Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5639-9722>; e-mail: [veronika2473@gmail.com](mailto:veronika2473@gmail.com).

**Шматов Антон Олексійович (Anton Shmatov)** – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3786-7834>; e-mail: [shalex7573@gmail.com](mailto:shalex7573@gmail.com).

*О. М. ГРЕЧКО*

## ЗАСТОСУВАННЯ ЕЛЕГАЗУ В ЕЛЕКТРОТЕХНІЦІ. ІСТОРИЧНЕ МИНУЛЕ, СУЧАСНИЙ СТАН ТА МАЙБУТНІ ПЕРСПЕКТИВИ

Актуальним питанням сьогодення є аналіз можливостей щодо застосування елегазу та його ймовірних обмежень використання з точки зору шкідливого впливу на екологію навколишнього середовища. У статті на основі вільних джерел інформації систематизовано історичні факти щодо розвитку елегазу, основні етапи становлення елегазового середовища у якості ізоляції електротехнічного обладнання. Наведено порівняльні характеристики електричної міцності для різних ізоляційних речовин. Проведено дослідження щодо сучасних прикладів застосування елегазу у відмикачах середньої та високої напруги. Проаналізовано приклади застосування елегазу та його сумішей у якості газової ізоляції для високовольтних ліній електропередачі. Показано, що перспективним напрямком розвитку застосування елегазу є його використання у лініях електропередачі із газовою ізоляцією. Наведено конструктивні особливості та приклади практичного застосування високовольтних ліній електропередачі із газовою ізоляцією. Визначено особливості застосування елегазової ізоляції в електроустановках різних класів напруги. Проаналізовані актуальні екологічні проблеми, пов'язані із використанням елегазу та встановлено ймовірні напрями їх подолання. Розглянуто елементи продуктів розкладання елегазу, які є токсичними і являють найбільшу небезпеку. Наведено характеристики елегазу як парникового газу та показано перспективні шляхи зменшення його застосування. Встановлено, що за рахунок використання не чистого елегазу, а газових сумішей на його основі можна суттєво зменшити відсоток використання елегазу. Встановлено перспективні напрями подальшого розвитку газового ізоляційного середовища для електрообладнання без використання елегазу.

**Ключові слова:** елегаз, електрична міцність, ізоляційне середовище, розподільний пристрій, електротехнічне обладнання, парниковий газ, екологічні вимоги.

*О. М. GRECHKO*

## APPLICATION OF SULFUR HEXAFLUORIDE IN ELECTRICAL ENGINEERING. HISTORICAL PAST, CURRENT STATE AND PROSPECTS IN FUTURE

A pressing issue today is the analysis of the possibilities of using SF<sub>6</sub> gas and its possible limitations of use from the point of view of harmful effects on the environment. The article, based on free sources of information, systematizes the historical facts of the development of SF<sub>6</sub> gas, the main stages of the formation of the SF<sub>6</sub> gas environment as insulation for electrical equipment. Comparative characteristics of electrical strength for various insulating substances are presented. Research has been carried out on modern examples of the use of SF<sub>6</sub> gas in medium and high voltage circuit breakers. Examples of the use of SF<sub>6</sub> gas and its mixtures as gas insulation for high-voltage power lines are analyzed. It is shown that a promising direction for the development of SF<sub>6</sub> gas is its use in gas-insulated power lines. Design features and examples of practical application of high-voltage gas-insulated power lines are presented. The features of using SF<sub>6</sub> insulation in electrical equipment of different voltage classes are determined. Current environmental problems associated with the use of SF<sub>6</sub> gas are analyzed and possible directions for overcoming them are established. The elements of SF<sub>6</sub> gas decomposition products that are toxic and pose the greatest danger are considered. The characteristics of SF<sub>6</sub> gas as a greenhouse gas are given and promising ways to reduce its use are shown. It has been established that by using not pure SF<sub>6</sub> gas, but gas mixtures based on it, it is possible to significantly reduce the percentage of SF<sub>6</sub> gas use. Promising directions for further development of gas insulating medium for electrical equipment without the use of SF<sub>6</sub> gas have been established.

**Keywords:** SF<sub>6</sub> gas, electrical strength, insulating medium, switchgear, electrical equipment, greenhouse gas, environmental requirements.

**Вступ.** Елегаз, або гексафторид сірки, або шестифториста сірка SF<sub>6</sub>, є відомим у світі ізоляційним середовищем, що вже протягом майже 70 років широко застосовується для електротехнічного обладнання середньої та високої напруги [1–5]. На превеликий жаль, на сьогодні немає інформації, щодо промислового виробництва ані елегазових відмикачів (англ. – circuit-breakers), ані комплектних розподільних пристроїв із елегазовою ізоляцією (КРПЕ) вітчизняними електротехнічними компаніями – по крайній мірі така інформація у відкритому доступі відсутня. Не так давно виняток становили КРПЕ із елегазовою ізоляцією на номінальну напругу 35 кВ виробництва Рівненського заводу високовольтної апаратури (РЗВА), який у 2010 р. на виставці ELCOM-2010 (м. Київ) презентував дане обладнання, але натепер його випуск зупинено і на сайті компанії немає жодної інформації щодо його виробництва та можливості продажі замовникам.

Технічні рішення серед провідних світових електротехнічних компаній на сьогоднішній день в більшості випадків спрямовані на вдосконалення

конструкцій КРПЕ за рахунок об'єднання функціоналу різних електричних апаратів в єдиному модулі (наприклад, об'єднання функцій вимикача (англ. – switch), роз'єднувача і уземлювача в одному апараті) шляхом розробки КРПЕ із розміщенням всіх трьох фаз у одній оболонці. Такі технічні рішення дозволяють зробити електричну апаратуру більш компактною, а також зменшити необхідні для розміщення КРПЕ площі та території приміщень, і, як наслідок, підвищити загальні техніко-економічні характеристики.

Також світовими корпораціями ведеться активний пошук можливості заміни елегазу, що, як відомо [6], відноситься до парникових газів, на суміші елегазу із іншими газами, або ж взагалі відмови від нього і використанню у обладнанні інших екологічних видів газів та сумішей.

Отже, **метою статті** є аналіз історичних етапів розвитку елегазу як ізоляційного середовища, дослідження сучасного стану питання та його перспектив у майбутньому з точки зору шкідливого впливу на навколишнє середовище.

© О. М. Гречко, 2024

**Історія відкриття елегазу та початок його використання в електротехніці.** Гексафторид сірки (англ. – sulfur hexafluoride) або ж шестифториста сірка  $SF_6$  була вперше описана та отримана відомими французькими хіміками Анрі Муассаном (Ferdinand Frederic Henri Moissan, рис. 1, фото зліва) та Полом Лебе (Paul Marie Alfred Lebeau, рис. 1, фото справа) у 1901 р. під час спільного проведення досліджень із вивчення хімічних властивостей фтору у Парижі у лабораторії Faculty of the School of Pharmacy [2, 3].



Рисунок 1 – Фото Анрі Муассана (1852–1907) (ліворуч) та Поля Лебе (1868–1959) (праворуч)

Фтор, що був синтезований електролізом, вступає у взаємодію із сіркою, і у результаті такої екзотермічної реакції було отримано стійкий газ. Через 5 років у 1906 р. А. Муассану була присуджена найвища нагорода – Нобелівська премія у галузі хімії «за великий обсяг виконаних ним досліджень та за отримання елемента фтору».

У центрі молекули елегазу  $SF_6$  (рис. 2) розміщується атом сірки S, а на рівній відстані від нього у вершинах правильного октаедра розташовуються 6 атомів фтору F<sub>6</sub>. Така будова визначає досить високу ефективність захоплення вільних електронів молекулами фтору, їх відносно велику довжину вільного пробігу та слабку реакційну здатність. Саме тому елегаз має високе значення електричної міцності. Також іншими відмінними характеристиками елегазу є висока теплоємність та значний коефіцієнт теплового розширення. Отже, наведені характеристики дали можливість застосовувати елегаз у якості доволі ефективного дугогасильного, охолоджуючого та одночасно електроізоляційного середовища.

Що стосується словосполучення «гексафторид сірки», то у вітчизняній літературі з електротехніки воно практично не зустрічається. Натомість, у нас поширеним є такий термін як «елегаз», який, до речі, знаходиться у звичайному обігу тільки в країнах колишнього СРСР, а ось за кордоном взагалі не використовується [3].

Власне така назва – «елегаз» – походить від скорочення словосполучення «електричний газ». Його було запропоновано до використання у 30-х роках ХХ століття нашим співвітчизником, відомим фізиком Гохбергом Борисом Михайловичем (рис. 3), який, до

того ж, був і членом-кореспондентом АН УРСР. Саме Б. М. Гохберг вперше сформулював допущення про можливість застосування елегазу як ізоляційного середовища в електрообладнанні високої напруги. Завдяки дослідженням проф. Гохберга, які були виконані у Ленінградському фізико-технічному інституті до II Світової Війни, саме СРСР мав пріоритет щодо використання елегазу у високовольтних апаратах. Наприклад, авторське свідоцтво на високовольтний апарат із використанням елегазу було оформлено ще у далекому 1942 р.

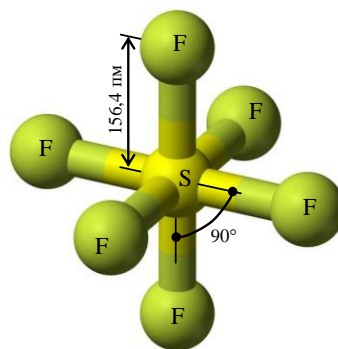


Рисунок 2 – Модель молекули гексафториду сірки  $SF_6$



Рисунок 3 – Борис Михайлович Гохберг (1907–1994), який вперше дослідив ізоляційні властивості елегазу

Що стосується закордонних розробок, то перші дослідження із практичного використання елегазу були проведені у 1937 р. компанією General Electric [7]. А вже у 1939 р. був запатентований принцип використання елегазу для ізоляції високовольтних кабелів та конденсаторів. Після завершення II Світової Війни застосування елегазу набуло ще більших промислових масштабів. Так, наприклад, у 1960 р. було організовано серійне виробництво елегазу для будівництва електричних станцій у США та Європі. У цей самий час з'являються і перші розробки комутаційних апаратів у компанії Merlin Gerin для високої (35–230 кВ) та надвисокої (більше 230 кВ) напруги із застосуванням елегазу у якості як ізоляційного, так і дугогасильного середовища. У 1964 р. на замовлення від компанії EDF (Франція) розпочато проектування першої у світі електричної станції із елегазовою ізоляцією, яка була введена у експлуатацію у 1966 р. неподалік Парижу. За іншими джерелами [8] перший розподільний пристрій із

елегазовою ізоляцією на номінальну напругу 170 кВ було все ж встановлено у центрі Цюріха у 1966 р.

Але, звичайно ж, власне головне не знання точної дати початку промислового використання елегазу у розподільних пристроях, а те, що, немов сніжний ком, у багатьох країнах світу (Китай, Бразилія, Канада тощо) починається триумфальна хода елегазу у електротехнічній промисловості. Це, звичайно ж, пов'язано із наведеними вище вагомими перевагами цієї речовини, головною з яких, щодо використання саме у комплектних розподільних пристроях, є його надвисокі ізоляційні характеристики.

Електрична міцність елегазу в залежності від таких зовнішніх факторів, як тиск та температура, у декілька разів вища, ніж електрична міцність інших ізоляційних середовищ (рис. 4 і 5). Значна електрична міцність елегазу дозволяє суттєво зменшити ізоляційні проміжки та відстані в електроустановках середньої та високої напруги, що, у свою чергу, надає можливості значно зменшити габаритні розміри самого комплектного розподільного пристрою. Дана можливість має вагоме і вирішальне значення, наприклад, для таких об'єктів і країн, у яких розміри площі без перебільшення мають вагу золота (наприклад, у Японії) – це промислові підприємства, торговельні центри, офісні приміщення, термінали вокзалів та аеропортів тощо.

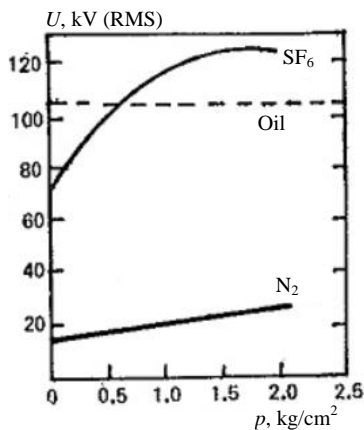


Рисунок 4 – Електрична міцність елегазу, трансформаторного масла та азоту у залежності від тиску

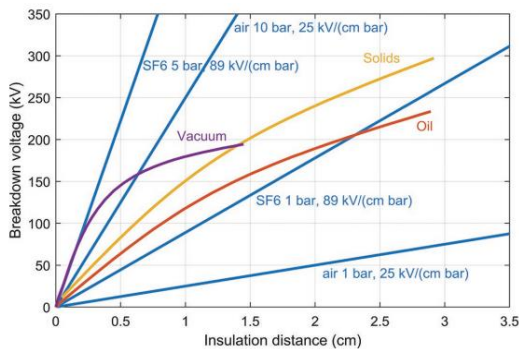


Рисунок 5 – Електрична міцність для різних середовищ [9]

Використання електроустаткування із елегазовою ізоляцією на відкритій місцевості у відкритих

розподільних пристроях надвисокої та високої напруг також може суттєво скоротити займані площі.

Історія значного успіху КРПЕ, яка почалася майже 60 років тому, у теперішній час знов переживає зростання. Сучасні конструкції КРПЕ здатні задовольнити багатьом викликам та вимогам з боку енергетичних потреб промисловості, яке на сьогодні вимагає значних енергетичних затрат.

Як показує статистика [1, 3, 7], на теперішній час світова потреба у електричній енергії збільшується приблизно на 2–3 % щороку. Значне збільшення населення, особливо у країнах Азії, збільшення середньої тривалості життя та загальна тенденція до більш значної урбанізації – ось тільки з деяких причин такого швидкого зростання. Таким чином, як наслідок, існує необхідність у передачі все більшої та більшої кількості електроенергії до територій великих міст, передміських поселень, промислових підприємств із якомога меншими втратами.

Одним із наслідків даного сценарію є той факт, що в даний момент здійснюється активна модернізація мереж електропередачі у країнах Європи зі значень 220 кВ до 380 кВ. У великих мегаполісах зводяться все більше і більше розподільних підстанцій, які розраховані на надвисоку напругу понад 380 кВ. Таку тенденцію також можна простежити і у світових мегаполісах, наприклад, у Шанхаї або Сіднеї. Аж до кінця 60-х років ХХ століття у Німеччині зводились тільки традиційні підстанції із повітряною ізоляцією. Однак зростання значень напруги означає, що для улаштування таких підстанцій будуть необхідні значні площі, які дуже швидко стають дефіцитом у щільно населених районах та містах. Власне, ось чому розроблені біля 60-ти років тому підстанції із елегазовою ізоляцією стають на теперішній час все більш актуальними. Залежно від рівня робочої напруги, як показує світова практика, елегазовим підстанціям потрібно значно менше місця, ніж їх аналогічним підстанціям із повітряною ізоляцією. Елегазові підстанції є нечутливими до характеристик навколишнього середовища та можуть бути розміщені в дуже обмежених площах, наприклад, у громадських будівлях, офісних будівлях, спортивних стадіонах тощо. Їх навіть можна улаштувати під поверхнею громадських майданчиків для відпочинку та розваг.

**Використання елегазу у високовольтних відмикачах.** Відомо [3], що в діапазоні середньої напруги 6–35 кВ переважають вакуумні відмикачі, але із збільшенням напруги вже понад 35 кВ найбільш розповсюдженими вже стають саме відмикачі із елегазовою ізоляцією (рис. 6 та 7).

Відключення струмів у високовольтних відмикачах (більше 35 кВ) із елегазовою ізоляцією відбувається за рахунок розмикання контактів у середовищі елегазу, якій має високі діелектричні властивості у порівнянні із повітрям та маслом, і відмінну здатність щодо гасіння електричної дуги. Після розходження контактів електричний струм проходить скрізь дугу та переривається, коли дуга охолоджується потоком елегазу достатньої інтенсивності.



Потік елегазу, що впливає на електричну дугу, повинен бути здатним охолодити її настільки швидко, щоб температура між контактами відмикача знизилася від початкових 20000 К до менш ніж 2000 К всього через кілька сотень мікросекунд. Як відомо, необхідною умовою для успішного гасіння електричної дуги змінного струму та унеможливлення її повторного загоряння є більш швидке поновлення електричної міцності міжконтактного проміжку по відношенню до швидкості поновлення напруги на контактах апарата. Саме завдяки цьому стає можливим протистояти відновленню перехідної напруги на контактах після гасіння електричної дуги.



Рисунок 6 – Порівняння вакуумного відмикача (ліворуч) на напругу 36 кВ та елегазового відмикача (праворуч) на напругу 36 кВ внутрішньої установки



Рисунок 7 – Порівняння вакуумного відмикача (ліворуч) на напругу 36 кВ та елегазового відмикача (праворуч) на напругу 33 кВ зовнішньої установки

У 80-ті роки ХХ століття у відмикачах тиск, який був необхідний для гасіння дуги, створювався самим газом, який нагрівався за допомогою температури від тієї ж власне електричної дуги (це так звані автокомпресійні відмикачі).

Перші патенти щодо застосування елегазу у якості середовища для гасіння дуги були зареєстровані у 1938 році Віталієм Гроссе (компанія АЕГ) та, незалежно від нього, трохи згодом у США – у 1951 році дослідниками компанії «Westinghouse» Н. J. Lingal, Т. E. Browne, Jr. та А. Р. Strom [8].

Вперше елегаз  $\text{SF}_6$  був застосований для переривання електричного струму у 1953 р., а вже у 1957 р. в елегазових відмикачах був використаний метод компресії, при якому відносно переміщення поршня та циліндра використовується для створення тиску, якого достатньо для гасіння електричної дуги через спеціальну форсунку, яка була зроблена із ізолюючого матеріалу [8].

При використанні даного методу тиск в основному збільшувався за рахунок стиснення газу. Перший же елегазовий відмикач із доволі значною здатністю до вимикання великих аварійних струмів був розроблений компанією «Westinghouse» у 1959 р. (рис. 8). Баковий елегазовий відмикач із номінальною потужністю у 10000 МВА був здатен вимикати струм 41,8 кА напругою 138 кВ та струм 37,6 кА напругою 230 кВ. Як на той час, ефективність відмикача була надзвичайно високою.

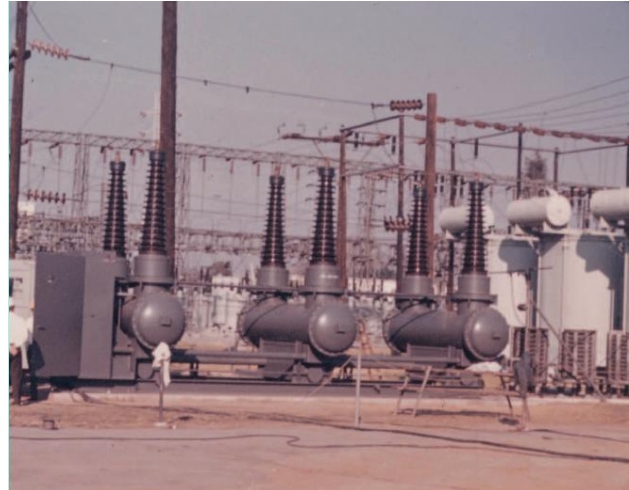


Рисунок 8 – Перший елегазовий відмикач виробництва компанії «Westinghouse» на напругу 230 кВ, встановлений на підстанції Brunner Island компанії Pennsylvania Power & Light Company (PP&L) у вересні 1960 р.

Перше реальне замовлення на елегазовий відмикач надійшло від компанії Pennsylvania Power & Light Company (PP&L). Елегазовий відмикач на напругу 230 кВ був встановлений на підстанції Brunner Island (рис. 8) у вересні 1960 р. [8]. Також перші два встановлені елегазові відмикачі номінальною напругою 138 кВ, 10000 МВА були змонтовані на підстанції Con Edison Hellgate у травні 1960 р. Однак на підстанції Con Edison Hellgate вже у лютому 1961 р. сталася аварія. Попередній негативний досвід подібних аварій на підстанції Con Edison Hellgate із відмовами масляних відмикачів або ж відмикачів із повітряною газом під тиском ізоляцією свідчив, що зазвичай під час аварій відбувалося повне або практично повне руйнування відмикачів із неможливістю їх відновлення чи ремонту. А ось елегазовий відмикач було відремонтовано та повторно введено у експлуатацію вже через 2 дні! Таким чином, на основі такого не дуже приємного першого досвіду роботи з двома елегазовими відмикачами, компанія Con Edison Hellgate побачила перспективи їх застосування у майбутньому і розмістила перше вже насправді велике замовлення на елегазові відмикачі на 138 кВ (точна кількість, на жаль, не відома) [8].

**Лінії електропередачі із елегазовою ізоляцією.** Комбінування елегазових конструкторських ізоляційних рішень та засобів, які враховують застосування традиційної повітряної ізоляції, відоме під назвою гібридний дизайн або ж комбінована

технологія. У ряді випадків вона здатна надати суттєві переваги, такі як економія простору та застосування на надвисоких напругах. Наприклад, така комбінована технологія може охоплювати рівні напруги від 110 кВ до 1000 кВ. Вона була застосована на гідроелектростанції Yellow River Laxiwa у Китаї. Це перша електростанція в Китаї із використанням напруги у 800 кВ. Вона розташована на висоті приблизно 2500 м. У таких високігорних районах із надвисокою напругою та на великій висоті над рівнем моря використання звичайного кабелю із зшитого поліетилену було обмежене.

Також, іншим варіантом може бути, якщо у таких конструкціях основні елементи системи, такі як відмикачі, вимикачі, трансформатори струму та напруги, роз'єднувачі та уземлювачі будуть розміщені у відсіках комплектних пристроїв у елегазі та з'єднані із шиною живлення вже із повітряною ізоляцією за допомогою звичайних проводів у прохідних ізоляторах зовнішньої установки також у повітряній ізоляції. Завдяки модульному принципу побудови, практично всі можливі конфігурації розподільних пристроїв із елегазовими компонентами можуть бути впроваджені на підставі такого сучасного гібридного проєктування.

Нові сучасні вимоги електроенергетики (більш високі значення напруги передавання, великі обсяги електричної енергії, екологічна стійкість тощо) також призводять до нових викликів та інженерних пошуків рішень для принципово нових способів транспортування електроенергії.

Це так звані Gas Insulated transmission Line (скорочено GIL) – лінії електропередачі із газовою ізоляцією [10]. GIL вперше були розроблені компанією Siemens. Дані лінії являють собою алюмінієву провідну трубку та алюмінієву закриваючу трубку, що заповнені ізоляційною газовою сумішшю. За допомогою такої технології можна забезпечити передачу потужностей до рівнів 3000 МВА. У випадках, де необхідні спеціальні нетрадиційні рішення, нова технологія GIL є більш економічною і екологічно раціональною альтернативою. У порівнянні із іншими системами передачі електроенергії, у цій системі втрати є нижчими, а випромінювання електромагнітного поля зменшено на практично 90%. Герметична конструкція GIL дозволяє їх розміщувати над землею або ж у надземних тунелях (рис. 9). Лінії GIL також можна прокласти безпосередньо і під землею. У цьому випадку буде економитись надземна площа, яка б для традиційного способу була необхідна для встановлення високовольтної повітряної лінії електропередачі.

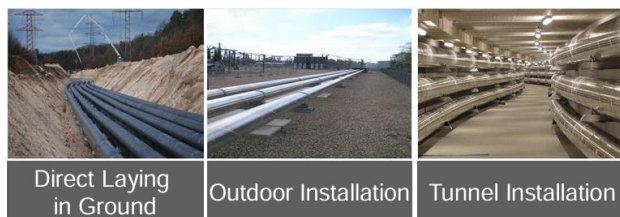


Рисунок 9 – Приклади розміщення систем GIL – пряме закопування у ґрунт, відкрите над землею та у тунелях під землею

GIL система змінного струму у м. Kelsterbach (Німеччина) напругою 420 кВ та струмом 3150 А з двома трифазними трубними системами, яка покриває відстань приблизно 900 м, являла собою на 2015 р. найбільшу протяжність підземних GIL, що були встановлені компанією Siemens (рис. 10). Для прокладки однофазної лінії труб загальною довжиною 5,4 км, близько 500 окремих модулів були поставлені та з'єднані між собою зварюванням вже на місці робіт. Модулі системи GIL встановлювалися та розміщувалися в ґрунт вздовж запланованого маршруту. Кожна з двох систем GIL володіє транспортною ємністю у обсязі 1800 МВА у робочому стані.



Рисунок 10 – GIL система змінного струму напругою 420 кВ та струмом 3150 А неподалік м. Kelsterbach (Німеччина)

У лініях GIL внутрішній провідник розташовується у металевому корпусі (трубі) завдовжки біля 15–20 м, приблизний діаметр якої становить 50–60 см (рис. 11). Секції з'єднуються між собою або зварюванням або фланцевим з'єднанням. Цей корпус утримується в центрі за допомогою дискових або опорних ізоляторів з литої епоксидної смоли. Для забезпечення електричної ізоляції труба заповнена ізоляційним газом під тиском 5–7 атм (це або чистий елегаз (активно застосовувався у період 1970–2000 рр.) чи його суміш (вже активно використовується після 2000 р.) з іншими газами, наприклад, у пропорції із азотом 80% та елегазу 20%) [10].



Рисунок 11 – Конструкція системи GIL

Компоненти системи GIL виробництва Siemens наведено на рис. 12:

1. Зовнішня оболонка – зазвичай алюмінієва труба діаметром близько 50–60 см із захисним покриттям лише у випадку безпосереднього підземного монтажу.

2. Внутрішній алюмінієвий провідник, поперечний переріз котрого залежить від значення струму та може складати, наприклад, 5340 мм<sup>2</sup>, тобто діаметр провідника приблизно 82,5 мм.

3. Ізолятори із литої епоксидної смоли.

4. Газова ізоляція під тиском.

5. Додаткове зовнішнє покриття у випадку прямого закопування.

6. Компенсатори подовження труб та компоненти кутових переходів.

Зовнішній алюмінієвий корпус має також потенціал заземлення.

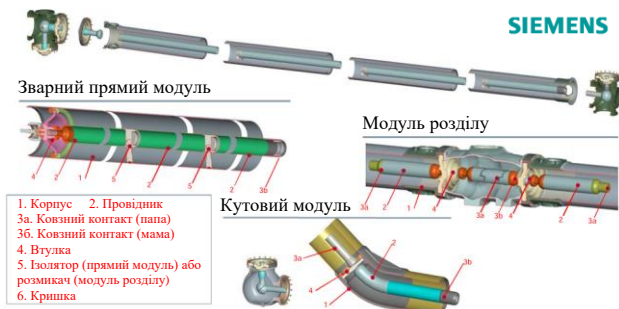


Рисунок 12 – Компоненти GIL системи виробництва Siemens та приклад їх монтажу під кутом 90° на гідроелектростанції Xiluodu Dam (Китай, є третьою за потужністю ГЕС у світі 13860 МВт) із довжиною GIL системи 12,5 км напругою 550 кВ потужністю 3950 МВА

У корпусі індуктується зворотний струм, що перевищує 99 % значення струму провідника. Через цей зворотний струм зовнішнє магнітне поле системи дуже слабке (рис. 13).

GIL поєднує у собі надійність одночасно із високою пропускною здатністю, малими втратами та низьким випромінюванням магнітних полів.

Порівняно із повітряними лініями електропередачі або традиційними підземними кабелями, електричне та магнітне поле GIL системи є дуже низьким. Системи GIL встановлюються у корпусах, які є закороченими з обох кінців і також надійно уземленими, тому зворотний струм через корпус майже такий самий високий, як і струм провідника, і, отже, результуюче магнітне поле за межами системи GIL доволі незначне.

У випадку прокладання системи у землі, а це є найчастішим випадком, GIL також задовольняє вимоги щодо ліній електропередач без будь-якого візуального впливу на навколишнє середовище чи місцевий ландшафт. Також систему GIL можна використовувати і для постачання електроенергії для задоволення

високих енергетичних потреб певних агломерацій та їх околиць.

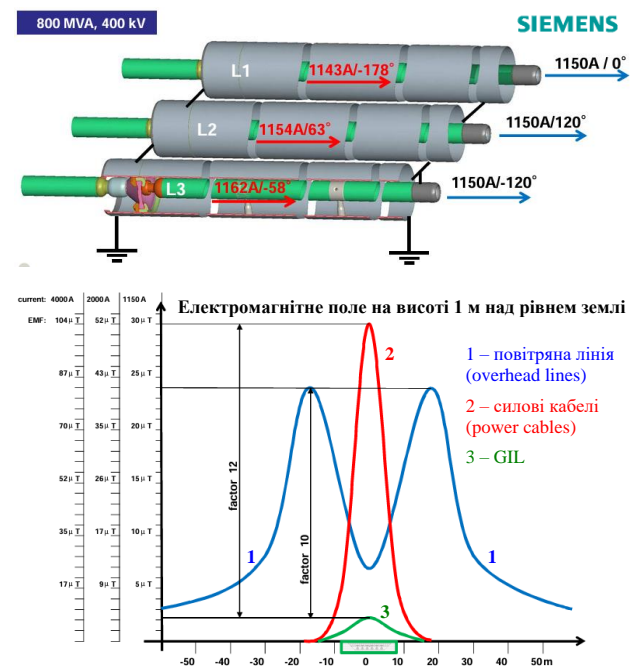


Рисунок 13 – З'єднання елементів GIL системи і рівні результуючого електромагнітного поля для різних видів ліній електропередачі

Пряме заглиблення системи GIL поєднує у собі переваги підземної прокладки кабелів з високою пропускною здатністю, яка є еквівалентною потужності повітряної лінії електропередачі. Переваги системи GIL:

1. Компенсація реактивної потужності. Через ємність, порівнянню з повітряними лініями, системи GIL зазвичай не потребують компенсації реактивної потужності.

2. Електромагнітні поля. Конструкція GIL забезпечує повне екранування електричних полів і набагато менших рівнів магнітних полів у порівнянні з традиційними кабелями та повітряними лініями.

3. Висока безпека. GIL є вогнестійкими та не містять легкозаймистих матеріалів, а також не виділяють шкідливих речовин у випадку пожежі. При коротких замиканнях всередині системи GIL можуть виникати токсичні продукти, але електрична дуга і ці продукти не виходять із відсіків GIL.

4. Термін експлуатації. Газ, що використовується як ізоляційне середовище, не старіє. У типовому практичному застосуванні можна очікувати подвоєння терміну служби порівняно зі звичайними кабелями.

5. Маршрутизація прокладання. Можливе виконання під кутом 90°, вертикальних та вигнутих ділянок із вузьким інтервалом перемичок.

Зараз GIL в основному використовуються на відносно малих відрізках на підстанціях, у густонаселених районах або для підключення промислових підприємств чи електростанцій до мережі.

Якщо резюмувати, то можна відмітити, що у минулому, наприклад, підстанції зводилися тільки з чисто функціональної точки зору, як споруди для цілей розвитку інфраструктури, а нинішні конструкції заощаджують необхідний і дорогий простір шляхом розробки і впровадження високоєфективних технологій, таких як елегазові комплектні розподільні пристрої та газоізовані лінії електропередачі, які відповідають жорстким екологічним вимогам при максимальній гнучкості.

**Особливості застосування елегазової ізоляції в електроустановках.** Розвиток електричних підстанцій відбувається згідно із зростаючими вимогами. Жорсткі вимоги та високі стандарти щодо сучасних елегазових розподільних пристроїв засновані на суттєвому світовому досвіді їх експлуатації, що був накопичений за прийдешні роки, разом із численними новими розробками, що вводяться у життя виробниками електрообладнання.

Надсучасні конструкторські рішення щодо розробки КРПЕ призвели як до зменшення потрібного простору для їх розміщення, так і до використання мінімально необхідної кількості матеріалів та елегазу SF<sub>6</sub>, при одночасному покращенні захисних характеристик.

В електричному полі електрообладнання елегаз має властивість захоплювати вільні електрони, що власне і є основою високої електричної міцності елегазу. Захоплюючи вільні електрони, елегаз утворює важкі іони, які є малорухомими, і які надзвичайно повільно прискорюються в електричному полі. Експлуатаційні характеристики елегазу значно поліпшуються у рівномірному електричному полі, тому для більшої експлуатаційної надійності конструкція окремих вузлів та елементів розподільних пристроїв має забезпечувати максимальну рівномірність та однорідність електричного поля.

У неоднорідному електричному полі виникають локальні перенапруження електричного поля, що викликають появу коронних розрядів. Під впливом і дією цих коронних розрядів елегаз розкладається, утворюючи при цьому у своєму середовищі нижчі фториди (SF<sub>2</sub>, SF<sub>4</sub>), які негативно впливають на конструкційні матеріали самої КРПЕ.

З метою запобігання появи коронних розрядів усі поверхні окремих елементів металевих деталей КРПЕ та екранів виконують із чистою і гладкою поверхнею, яка не повинна мати великої шорсткості та задирок. Обов'язковість щодо виконання цих вимог продиктована тим, що забруднення, пил та металеві частки також здатні створювати локальні напруженості електричного поля, а при цьому буде знижуватись електрична міцність елегазової ізоляції КРПЕ.

Отже, висока електрична міцність елегазу дозволяє зменшити ізоляційні проміжки та відстані при незначному робочому тиску елегазу, у результаті цього зменшуються масогабаритні показники електротехнічного обладнання. А це, у свою чергу, надає можливість зменшити габаритні розміри КРПЕ, що є вкрай важливим фактом для місцевостей, де кожен квадратний метр приміщення є дуже дорогим.

Тож, якщо підбити підсумок щодо використання елегазу у якості ізоляційного середовища, то можна сказати, що саме завдяки високому значенню пробивної напруги шестифториста сірка і стала називатися електричним газом. Відомо, що при нормальному тиску пробивна напруга елегазу дорівнює 89 кВ/см, що є майже втричі вище, ніж у повітря. Саме тому елегаз широко і успішно застосовується як ізоляційне середовище у різних типах електроустановок на середню і високу напругу.

Завдяки тому, що елегаз не є токсичною речовиною, то його відносять до 4 класу небезпеки, тобто до мало небезпечних хімічних речовин.

Елегаз також не має ані кольору, ані запаху, а також він володіє високою охолоджувальною здатністю, при цьому елегаз є дуже важким газом – він важчий в 5 разів за повітря. Такі властивості дозволяють застосовувати елегаз і у системах газового пожежогасіння.

Завдяки хорошій здатності до охолодження, високій пожежній безпеці та хімічній стійкості, застосування елегазу в електроустановках навіть за нормального тиску дозволяє підвищити струмове навантаження у порівнянні із традиційною повітряною ізоляцією приблизно на 25 %.

У випадку, якщо тиск буде збільшуватись, то відповідно буде зростати і електрична міцність, яка за певних обставин навіть може перевищувати аналогічні значення для рідких та твердих діелектриків.

На жаль, поруч із багатьма перевагами елегаз також володіє і рядом недоліків. Справа в тому, що при збільшенні тиску та при зниженні температури, елегаз із газуватого стану переходить у рідкий стан (рис. 14).

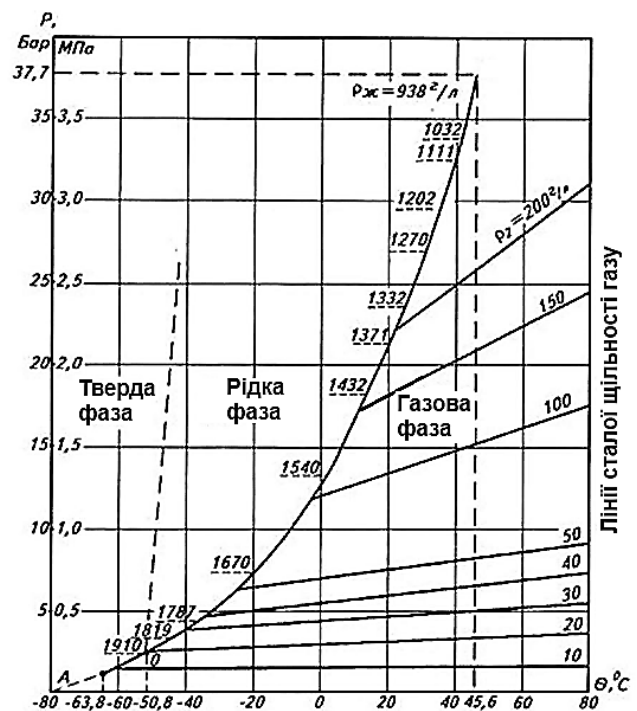


Рисунок 14 – Крива зрідження елегазу

Так, наприклад, при зменшенні температури до  $-30^\circ\text{C}$ , елегаз перетворюється на рідину вже при

тиску 0,5 МПа. Дана проблема була вирішена за рахунок змішування чистого елегазу із іншими газами, які переходять у рідку фазу при значно меншій температурі, але вони на жаль мають і меншу електричну міцність. Так, наприклад, при додаванні азоту  $N_2$ , отримувана суміш, яка складається із 30 % азоту і 70 % елегазу, буде переходити у рідку фазу вже при значному більшому тиску у 8 МПа та меншій температурі  $-45$  °С. Звичайно, такі добавки інших газів неминуче призводить до зниження електричної міцності ізоляційного середовища.

Також для того, щоб уникнути перехід елегазу у рідкий стан застосовується і підігрів. Таке просте рішення дозволяє використовувати елегаз у закритих розподільних пристроях, що обладнані опаленням.

Для розміщення електроустановки на відкритому повітрі вона також має бути обладнана системою підігріву. Крім того, сумісне використання газових сумішей різного складу та підігріву, дає можливість отримання оптимального результату для різних кліматичних умов.

Як було сказано раніше, застосування елегазу вимагає значної чистоти внутрішніх поверхонь електрообладнання. Наявність задирок, виступаючих частин, пилу та інших забруднень неминуче буде призводити до локальних нерівномірностей електричного поля, що, в свою чергу, призведе до утворення коронних розрядів. Такі розряди викликать розкладання елегазу і зниження його ізоляційних характеристик.

Також варто пам'ятати, що хоча елегаз і не має токсичності, він здатен накопичуватися на нижніх поверхнях підстанцій завдяки тому, що він у п'ять разів важчий за повітря. При цьому працівник може спуститися на нижній поверх, де може спостерігатися висока концентрація елегазу, який витискає звідти кисень, що вже є небезпечним. Тому під час проектування таких підстанцій згідно ПУЕ обов'язково передбачаються вентиляційні системи.

Елегаз не придатний для вдихання, тому при його накопиченні у приміщенні, велика ймовірність виникнення дефіциту кисню. За [11] елегаз відноситься до 4-го рівня небезпеки (слабконебезпечні). Граничнодопустима концентрація елегазу у атмосфері виробничих приміщень складає  $5000$  мг/м<sup>3</sup>, а в атмосфері –  $0,001$  мг/м<sup>3</sup>.

Доволі високі властивості елегазу як ізоляційного та дугогасного середовища призвели до його швидкого розповсюдження в електроустановках. У 70-ті роки ХХ століття елегаз став використовуватися і при розробці елегазових відмикачів середньої та високої напруги із високою здатністю до вимикання струмів короткого замикання.

Успішне впровадження елегазових вимикачів можна пояснити такими характеристиками:

1. Відносна простота конструкції дугогасної камери, хоча і більш складна у порівнянні із вакуумною камерою.

2. Автономна експлуатація, що не потребує участі людини.

3. Можливість отримання високої ефективності при вимиканні струму короткого замикання до 63 кА.

4. Можливість експлуатації без відновлення елегазу протягом строку служби у 20 років.

5. Можливість створення компактних розподільних пристроїв.

6. Висока надійність при відносно невисокій ціні.

За останні роки енергія, яка необхідна відмикачу для відключення, була зменшена у 5–7 разів. Це добре доводить те, що за ці роки досягнуто суттєвих результатів у галузі розвитку способів і методів відключення аварійних струмів за допомогою як вакуумних, так і елегазових вимикачів.

Також, на додаток до технічної сторони, інші параметри, такі як естетичність конструкцій, екологічна складова, архітектурне виконання, рівень захищеного спорудження та захист власності тощо, відіграють все більш і більш важливу роль при проєктуванні таких підстанцій. Сучасні підстанції у ряді випадків мають майже зливатися з оточуючим середовищем, наприклад, у центральних частинах міст, і мають бути непомітними і естетичними з точки зору дизайну.

Електромагнітна сумісність останнім часом також відіграє все більш і більш важливу роль при проєктуванні електрообладнання підстанцій. На практиці це призводить до того, що в даний час все більше комплектні високовольтні підстанції вже будуються під землею або ж інтегруються у комплекси нових будівель ще на етапі будівництва. Так, наприклад, ціла трансформаторна підстанція у комплексі з усіма необхідними додатковими системами була внесена до плану розвитку м. Доха (Катар).

#### **Проблеми, пов'язані із використанням елегазу.**

Наскільки відомо автору, елегаз наразі не заборонений до використання в електрообладнанні середньої та високої напруги в жодній країні.

Елегаз не чинить шкідливого впливу на метали, пластики, та інші матеріали, які застосовуються у конструкціях елегазового обладнання. Але, незважаючи на всі переваги від використання елегазової ізоляції, є ряд недоліків та насущних проблем від його застосування, а саме:

1. Елегаз відноситься до переліку газів, які викликають так званий «парниковий ефект» [6]. Елегаз  $SF_6$  – найпотужніший із усіх на сьогодні відомих парникових газів. Він у 23900 разів ефективніше, тобто сильніше затримує інфрачервоне випромінювання, ніж така сама еквівалентна кількість діоксиду вуглецю  $CO_2$ , та залишається в атмосфері протягом 3200 років.

Відомо [6], що елегаз є штучним парниковим газом із найвищим показником GWP – Global Warming Potential, тобто потенціалом глобального потепління, який дорівнює 23900. Це означає, що 1 кг елегазу, який буде викинуто у навколишнє середовище, викликає такий самий парниковий ефект, як викид 23900 кг діоксиду вуглецю  $CO_2$ . До того ж елегаз розкладається за температури біля  $500$  °С, а за температури  $20$  °С

період його розкладання становить більш ніж 3200 років.

Міжурядова комісія ЄС із контролю за зміною світового клімату оцінила елегаз як такий газ, що представляє собою найбільшу загрозу із тих речовин, які впливають найбільше на навколишнє середовище, і як газ, який здатний призвести до збільшення парникового ефекту [6]. Його внесок у глобальне потепління у 23900 більше, ніж у діоксиду вуглецю  $\text{CO}_2$  та згідно із Кіотським протоколом елегаз віднесено до газів із обмеженим застосуванням.

Зрозуміло, що спеціально ніхто не викидає елегаз у навколишнє середовище. Електроустаткування, яке містить у своєму складі ізоляцію із застосуванням елегазу  $\text{SF}_6$ , спроектоване власне таким чином, щоб унеможливити викиди даного газу в атмосферу. Однак елегаз  $\text{SF}_6$  може випадково потрапляти у навколишнє середовище з причини виникнення аварійних ситуацій, появи витоків газу на різних етапах роботи електрообладнання. У деяких випадках витoki можуть виникати через застаріле обладнання. Газ також може виділятися при виготовленні, монтажних роботах, технічному обслуговуванні або ж ремонті обладнання, а також при його виведенні із експлуатації.

2. Токсичність продуктів розпаду елегазу. У обладнанні, що має у своєму складі елегаз, у нормальному режимі роботи, при комутаційних операціях, а також у випадках виникнення аварійних режимів та появи електричних дуг відбуватиметься часткове розкладання елегазу  $\text{SF}_6$ . При цьому може спостерігатись виникнення твердих або газуватих продуктів розкладання елегазу. Коли загоряється електрична дуга у середовищі із невеликою кількістю елегазу, то в цьому випадку утворюються продукти розкладання елегазу – гази нижчого порядку.

На сьогодні у конструкціях електрообладнання, де застосовується елегазове середовище, часто використовують так званий автокомпресійний принцип гасіння електричної дуги. Під впливом високої температури горіння дуги елегаз розкладається із утворенням різноманітних компонентів. Елементи продуктів розкладання елегазу це, зазвичай,  $\text{CF}_4$  і  $\text{SF}_4$ , а також у незначній кількості S, F,  $\text{S}_2$ ,  $\text{F}_2$ ,  $\text{SOF}_2$ ,  $\text{SOF}_4$ ,  $\text{SO}_2$  та інші сполуки. І більшість із перерахованих елементів розкладання елегазу є доволі токсичними. Характеристики сполук розкладання елегазу зведені у табл. 1.

Таблиця 1 – Характеристики елементів розкладання елегазу

Причина появи	Сполука	Стан	Інтенсивність утворення
Часткові розряди	$\text{SOF}_2$	Газуватий	Низька
	$\text{SOF}_4$		
	$\text{SO}_2\text{F}_2$		
	$\text{SO}_2$		
Загоряння електричної дуги	HF	Газуватий	Середня
	$\text{CF}_4$		
	$\text{CuF}_2$		
	$\text{WF}_6$		
Аварійний режим роботи під час КЗ	$\text{AlF}_3$	Твердий	Висока
	$\text{FeF}_3$	Твердий	
	$\text{SF}_4$	Газуватий	

Продукти розкладання елегазу нейтралізують за рахунок використання спеціальних адсорбуючих речовин, наприклад, активованій оксид алюмінію, цеоліт тощо. Також застосовуються молекулярні сита, які встановлюють безпосередньо всередині електрообладнання. Оксид алюмінію також додатково і підсушує елегаз та зберігає його первинні електричні властивості.

Задля зниження техногенного шкідливого елегазу впливу на навколишнє середовище його також можна використовувати повторно. Для цього необхідно елегаз відкачати із спеціальних газонаповнених відсіків, які очищують із використанням спеціального обладнання, здійснюють моніторинг якості елегазу, і тільки потім повторно його використовують.

3. Витиснення та заміщення повітря із киснем елегазом. Відомо [1–3], що елегаз важчий приблизно у 5 разів за повітря, тому у об'єктах, де використовується обладнання із застосуванням елегазу, необхідно дотримуватись певних правил безпеки, при вході у замкнуті приміщення, які низько розташовані за рівень землі – підвали, тунелі тощо, в яких може накопичуватись елегаз задля уникнення ризику появи явища витиснення та заміщення повітря із киснем елегазом.

Орієнтовно безпечні рівні щодо концентрації нового чистого елегазу у атмосферному повітрі для населених місць на межі охоронної та санітарно-захисної зон устаткування знаходиться на рівні  $1500 \text{ mg/m}^3$ . Даний факт не пов'язаний із токсичністю, але є встановленою граничною межею згідно із «Гігієнічний регламент. Гранично допустимі концентрації хімічних і біологічних речовин в атмосферному повітрі населених місць», відповідно до якого орієнтовні безпечні рівні дії на межі охоронної та санітарно-захисної зон об'єкта електроенергетики мають становити не більше ніж 30 % від гранично допустимої концентрації нового чистого елегазу у повітрі робочої зони. Якщо ж відсотковий вміст кисню у повітрі, що вдихається, буде менше за 17 % та/або ж відсотковий вміст елегазу буде більше за 19 %, то існуватиме суттєва небезпека задухи для робочого персоналу, що працює у цих зонах. Особливо небезпечними та чутливими зонами є ті ділянки приміщень, що знаходяться нижче за рівень землі, погано чи зовсім є не вентильованими, наприклад, кабельні камери, кабельні поверхи, кабельні тунелі та колодязі, канали, дренажні системи, оглядові колодязі, підвали тощо.

4. Складність конструкцій апаратів із елегазом. Відомо, що в елегазових відмикачах при їх відключенні потік газу відводить тепло і електричної з дуги та дозволяє її згасити при першому проходженні струму через нульове значення. В цей же час потік вже деіонізованого елегазу між контактами апарату відновлює діелектричну міцність робочого проміжку, унеможливаючи повторне загоряння електричної дуги. Необхідність створення механізму дугтя визначає складність конструкції керуючого механізму апарату та відповідно збільшує його вартість. Нові конструкційні та технологічні розробки у галузі

гашіння електричної дуги в елегазовому середовищі направлені на часткове зменшення або ж повну ліквідацію цього недоліку.

Як висновок, можна підсумувати, що за нормальних умов роботи елегаз є нешкідливим інертним газом без запаху, пожежо- і вибухобезпечним та не є токсичним. Однак, при високих температурах більш ніж 1000 °С, елегаз розкладається на складові елементи, а продукти розкладання вже є дуже токсичними. Це потребує застосування додаткових заходів щодо боротьби з цими недоліками від використання елегазу.

#### Перспективи елегазу у майбутньому.

Відповідно до значень електричної міцності (див. рис. 4, 5) у різних ізоляційних середовищах, то безперечно елегаз SF<sub>6</sub> володіє значно кращими властивостями та характеристиками, аніж вакуум у діапазоні середньої та високої напруг. Власне саме тому елегаз і використовується у якості сучасного електроізоляційного матеріалу та як дугогасильне середовище. Використання елегазу дозволяє виробникам спроектувати електрообладнання більш компактних габаритних розмірів та надає більше місця на площах підстанцій [12–14]. Це і є основою того, що приблизно 50 % від загального об'єму елегазу використовується в світі як ізоляція у електричних апаратах. Сучасні конструкції елегазових розподільних пристроїв [12–14] є не тільки компактними та ефективними у застосуванні. Зменшена необхідність у кількості електричної енергії під час виробництва, раціональне використання усіх ресурсів, а також більш тривалий термін експлуатації на додаток із низькими витратами на технічне обслуговування об'єднуються саме у системах КРПЕ та роблять їх розумними сучасними інвестиціями у майбутнє. Отже, їх використання є надзвичайно вагомим внеском у енергоефективність, якість та надійність енергопостачання загалом.

До традиційного шляху вирішення проблеми належить вживання заходів щодо зменшення викидів елегазу, вдосконалення конструкцій обладнання, навчання персоналу правильній роботі із елегазом, обмеження елегазу за рахунок застосування його суміші із іншими газами, наприклад, азотом. До більш сміливого і, можна сказати, радикального шляху відноситься повна відмова від використання елегазу [15, 16], як це, наприклад, зробила компанія Schneider Electric, припинивши випуск розподільних пристроїв середньої напруги із елегазовою ізоляцією, на зміну яким прийшло так зване SF<sub>6</sub>-free обладнання із використанням у якості ізоляційного середовища очищеного осушеного повітря під тиском у 8–9 атм (рис. 15). Проте, ймовірно, потрібен досить значний час і не один рік, щоб елегаз повністю припинив використовуватись в сферах електроенергетики та електромеханіки.

Розвиток електрообладнання із елегазовою ізоляцією з моменту першого використання і до сьогодні є дуже суттєвими. Останні покоління КРПЕ є вже набагато компактнішими і, таким чином, вимагають набагато менше застосування елегазу, ніж

перші покоління КРПЕ. Також, як показує практика, різко скоротилися рівні витоків елегазу як під час експлуатації, так і під час виробництва, випробувань та введення в експлуатацію. Слід очікувати, що ринок SF<sub>6</sub>-free обладнання буде зростати, і виробники розроблятимуть устаткування для все більшого ширшого спектру задач та для більших значень напруги. Також варто відзначити, що у перспективі будуть розроблені і вакуумні відмикачі та вакуумні камери (переривники) для вищих класів напруги.



Рисунок 15 – Розподільний пристрій виробництва Schneider Electric із застосуванням екологічної SF<sub>6</sub>-free технології (фото зробив магістр кафедри «Електричні апарати» НТУ «ХПІ» Георгій Ламаш на виставці Hannover Messe (Німеччина, 22–26 квітня 2024 р.))

Крім очевидних напрямків покращення існуючих конструкцій обладнання, розширення пропонованої номенклатури продукції на різні класи напруги, актуальним також є пошук нових газів та сумішей [15, 16], які можуть скласти конкуренцію вже існуючим сполукам.

**Висновки.** В цілому, у довгостроковій перспективі повна відмова від використання елегазу є, напевно, єдиним способом подальшого скорочення його викидів, і з сьогоднішньої точки зору, беручи до уваги всі сучасні дослідження та розробки, здається технічно можливою для електроенергетики. Але це дуже кошторисний шлях розвитку, який не можливий без підтримки як держаних структур, так і зацікавленого бізнесу. На думку автора, слід підтримувати і прискорювати такий перехід, встановлювати сміливі цілі та задачі, і працювати на перспективу, на майбутнє, доки все нове електрообладнання не стане вільним від елегазу, а старе елегазове обладнання, що досі використовується, не буде утилізовано та замінено на сучасне SF<sub>6</sub>-free устаткування.

## Список літератури

- Sulphur hexafluoride in modern medium-voltage switchgear: advantages, hazards, and environmental impact / A. Boskovic et al. *Journal of the Serbian Chemical Society*. 2024. Vol. 89, no. 5. P. 693–704. DOI: <https://doi.org/10.2298/jsc231203008b>.
- Гречко А. М. Распределительные устройства среднего напряжения 6–35 кВ с элегазовой изоляцией. *Електротехніка і електромеханіка*. 2011. № 1. С. 14–18.
- Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс с (видання друге, допрацьоване та доповнене): навчальний посібник. Харків: Видавництво «Точка», 2013. 400 с.
- Розподільні пристрої з элегазовою ізоляцією Safering & Safeplus: безпечність, надійність, компактність. *Електротехніка і електромеханіка*. 2010. № 5. С. 67–72.
- Розподільні пристрої з элегазовою ізоляцією Safering & Safeplus: безпечність, надійність, компактність. *Електротехніка і електромеханіка*. 2010. № 6. С. 74–78.
- Regulation (EU) No. 517/2014 of the European Parliament and of the Council on fluorinated greenhouse gases and repealing Regulation (EC) No. 842/2006. *Official Journal of the European Union*. 2014. 20 May. P. 195–230. URL: <https://faolex.fao.org/docs/pdf/eur133686.pdf>.
- Koch D. SF6 properties, and use in MV and HV switchgear. *Cahier Technique Schneider Electric*. 2003. No. 188. P. 22. URL: [https://www.studiecd.dk/cahiers\\_techniques/SF6\\_properties.pdf](https://www.studiecd.dk/cahiers_techniques/SF6_properties.pdf).
- Yeckley R. N., Colclaser R. G. First SF6 breaker design: Westinghouse engineers tell the inside story [History]. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2016. Vol. 14, no. 3. P. 80–95. DOI: <https://doi.org/10.1109/mpe.2016.2525238>.
- Franck C. M., Chachereau A., Pachin J. SF6-free gas-insulated switchgear: current status and future trends. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2021. Vol. 37, no. 1. P. 7–16. DOI: <https://doi.org/10.1109/mei.2021.9290463>.
- Purnomoadi A. P., Rodrigo Mor A., Smit J. J. Spacer flashover in Gas Insulated Switchgear (GIS) with humid SF6 under different electrical stresses. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020. Vol. 116. 105559. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105559>.
- Правила улаштування електроустановок. Харків: Форт, 2017. 760 с.
- SIEMENS AG. Switchgear Type 8DH10 up to 24 kV, Gas-Insulated, Extendable. Medium-Voltage Switchgear. Catalog HA 41.11. 2008. 44 p. URL: [http://www.infrastructure-cities.siemens.com.cn/powerdistribution/downloadCenter/upload/8DH10%20Up%20to%2024kV\\_GIS\\_Catalogue\\_EN.pdf](http://www.infrastructure-cities.siemens.com.cn/powerdistribution/downloadCenter/upload/8DH10%20Up%20to%2024kV_GIS_Catalogue_EN.pdf).
- Schneider Electric Industries SAS, Merlin Gerin. Ring Main Unit. RM6 24 kV. Catalogue. 2006. URL: [https://www.studiecd.dk/pdfs/Kap\\_13/MV\\_Anlaeg/RM6/amted398032en.pdf](https://www.studiecd.dk/pdfs/Kap_13/MV_Anlaeg/RM6/amted398032en.pdf).
- ABB. SafeRing/ SafePlus 36 Gas Insulated Secondary Switchgear. 2022. 94 p. URL: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VDD006114%20GB&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch&DocumentRevisionId=B>.
- Green gas for grid as an eco-friendly alternative insulation gas to SF6: a review / B. Pan et al. *Applied Sciences*. 2020. Vol. 10, no. 7. 2526. DOI: <https://doi.org/10.3390/app10072526>.
- Recent development of two alternative gases to SF6 for high voltage electrical power applications / J. Owens et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 16. 5051. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14165051>.
- impact”, *Journal of the Serbian Chemical Society*, vol. 89, no. 5, pp. 693–704, 2024, doi: <https://doi.org/10.2298/jsc231203008b>
- A. M. Grechko, “Switchgear for average voltage 6–35 kV”, *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 1, pp. 14–18, 2011. (in Russian).
- B. V. Klymenko, *Elektrychni aparaty. Elektromekhanichna aparatura komutatsii, keruvannia ta zakhystu. Zahalnyi kurs (vydannia druhe, dopratsovane ta dopovnene) [Electrical apparatus. Electromechanical switching, control and protection equipment. General course (second edition, revised and expanded)]*. Kharkiv: Vyd-vo «Tochka», 2013. (in Ukrainian).
- “Rozpodilni prystroi z elehazovoiu izoliatsiieiu Safering & Safeplus: Bezpechnist, nadiinist, kompaktnist [SF6-insulated switchgear Safering & Safeplus: safe, reliable, compact]”, *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 5, pp. 67–72, 2010. (in Ukrainian).
- “Rozpodilni prystroi z elehazovoiu izoliatsiieiu Safering & Safeplus: Bezpechnist, nadiinist, kompaktnist [SF6-insulated switchgear Safering & Safeplus: safe, reliable, compact]”, *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 6, pp. 74–78, 2010. (in Ukrainian).
- “Regulation (EU) No. 517/2014 of the European Parliament and of the Council on fluorinated greenhouse gases and repealing Regulation (EC) No. 842/2006”, *Official Journal of the European Union*, L 150, pp. 195–230, May 20, 2014. [Online]. Available: <https://faolex.fao.org/docs/pdf/eur133686.pdf>
- D. Koch, “SF6 properties, and use in MV and HV switchgear”, *Cahier Technique Schneider Electric*, no. 188, p. 22, 2003. [Online]. Available: [https://www.studiecd.dk/cahiers\\_techniques/SF6\\_properties.pdf](https://www.studiecd.dk/cahiers_techniques/SF6_properties.pdf)
- R. N. Yeckley and R. G. Colclaser, “First SF6 breaker design: Westinghouse engineers tell the inside story [History]”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 14, no. 3, pp. 80–95, May 2016, doi: <https://doi.org/10.1109/mpe.2016.2525238>
- C. M. Franck, A. Chachereau, and J. Pachin, “SF6-free gas-insulated switchgear: Current status and future trends”, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 37, no. 1, pp. 7–16, Jan. 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/mei.2021.9290463>
- A. P. Purnomoadi, A. Rodrigo Mor, and J. J. Smit, “Spacer flashover in Gas Insulated Switchgear (GIS) with humid SF6 under different electrical stresses”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 116, Mar. 2020, Art. no. 105559, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105559>
- Pravyla ulashuvannia elektroustanovok [Rules for electrical installations]*. Kharkiv, Fort Publ., 2017. 760 p. (in Ukrainian).
- SIEMENS AG, *Switchgear Type 8DH10 Up to 24 kV, Gas-Insulated, Extendable. Medium-Voltage Switchgear. Catalog HA 41.11*. 2008. [Online]. Available: [http://www.infrastructure-cities.siemens.com.cn/powerdistribution/downloadCenter/upload/8DH10%20Up%20to%2024kV\\_GIS\\_Catalogue\\_EN.pdf](http://www.infrastructure-cities.siemens.com.cn/powerdistribution/downloadCenter/upload/8DH10%20Up%20to%2024kV_GIS_Catalogue_EN.pdf)
- Schneider Electric Industries SAS and Merlin Gerin, *Ring Main Unit. RM6 24 kV. Catalogue*. 2006. [Online]. Available: [https://www.studiecd.dk/pdfs/Kap\\_13/MV\\_Anlaeg/RM6/amted398032en.pdf](https://www.studiecd.dk/pdfs/Kap_13/MV_Anlaeg/RM6/amted398032en.pdf)
- ABB, *SafeRing/ SafePlus 36 Gas Insulated Secondary Switchgear*. 2022. [Online]. Available: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VDD006114%20GB&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch&DocumentRevisionId=B>
- B. Pan, G. Wang, H. Shi, J. Shen, H.-K. Ji, and G.-S. Kil, “Green gas for grid as an eco-friendly alternative insulation gas to SF6: A review”, *Applied Sciences*, vol. 10, no. 7, Apr. 2020, Art. no. 2526, doi: <https://doi.org/10.3390/app10072526>
- J. Owens, A. Xiao, J. Bonk, M. DeLorme, and A. Zhang, “Recent development of two alternative gases to SF6 for high voltage electrical power applications”, *Energies*, vol. 14, no. 16, Aug. 2021, Art. no. 5051, doi: <https://doi.org/10.3390/en14165051>

## References

- A. Boskovic, M. Sremacki, S. Vjestica, A. Cavic, N. Markovic, and B. Borovac, “Sulphur hexafluoride in modern medium-voltage switchgear: Advantages, hazards, and environmental

Надійшла (received) 13.06.2024

Відомості про автора (-is) / About the Author (-s)

**Гречко Олександр Михайлович (Oleksandr Grechko)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри електричних апаратів; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7872-8585>; e-mail: [a.m.grechko@gmail.com](mailto:a.m.grechko@gmail.com).



*Д. О. ДАНИЛЬЧЕНКО, Д. С. КУЗНЕЦОВ*

## ВИКОРИСТАННЯ ПРИСТРОЇВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ПРИ ВПРОВАДЖЕННІ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

В Україні заплановано поступове скорочення вироблення електроенергії на теплових електростанціях за рахунок розбудови відновлюваних джерел електроенергії. Відновлюються малі гідрравлічні електростанції, споруджуються сонячні електростанції та вітрові електростанції. Це дозволить вирішити існуючі проблеми вітчизняної енергетики щодо дефіциту паливних ресурсів, енергетичної безпеки та зниження рівня шкідливого впливу на навколишнє середовище, викликане функціонуванням традиційних джерел електроенергії. Спостерігається тенденція переходу від чисто централізованого електропостачання до комбінованого, коли зростає кількість місцевих розосереджених джерел електроенергії безпосередньо в розподільних електричних мережах. Таким чином розподільчі електричні мережі поступово перетворюються в мережу з ознаками, характерними для локальної електричної системи, яка отримує живлення як від власних розподільчих електричних мереж, так і від централізованого джерела – електроенергетичної системи. Відновлювальна енергетика має ряд переваг, порівняно з традиційною, однак є і недоліки. Серед них слід виділити ускладнення функціонування електричних мереж у разі зростання в них встановлених потужностей відновлюваних джерел електроенергії та нестабільність генерування через природну їх залежність від метеорологічних умов, якщо говорити більш конкретно про технічні недоліки то це стосується – синусоїдності напруг і струмів та відхилень напруги, забезпечення якості електроенергії яке напряму залежить від забезпечення балансу по активній та реактивній потужності в електричній системі. Звідси слідує необхідність узгодженого електропостачання від відновлюваних джерел електроенергії і підстанцій електроенергетичної системи. Одночасно здійснюється поступовий перехід від оптового ринку електроенергії єдиного покупця до балансуєчого ринку електроенергії та електропостачання за двосторонніми угодами, а також впровадження ринкових методів керування. В даній статті розглянуто заходи щодо зниження втрат електричної енергії, обмеження відхилень напруги, покращення якості електричної енергії та компенсації реактивної потужності локальних навантажень завдяки впровадженню пристроїв компенсації реактивної потужності разом з відновлювальними джерелами електроенергії та полегшення їх інтеграції в електромережу.

**Ключові слова:** реактивна потужність, компенсація, конденсаторні установки, розвантаження, зменшення втрат, підвищення ефективності, розосереджене генерування.

*D. O. DANYLCHENKO, D. S. KUZNETSOV*

## USE OF REACTIVE POWER COMPENSATION DEVICES IN IMPLEMENTATION OF DISTRIBUTED GENERATION

In Ukraine, a gradual reduction of electricity production at thermal power plants is planned due to the development of renewable sources of electricity. Small hydraulic power plants are being restored, solar power plants and wind power plants are being built. This will allow solving the existing problems of the domestic energy industry regarding the shortage of fuel resources, energy security and reducing the level of harmful effects on the environment caused by the operation of traditional sources of electricity. There is a trend of transition from a purely centralized electricity supply to a combined one, when the number of local decentralized sources of electricity directly in distribution networks is increasing. In this way, distribution electric networks are gradually transformed into a network with features characteristic of a local electric system, which receives power both from its own distribution electric networks and from a centralized source - the electric power system. Renewable energy has a number of advantages compared to traditional energy, but there are also disadvantages. Among them, the complications of the functioning of electrical networks should be highlighted in the event of an increase in the capacities of renewable sources of electricity installed in them and the instability of generation due to their natural dependence on meteorological conditions, if we talk more specifically about technical shortcomings, then this concerns - sinusoidal of voltages and currents and voltage deviations, quality assurance of electricity, which directly depends on ensuring the balance of active and reactive power in the electrical system. Hence the need for coordinated power supply from renewable sources of electricity and substations of the power system. At the same time, there is a gradual transition from the wholesale electricity market of a single buyer to the balancing market of electricity and electricity supply under bilateral agreements, as well as the introduction of market management methods. This article discusses measures to reduce electrical energy losses, limit voltage deviation, improve the quality of electrical energy, and compensate for the reactive power of local loads due to the introduction of reactive power compensation devices together with renewable sources of electricity and facilitating their integration into the power grid.

**Keywords:** reactive power, compensation, capacitor units, offloading, loss reduction, efficiency improvement, distributed generation.

**Вступ.** За сучасних умов у багатьох розвинених країнах зростання попиту на електроенергію задовольняється завдяки інтеграції до електричних мереж (ЕМ) відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) [1, 2].

За останні 10 років в Україні найбільший розквіт спостерігався у сфері сонячної та вітрової енергетики. Протягом наступних 10 років [3], не зважаючи на змінний характер виробництва, загальна потужність сонячних електростанцій (СЕС) та вітрових електростанцій становитиме 25 % від потужності всіх джерел електроенергії в Україні [4, 5]. Термін «джерела розподіленої генерації» або «розосереджена генерація» (РГ) використовується для опису електричних джерел

енергії, які безпосередньо підключені до електричної мережі або підключені до неї з боку споживачів.

Необхідно продовжувати удосконалення методів та засобів керування нормальними режимами електричних мереж України для розвитку ВДЕ. Інтеграція відновлюваних джерел енергії в енергосистему має свої переваги, але підключення таких джерел до розподільних електричних мереж має суттєвий вплив на втрати потужності, рівень напруги в електричній мережі, а також на роботу релейного захисту та автоматики.

**Вплив РГ на роботу електричних мереж.** Впровадження РГ впливає на розподільні ЕМ та перетворює їх на активні елементи енергосистеми. Це

© Д. О. Данильченко, Д. С. Кузнецов, 2024

призводить до необхідності внесення змін (або перегляду та модернізації) у прийнятті стратегії керування, експлуатації та планування ЕМ. При цьому їхній вплив може мати як позитивний, так і негативний характер, тому доцільно ретельно проаналізувати питання приєднання джерел РГ в розподільні ЕМ України.

Можна виділити основні напрямки впливу РГ на ЕМ:

- на втрати електричної енергії в ЕМ;
- на напругу в ЕМ;
- на якість електричної енергії;
- на релейний захист та автоматику;
- на надійність роботи та експлуатацію ЕМ.

Розглянемо більш детально перші 3 пункти.

#### **Вплив РГ на втрати електричної енергії в ЕМ.**

Встановлення джерел живлення РГ в розподільній ЕМ неподалік від навантаження може змінювати напрямки потоків потужності. При цьому слід виділити три ситуації щодо вузлового навантаження і РГ [6]:

1. Власне навантаження кожного вузла в ЕМ більше або дорівнює вихідній потужності джерел РГ, підключених до цього вузла.

2. В ЕМ існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність джерел РГ більша, ніж власне навантаження цього вузла, але сумарна потужність джерел РГ даної ЕМ у цілому менша, ніж сумарне навантаження.

3. В ЕМ існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність РГ більша, ніж власне навантаження цього вузла і сумарна потужність джерел РГ даної ЕМ в цілому більша, ніж сумарне навантаження.

У першому випадку встановлені джерела РГ в ЕМ будуть впливати на зменшення втрат потужності в розподільній ЕМ.

У другому випадку джерела РГ можуть перманентно збільшувати втрати потужності у деяких лініях електропередач (ЛЕП) розподільної ЕМ, але, в цілому, сумарні втрати потужності в ЕМ знижуються.

У третьому випадку сумарні втрати потужності всієї розподільної ЕМ будуть більше, ніж до встановлення джерел РГ. При цьому досить невдалою є ситуація, коли відбувається транспортування електричної енергії в зворотному напрямку, тобто з «хвоста» ЕМ до її головної ділянки. Це пов'язано з тим, що переріз проводів ЛЕП в розподільних мережах, як правило, зменшується від головної ділянки ЛЕП до її кінця, а, як відомо, опір ЛЕП і її втрати залежать від перерізу проводів. Також різні джерела РГ працюють із різним  $\cos\phi$  і їхня вихідна реактивна потужність може змінюватися від незначної генерації (газотурбінні установки тощо) до значного, в масштабах розподільних ЕМ, споживання (вітрові електростанції і т.д.), що також негативно впливає на величину втрат потужності в ЕМ [7].

Таким чином, встановлення джерел РГ може як збільшувати, так і зменшувати втрати потужності в ЕМ, що в основному залежить від місць розташування, потужності, рівня впровадження джерел РГ в ЕМ, їхнього  $\cos\phi$ , а також від топології ЕМ тощо.

**Вплив РГ на напругу в ЕМ.** Можна виділити два різновиди впливу.

По-перше, це вплив на рівні напруги в усталеному режимі роботи ЕМ [8]. У традиційних розподільних мережах, тобто в ЕМ радіального типу, зниження напруги відбувається вздовж напрямку електропостачання споживачів, від головної ділянки ЛЕП до її кінця. Після встановлення джерел РГ в такій ЕМ відбувається зниження навантаження живильного фідера, а напруга вздовж ЛЕП може збільшуватися. Важливими при цьому є  $\cos\phi$  джерел РГ та тип генератора (синхронний або асинхронний). У деяких випадках при використанні відносно потужних синхронних генераторів може відбуватися перевищення допустимого рівня напруги ( $>1,1U_{ном}$ ). Таким чином, величина зміни напруги залежить від місць встановлення джерел РГ, їхньої потужності та  $\cos\phi$  (генерація або споживання).

По-друге, вплив РГ на коливання напруги в ЕМ [8]. У традиційній розподільній ЕМ, активне та реактивне навантаження вузлів змінюється з часом, що викликає певні коливання рівня напруги в ЕМ. У напрямку від головної ділянки до кінця ЛЕП коливання напруги, як правило, збільшується. Якщо навантаження сконцентровано в основному біля кінця ЛЕП, то рівень напруги буде коливатися більш інтенсивно. Після приєднання до розподільної ЕМ джерел РГ останні будуть впливати на коливання рівнів напруги у вузлах, збільшуючи або зменшуючи їх. У випадку, коли джерела РГ працюють узгоджено з місцевим навантаженням, тобто, їхня потужність збільшується (зменшується) при збільшенні (зменшенні) навантаження у вузлах, вони будуть демпфірувати коливання напруги. Але, коли джерела РГ працюють неузгоджено з місцевим навантаженням, оскільки потужність джерел РГ залежить від первинних ресурсів і вихідні характеристики яких складно контролювати (такі як швидкість вітру, інтенсивність випромінювання сонячного світла тощо), то у такій ситуації РГ можуть значно збільшити коливання напруги в ЕМ. Крім того, деяким джерелам РГ (наприклад ВЕС, фотогальванічні елементи) притаманне сильне коливання вихідної потужності, що суттєво впливає на коливання рівнів напруги у вузлах ЕМ, ефект тим сильніший, чим більша встановлена потужність джерел РГ.

#### **Вплив РГ на якість електричної енергії.**

Встановлення джерел РГ у розподільних ЕМ має досить суттєвий вплив на якість електричної енергії [9, 10].

По-перше, джерела РГ призводять до збільшення дози флікера, що може відбуватися при введенні або виведенні з роботи потужних джерел РГ в розподільних ЕМ, раптовій зміні вихідної потужності джерел РГ, взаємодії між джерелами РГ і регулюючими пристроями.

По-друге, джерела РГ можуть генерувати в ЕМ гармоніки високих порядків, при цьому джерела РГ або самі по собі можуть бути джерелами гармонік вищих порядків або приєднуються до розподільної ЕМ через інвертор, який генерує в мережу гармоніки вищих

порядків, що характерно для паливних та фотогоальванічних елементів, вітроустановок тощо.

По-третє, джерела РГ впливають на провали напруги, що, здебільшого, пов'язано із типом генератора. Наприклад, при РГ із синхронними генераторами після провалу напруги остання відновлюється приблизно до початкового рівня, а у випадку асинхронних генераторів напруга не відновлюється до початкового рівня в зв'язку із зниженням підтримки за реактивною потужністю [11]. Також слід відзначити, що сумарний вплив джерел РГ на провали напруги хоч і залежить від потужності РГ, але не досить сильно.

Якщо коротко резюмувати вище наведені впливи РГ на втрати електричної енергії, на напругу та якість електричної енергії, то використання пристроїв компенсації реактивної потужності при впровадженні РГ дасть змогу частково або повністю вирішити ці проблеми.

**Фізика процесу компенсації реактивної потужності.** Принцип компенсації реактивної потужності полягає в наступному: як було встановлено, струм, що проходить через конденсатор, випереджає прикладену до нього напругу на  $90^\circ$ , в той час як струм, що проходить через котушку індуктивності, відстає від прикладеної напруги на  $90^\circ$ . Таким чином, ємнісний струм протилежний індуктивному струму і індуктивна потужність, що йде на створення електричного поля, протилежна за напрямком реактивної потужності, що йде на створення магнітного поля. Тому реактивний струм і реактивна потужність вважаються умовно негативними по відношенню до струму намагнічування і потужності намагнічування, умовно прийнятими позитивними.

Таким чином, чисельно рівні реактивні потужності ємності ( $QC$ ) і намагнічування ( $QL$ ) взаємно «компенсуються» ( $QC - QL = 0$ ) і мережа розвантажується від протікання реактивної складової струму навантаження.

Принцип компенсації за допомогою ємнісного струму пояснює векторна діаграма на рис. 1.

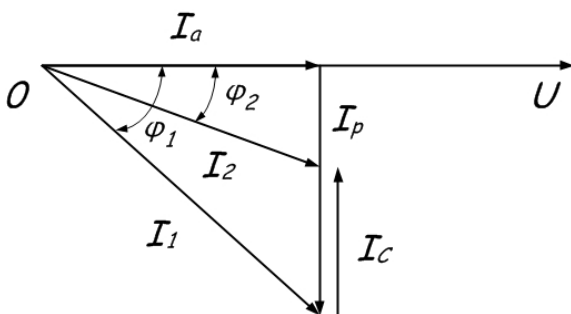


Рисунок 1 – Принцип компенсації реактивного струму намагнічування:

$I_a$  – активна складова струму,  $I_p$  – реактивна складова струму,  $I_c$  – ємнісна складова струму,  $I$  – значення повного струму,  $U$  – напруга,  $\varphi$  – кут зсуву фаз між струмом і напругою навантаження

Ємність конденсатора  $C$ , підключеного паралельно навантаженню, що містить активну  $R$  та

індуктивну  $L$  складові, підбирають такий, щоб струм  $I_c$ , що проходить через конденсатор, був по можливості близький по абсолютній величині до індуктивного струму  $I_L$ .

З рис. 1 видно, що підключення конденсатора  $C$  дало можливість зменшити кут зсуву фаз між струмом і напругою навантаження з величини  $\varphi_1$  до величини  $\varphi_2$  і відповідно підвищити коефіцієнт потужності навантаження. Збільшуючи ємність, можна повністю компенсувати реактивну потужність навантаження, коли  $\varphi = 0$ .

**Методи компенсації реактивної потужності.** В основному компенсація реактивної електроенергії застосовується для:

- зниження активних втрат електроенергії в лініях живлення;
- розвантаження силового обладнання від протікання через нього реактивної потужності;
- зниження оплат за реактивну електроенергію.
- підвищення напруги;

Для зменшення перетоків реактивної потужності по лініях і трансформаторах – джерела реактивної потужності повинні розташовуватися поблизу місць її споживання. При цьому передавальні елементи мережі розвантажуються від реактивної потужності, чим досягається зниження втрат активної потужності і напруги.

До застосування пристроїв компенсації реактивної потужності повинен передувати ретельний техніко-економічний аналіз в зв'язку з високою вартістю і достатньою складністю цих пристроїв.

Методи застосування компенсуючих пристроїв в залежності від місця їх розташування в електроенергетичній системі поділяються на такі види: індивідуальні, групові, централізовані.

При індивідуальній компенсації конденсатор підключається прямо до місця виникнення реактивної потужності, тобто свій конденсатор до асинхронного двигуна, індивідуальний – до зварювального апарата, окремий конденсатор – для індукційної печі, для трансформатора і т. д. Таким чином від реактивних струмів розвантажуються дроти живлення, які підходять до конкретного споживача. На рис. 2 показана схема індивідуальної компенсації.

Групова компенсація – має на увазі підключення одного загального конденсатора або загальної групи конденсаторів відразу до декількох споживачів зі значними індуктивними складовими. Лінія яка живить дану групу споживачів виявиться розвантажена від реактивної потужності. На рис. 3 показана схема групової компенсації.

Централізована компенсація передбачає установку конденсаторів з регулятором в головному або груповому розподільному щиті. Регулятор оцінює в режимі реального часу поточне споживання реактивної потужності, і оперативно підключає і відключає необхідну кількість конденсаторів. В результаті споживана від мережі сумарна потужність завжди зводиться до мінімуму відповідно до миттєвої

величини необхідної реактивної потужності. На рис. 4 показана схема централізованої компенсації.

**Основні пристрої компенсації реактивної потужності.** До основних сучасних пристроїв компенсації реактивної потужності можна віднести конденсаторні установки (0,4–10 кВ) та статичний синхронний компенсатор (СТАТКОМ) (6–35 кВ та вище).

Конденсаторні установки бувають 2-х видів:

- регульовані (автоматичні) конденсаторні установки (АКУ);
- нерегульовані (неавтоматичні) конденсаторні установки (НКУ).

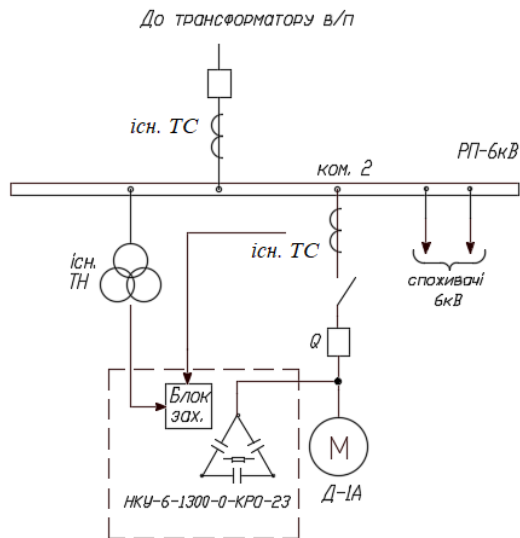


Рисунок 2 – Схема індивідуальної компенсації:  
ТС – існуючий трансформатор струму; РП – розподільчий пристрій; ТН – трансформатор напруги; НКУ – нерегульована конденсаторна установка; Д-1А – двигун навантаження; в/п – власні потреби

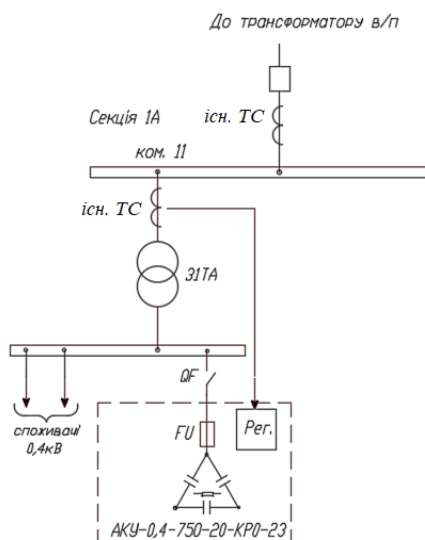


Рисунок 3 – Схема групової компенсації:  
ТС – існуючий трансформатор струму; АКУ – автоматична конденсаторна установка; 31ТА – трансформатор масляний; Рег. – регулятор; в/п – власні потреби; QF – автоматичний вимикач; FU – запобіжник

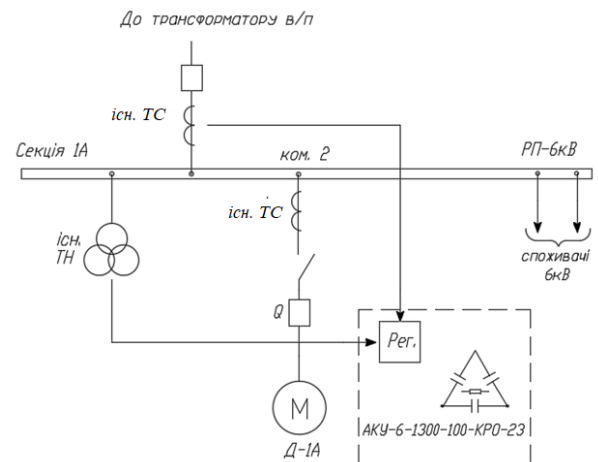


Рисунок 4 – Схема централізованої компенсації:  
ТС – існуючий трансформатор струму; РП – розподільчий пристрій; ТН – трансформатор напруги; АКУ – автоматична конденсаторна установка; Д-1А – двигун навантаження; в/п – власні потреби; Q – вимикач

АКУ мають на увазі під собою, що реактивна потужність в мережі регулюється за допомогою мікропроцесорного регулятора, який завдяки сигналу з трансформатора струму на ввіді підприємства або розподільчого пристрою, і т. д., подає команду на замикання або розмикання ступенів конденсаторної установки з яких складається АКУ.

Потужність такої установки розраховується виходячи з аналізу даних споживання електроенергії підприємства або електромережі і підбирається відповідними ступенями навантаження. Генерація установки виключена через уставки регулятора. Структурна схема такої установки показана на рис. 5.

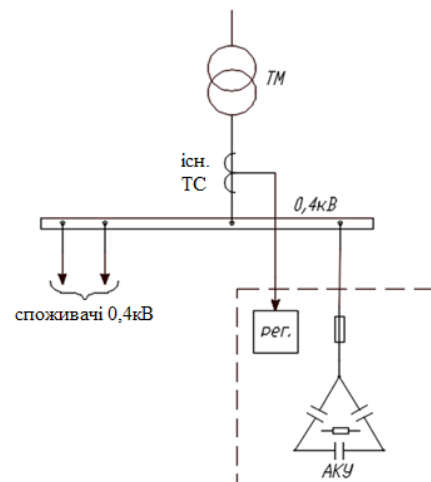


Рисунок 5 – Структурна схема АКУ-0,4 кВ:  
ТМ – трансформатор масляний; ТС – існуючий трансформатор струму; рег. – регулятор

Перевагами АКУ є:

- автоматично відстежує зміну реактивної потужності навантаження в мережі і відповідно до заданого значення  $\cos \varphi$ ;
- виключається генерація реактивної потужності в мережу;

- візуально відслідковуються всі основні параметри мережі;

- передбачена система аварійного відключення конденсаторної установки і попередження обслуговуючого персоналу.

Час перекомутації однієї ступені не більше 3 хв. Якщо потрібно зменшити час розряду конденсаторів, то застосовуються спеціальні розрядні пристрої.

НКУ зазвичай застосовуються в мережах 6 кВ та вище (але 0,4 кВ не виключення). Номінальна потужність набирається також ступенями з конденсаторів, але на відміну від АКУ ступені вмикаються всі відразу або можлива комутація ступенів тільки в ручному режимі. Регулятор відсутній або ж може бути, але використовується тільки в якості блоку захистів конденсаторної установки.

Такі установки мають свій ряд переваг і недоліків в порівнянні з АКУ 6 кВ, до переваг можна віднести:

- менша вартість ніж АКУ, за рахунок відсутності вакуумних контакторів і призначених захисних апаратів до них;
- більше термін служби конденсаторів тому відсутні часті комутації та супутні пікові ударні струми до  $100 \times I_{ном}$ ;
- простоту експлуатації через відсутність механічних рухомих частин;
- менші експлуатаційні витрати;
- відсутність необхідності постійного контролю;
- регулювання і профілактики комутаційних пристроїв з боку персоналу;
- менші габарити установки порівняно з АКУ.

Що стосується недоліків, то найголовніший з них це можлива генерація реактивної електроенергії в енергосистему, що буде нести за собою серйозні проблеми.

На рис. 6 показана структурна схема НКУ 10кВ.

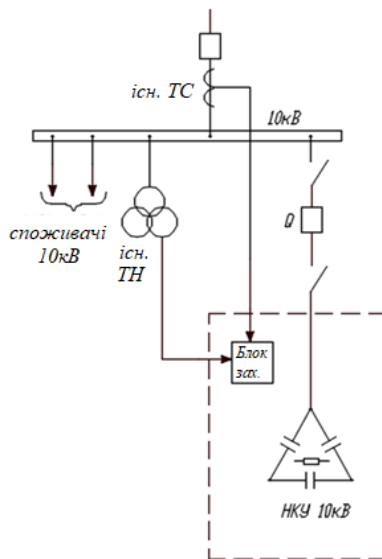


Рисунок 6 – Структурна схема НКУ 10 кВ:  
ТС – існуючий трансформатор струму; ТН – існуючий трансформатор напруги; блок зах. – блок захистів;  
Q – вимикач

СТАТКОМ – це швидкодіючий пристрій, здатний видавати або поглинати реактивний струм і таким чином регулювати напругу в точці підключення до електромережі.

Він класифікується як гнучка система передачі змінного струму (FACTS). Технологія заснована на основі «Voltage Source Converter» (перетворювач джерела напруги) з напівпровідниковими вентилями в модульній багаторівневій конфігурації [12].

Основна схемна конфігурація СТАТКОМ включає набір фільтрів вищих гармонік фільтрокомпенсуючих ланцюгів, що постійно підключені до мережі або комутуються вимикачами, і включені паралельно їм у трикутник три фази керованих тиристорами реакторів – тиристорна реакторна група (ТРГ) (рис. 7). Кут запалювання тиристорів ТРГ може швидко змінюватися таким чином, щоб струм у реакторі відстежував струм навантаження або реактивну потужність в енергосистемі.

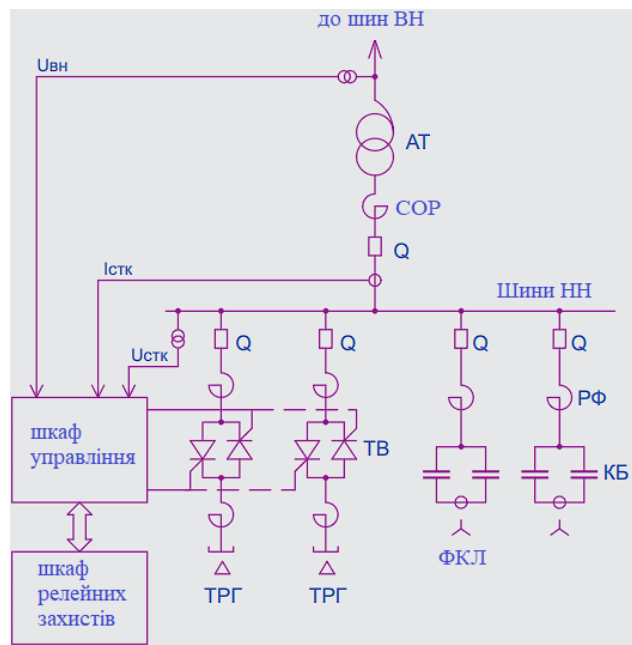


Рисунок 7 – Приклад виконання СТАТКОМ 35 кВ:  
АТ – автотрансформатор; СОР – струмообмежуючий реактор; Q – вимикач; РФ – реактор фільтруючий; ТВ – тиристорний вентиль; ФКЛ – фільтрокомпенсуючий ланцюг;  
КБ – конденсаторна батарея

Система управління та захисту СТАТКОМ забезпечує швидку компенсацію реактивної потужності навантаження та підтримання регульованого параметра відповідно до заданої уставки, виконує захист обладнання СТАТКОМ, контроль та сигналізацію відмов та може бути модифікована під конкретні вимоги ЕМ.

Час реакції системи регулювання СТАТКОМ на зміну регульованого параметра становить 5 мс для навантажень типу дугових сталеплавильних печей і 25–100 мс для загальнопромислових навантажень мережевих підстанцій.

СТАТКОМ має рівень автоматизації, що забезпечує його роботу без постійної присутності

персоналу. Управління СТАТКОМ здійснюється від пульта дистанційного керування або від автоматичної системи управління технологічним процесом через зовнішній інтерфейс.

Номинальна потужність та схема СТАТКОМ вибирається для конкретного об'єкта залежно від параметрів системи електропостачання, виду та потужності компенсованого навантаження та вимог щодо якості електроенергії та виконуваних функцій. Для кожного окремого випадку проводиться розрахунок необхідної потужності ТРГ та фільтрокомпенсуючих ланцюгів і визначається їх склад.

**Зміна параметрів електричної мережі при застосуванні пристроїв компенсації реактивної потужності.** Як було зазначено раніше, масивне вироблення фотоелектричної енергії, підключене до мережі, створює безліч проблем, таких як стабільність напруги, компенсація реактивної потужності локальних навантажень, експлуатаційна надійність, тощо.

Для того щоб реалізувати компенсацію реактивної потужності місцевих навантажень, зменшити втрати електричної енергії та покращити керованість фотоелектричної системи пропонується розглянути варіант встановлення СТАТКОМ 35 кВ разом з СЕС.

В ДСТУ 8635:2016 [13] є вимоги щодо величини напруги, якості електричної енергії та регулювання реактивної потужності СЕС, а саме:

- допустимі діапазони частоти й напруги електроенергії, що виробляється фотоелектричною станцією (ФЕС), мають відповідати вимогам до рівнів частоти й напруги в нормальних та аварійних режимах роботи енергосистеми згідно з ГОСТ 13109 та/або ДСТУ EN 50160:2023. При цьому потужність генерації ФЕС повинна зменшуватися на мінімально можливу величину;
- показники якості електричної енергії, що виробляється ФЕС в точці приєднання, мають

відповідати вимогам до якості електроенергії згідно з ГОСТ 13109 та/або ДСТУ EN 50160:2023;

- за необхідності ФЕС має бути оснащено відповідними швидкодійними засобами компенсації реактивної потужності з фільтрами вищих гармонік. Відповідність обладнання ФЕС вимогам щодо якості електричної енергії має бути підтверджено моделюванням та/або експериментально;

- ФЕС має бути оснащено функціями регулювання реактивної потужності. Поточні уставки параметрів для регулювання реактивної потужності та напруги має бути визначено перед введенням ФЕС в експлуатацію власником електричних мереж (та за необхідності системним оператором);

- ФЕС повинна мати можливість фіксувати уставки коефіцієнта потужності з точністю 0,001 кВА. Якщо уставка коефіцієнта потужності для ФЕС потужністю більше ніж 25 МВт змінюється, то такі зміни мають бути прийняті протягом 2 с та вступити в силу не пізніше ніж через 30 с після отримання розпорядження змінити уставку. Похибка виконаного регулювання та заданих уставок не повинна перевищувати  $\pm 2\%$  значення уставки або  $\pm 0,5\%$  номінальної потужності залежно від того, який із критеріїв жорсткіший.

Отже, спираючись на вище згаданий ДСТУ 8635:2016, впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності є необхідністю для нормального функціонування СЕС та її інтеграції в ЕМ.

Розглянемо як зміняться параметри нормального режиму ЕМ (рис. 8) при впровадженні СТАТКОМ 35 кВ 6,5 МВАр (потужність обрана щоб покрити місцеве реактивне споживання підстанції (ПС)) разом із СЕС 20 МВт в одному з районів Одеської області (рис. 9). Параметри мережі до та після впровадження СТАТКОМ наведені у табл. 1 і 2.

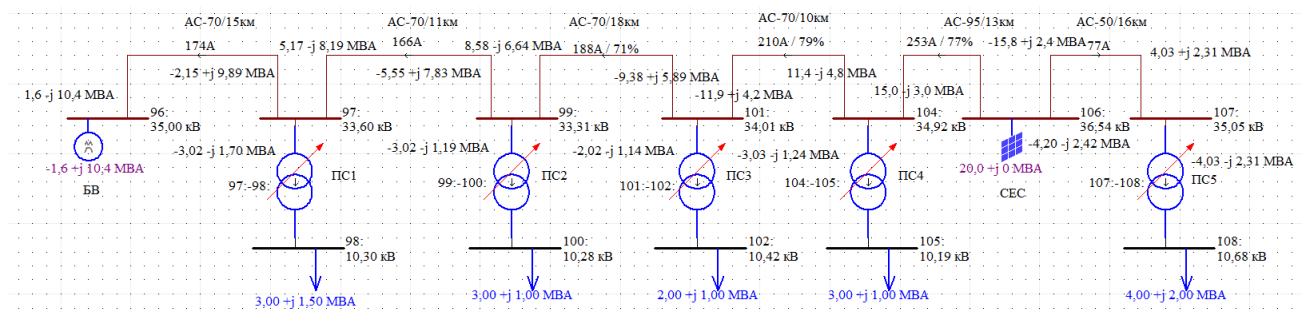


Рисунок 8 – Схема нормального режиму до впровадження СТАТКОМ

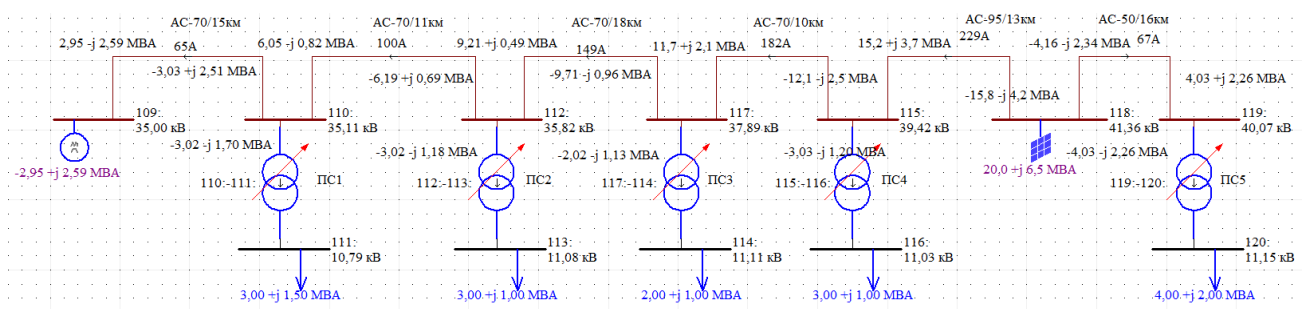


Рисунок 9 – Схема нормального режиму після впровадження СТАТКОМ

Таблиця 1 – Параметри мережі до впровадження СТАТКОМ

Назва лінії	Тип проводу/ довжина, км	Завантаженість ліній, %	I, А	U, кВ
БВ-ПС1	АС-70/15	65,6	174	33,6
ПС1-ПС2	АС-70/11	62,8	166	33,31
ПС2-ПС3	АС-70/18	70,9	188	34,01
ПС3-ПС4	АС-70/10	79,1	210	34,92
ПС4-СЕС	АС-95/13	76,5	253	36,54
СЕС-ПС5	АС-50/16	36,5	77	35,05

Таблиця 2 – Параметри мережі після впровадження СТАТКОМ

Назва лінії	Тип проводу/ довжина, км	Завантаженість ліній, %	I, А	U, кВ
БВ-ПС1	АС-70/15	24,4	65	35,11
ПС1-ПС2	АС-70/11	37,9	100	35,82
ПС2-ПС3	АС-70/18	56,1	149	37,9
ПС3-ПС4	АС-70/10	68,5	182	39,42
ПС4-СЕС	АС-95/13	69,3	229	41,37
СЕС-ПС5	АС-50/16	31,7	67	40,07

Для моделювання були взяті максимальні миттєві значення по літніх вимірах електричної енергії.

СЕС генерує потужність 20МВт, ця потужність повністю покриває потреби в активній енергії вузла і решта електричної енергії від СЕС через лінії від ПС4 йде до балансувального вузла в ЕМ.

Такий варіант не є найкращим з техніко-економічної точки зору, тому що згенерована електрична енергія не залишається у вузлі, а її залишки йдуть через лінії живлення 35 кВ до балансувального вузла ЕМ.

Як видно з моделювання, значно знижується протікання струму в живлячих ЛЕП, а отже зменшуються втрати електричної енергії, розвантажуються лінії та підвищується напруга на ПС, які знаходяться ближче до балансувального вузла.

Це дуже впливає на техніко-економічну ефективність сумісної експлуатації ЕМ і ВДЕ.

Додатково, як відомо з [14–16] інвертори СЕС є джерелами гармонійних спотворень, тому СТАТКОМ виконує додаткову функцію фільтра гармонік, тим самим покращує показники якості електроенергії.

Також по результатам моделювання в [17] можна стверджувати, що СТАТКОМ є одним з ефективних засобів при вирішенні проблем з відхиленням напруги.

Як приклад, СТАТКОМ встановлено на таких об'єктах – SVG-СТАТКОМ 35 кВ 4×8 МВАр, FC 35 кВ 4×5 МВАр для ТОВ «Покровська СЕС» (ТОВ «ДТЕК ВДЕ»).

**Висновки.** Як зазначено у [18] компанія «ДТЕК ВДЕ» завершила на своїх підприємствах процес додаткового налаштування пристроїв компенсації реактивної потужності (Statcom), покликаних вирішити питання демпфування низькочастотних коливань (POD – power oscillation damping) у мережі Об'єднаної енергетичної системи України, що було однією з умов її синхронізації з європейською мережею операторів системи передачі електроенергії ENTSO-E.

Також впровадження Statcom сприятиме розширенню експортних можливостей України в мережі ENTSO-E на 730 МВт (наразі технічна можливість для експорту з об'єднаних у рамках інтеграції з ENTSO-E систем України/Молдови до Європи становить 400 МВт) [18].

Це говорить про реальну перспективу впровадження СТАТКОМ для ЕМ України.

Отже, застосування пристроїв керованої компенсації реактивної потужності:

- дозволить підвищити пропускну спроможність діючих ліній електропередач і трансформаторів [19, 20];

- зменшить втрати електричної енергії, що дуже цінно в грошовому еквіваленті;

- вирішить проблему зі стабілізацією або втратою напруги в ЕМ;

- покращить показники якості електроенергії.

Все вище перераховане сприяє прискоренню інтеграції ВДЕ в ЕМ України, особливо коли більшість схем ЕМ, куди інтегрується ВДЕ, мають радіальний тип.

### Список літератури

1. European Environment Agency. Europe's onshore and offshore wind energy potential. An assessment of environmental and economic constraints. 2009. DOI: <https://doi.org/10.2800/11373>.
2. International Energy Agency. Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy 2010. URL: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/3a99654f-ffff-469f-b83c-bf0386ed8537/pv\\_roadmap.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/3a99654f-ffff-469f-b83c-bf0386ed8537/pv_roadmap.pdf).
3. Яндульський О. С., Труніна Г. О. Підходи до оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженою генерацією. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2013. № 6. С. 62–64.
4. Труніна Г. О. Зони ефективного регулювання напруги джерелами розосередженої генерації з інверторним приєднанням в розподільній електричній мережі. *Технічна електродинаміка*. 2014. № 5. С. 50–52.
5. Яндульський О. С., Труніна Г. О. Підхід до оптимального регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелом розосередженої генерації з урахуванням їх належності одному або різним власникам. *Вісник Приазовського Державного Технічного Університету. Серія: Технічні науки*. 2015. Т. 2, № 30. С. 121–129. DOI: <https://doi.org/10.31498/2225-6733.30.2015.52731>.
6. Ackermann T., Knyazkin V. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects. *Asia Pacific Conference and Exhibition of the IEEE-Power Engineering Society on Transmission and Distribution*, Yokohama, Japan, 6–10 October 2002. P. 1357–1362. DOI: <https://doi.org/10.1109/tde.2002.1177677>.
7. Ackermann T. Distributed resources and re-regulated electricity markets. *Electric Power Systems Research*. 2007. Vol. 77, no. 9. P. 1148–1159. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.006>.
8. Wang S. Distributed generation and its effect on distribution network system. *20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2009)*, Prague, Czech Republic, 8–11 July 2009. DOI: <https://doi.org/10.1049/cp.2009.0560>.
9. The effect of dispersed generation on power quality in distribution system / J. Dolezal et al. *CIGRE/IEEE PES International Symposium. Quality and Security of Electric Power Delivery Systems*, Montreal, Quebec, Canada, 8–10 October 2003. P. 204–207. DOI: <https://doi.org/10.1109/qseps.2003.159821>.
10. Impact of embedded generation on the voltage quality of distribution networks / G. Esposito et al. *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona, Spain, 9–11 October 2007. DOI: <https://doi.org/10.1109/epqu.2007.4424154>.
11. Handbook of Power Quality / ed. by A. Baggi. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2008. DOI: <https://doi.org/10.1002/9780470754245>.

12. Static synchronous compensators (STATCOM): a review / B. Singh et al. *IET Power Electronics*. 2009. Vol. 2, no. 4. P. 297–324. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-pel.2008.0034>.
13. ДСТУ 8635:2016. Геліоенергетика. Площинки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи. Чинний від 2017-01-01. Вид. офіц. Київ, 2017.
14. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Вплив інверторів СЕС на показники якості електричної енергії в ЛЕС. *Вісник Хмельницького національного університету. Серія: Технічні науки*. 2015. № 2 (233). С. 134–139.
15. Enslin J. H. R., Heskies P. J. M. Harmonic Interaction Between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2004. Vol. 19, no. 6. P. 1586–1593. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpel.2004.836615>.
16. Бордаков М. М. Компенсація реактивної потужності сонячною електро-станцією та вплив даного процесу на роботу центральної електричної мережі. *Відновлювана енергетика*. 2019. № 1(56). С. 31–35. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.1\(56\).31-35](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.1(56).31-35).
17. Захаров А. А. Зменшення відхилень напруги в місцях приєднання потужних сонячних електростанцій до електричних мереж. *Технічна електродинаміка*. 2014. № 5. С. 44–46.
18. «ДТЕК ВДЕ» завершив установлення Statcom на трьох своїх станціях у рамках синхронізації ОЕС України з ENTSO-E. *Интерфакс-Україна*. URL: <https://interfax.com.ua/news/greendead/938512.html>.
19. Данильченко Д. О., Кузнецов Д. С. Використання пристроїв компенсації реактивної потужності на станціях з відновлювальними джерелами енергії. *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я*: тези доповідей XXX міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2022, м. Харків, Україна, 19–21 жовт. 2022 р. С. 70.
20. Use of Capacitor Batteries to Improve the Quality of Electrical Energy / S. Shevchenko et al. *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 13–17 September 2021. P. 666–669. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek53812.2021.9570023>.
- 10, 2002. pp. 1357–1362, doi: <https://doi.org/10.1109/tdc.2002.1177677>
7. T. Ackermann, “Distributed resources and re-regulated electricity markets”, *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 9, pp. 1148–1159, Jul. 2007, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.006>
8. S. Wang, “Distributed generation and its effect on distribution network system”, in *20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2009)*, Prague, Czech Republic, Jul. 8–11, 2009. IET, doi: <https://doi.org/10.1049/cp.2009.0560>
9. J. Dolezal, P. Santarius, J. Tlustý, V. Valouch, and F. Vybiralík, “The effect of dispersed generation on power quality in distribution system”, in *CIGRE/IEEE PES International Symposium. Quality and Security of Electric Power Delivery Systems*, Montreal, Quebec, Canada, Oct. 8–10, 2003. pp. 204–207, doi: <https://doi.org/10.1109/qsepsds.2003.159821>
10. G. Esposito, D. Zaninelli, G. C. Lazaroiu, and N. Golovanov, “Impact of embedded generation on the voltage quality of distribution networks”, in *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona, Spain, Oct. 9–11, 2007, doi: <https://doi.org/10.1109/epqu.2007.4424154>
11. A. Baghini, Ed., *Handbook of Power Quality*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, LTD, 2008, doi: <https://doi.org/10.1002/9780470754245>
12. B. Singh, K. Al-Haddad, R. Saha, and A. Chandra, “Static synchronous compensators (STATCOM): A review”, *IET Power Electronics*, vol. 2, no. 4, pp. 297–324, Jul. 2009, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-pel.2008.0034>
13. *Helioenergetyka. Ploshchadky dlia fotoelektrychnykh stantsii. Pryiednannia stantsii do elektroenergetychnoi systemy [Solar energy. Sites for photovoltaic power plants. Connection of power plants to the electricity system]*, DSTU 8635:2016, Institute of Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2017. (in Ukrainian)
14. P. D. Legnuk, O. E. Rubanenko, and I. A. Hunko, “Solar power stations inverter influence on electric energy quality in local electric systems”, *Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences*, no. 2 (233), pp. 134–139, 2015. (in Ukrainian)
15. J. H. R. Enslin and P. J. M. Heskies, “Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 6, pp. 1586–1593, Nov. 2004, doi: <https://doi.org/10.1109/tpel.2004.836615>
16. M. Bordakov, “Compensation of reactive power by industrial solar power plant and influence of this process on the central electric network”, *Vidnovliuvana enerhetyka*, no. 1(56), pp. 31–35, Aug. 2019, doi: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.1\(56\).31-35](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.1(56).31-35) (in Ukrainian)
17. A. A. Zakharov, “Reducing of voltage deviation at the point of common coupling of the powerful solar power plants”, *Tekhnichna Elektrodynamika*, no. 5, pp. 44–46, 2014. (in Ukrainian)
18. “DTEK RES completes installation of Statcom at three of its stations while synchronizing power system of Ukraine with ENTSO-E.” *Интерфакс-Україна*. [Online]. Available: <https://en.interfax.com.ua/news/economic/938547.html>
19. D. O. Danylchenko and D. S. Kuznetsov, “Vykorystannia prystroiv kompensatsii reaktivnoi potuzhnosti na stantsiiakh z vidnovliuvalnyimi dzherelamy enerhii [Use of reactive power compensation devices at renewable energy plants]”, in *Information Technologies: Science, Engineering, Technology, Education, Health*, Kharkiv, Ukraine, Oct. 19–21, 2022. p. 70. (in Ukrainian)
20. S. Shevchenko, D. Danylchenko, D. Kuznetsov, and S. Petrov, “Use of capacitor batteries to improve the quality of electrical energy”, in *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Sep. 13–17, 2021. pp. 666–669, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek53812.2021.9570023>

## References

1. European Environment Agency, “Europe’s onshore and offshore wind energy potential. An assessment of environmental and economic constraints”, EEA Technical report No 6/2009, Jul. 2009, doi: <https://doi.org/10.2800/11373>
2. International Energy Agency, “Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy 2010.” [Online]. Available: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/3a99654f-ffff-469f-b83c-bf0386ed8537/pv\\_roadmap.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/3a99654f-ffff-469f-b83c-bf0386ed8537/pv_roadmap.pdf)
3. O. S. Yandulskyi and H. O. Trunina, “Approaches to the optimal control of modes of distribution power networks with distributed generation”, *Visnyk of Vinnytsia Polytechnical Institute*, no. 6, pp. 62–64, 2013. (in Ukrainian)
4. H. O. Trunina, “Areas of effective voltage control by distributed generation with inverter interconnection in distribution networks”, *Tekhnichna Elektrodynamika*, no. 5, pp. 50–52, 2014. (in Ukrainian)
5. O. S. Yandulsky and G. O. Trunina, “Voltage optimal regulation of distribution power network with a source of dispersed generation owned by either one or several owners”, *Reporter of the Priazovskiy State Technical University. Section: Technical Sciences*, vol. 2, no. 30, pp. 121–129, 2015, doi: <https://doi.org/10.31498/2225-6733.30.2015.52731> (in Ukrainian)
6. T. Ackermann and V. Knyazkin, “Interaction between distributed generation and the distribution network: Operation aspects”, in *Asia Pacific Conference and Exhibition of the IEEE-Power Engineering Society on Transmission and Distribution*, Yokohama, Japan, Oct. 6–

Надійшла (received) 04.05.2024

## Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

**Данильченко Дмитро Олексійович (Dmytro Danylchenko)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри передачі електричної енергії; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7912-1849>; e-mail: [dmytro.danylchenko@kpi.edu.ua](mailto:dmytro.danylchenko@kpi.edu.ua).

**Кузнецов Дмитро Сергійович (Dmytro Kuznetsov)** – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-1543-7854>; e-mail: [dmytro.kuznetsov@ieeek.kpi.edu.ua](mailto:dmytro.kuznetsov@ieeek.kpi.edu.ua).



*О. М. ЄВСЕЄНКО, Н. О. КАНУННІКОВА, К. О. МІНАКОВА, Р. В. ЗАЙЦЕВ, М. В. КІРІЧЕНКО,  
М. С. ХРИПУНОВ, Р. І. САПРИКІН*

## СИСТЕМА КЕРУВАННЯ КОМБІНОВАНОЮ ТЕРМОФОТОЕНЕРГЕТИЧНОЮ СИСТЕМОЮ

Протягом останніх років розробка та впровадження енергозберігаючих рішень залишається актуальним і невід'ємним завданням для реалізації шляху зменшення викидів вуглецю та зменшення негативного впливу на навколишнє середовище. Використання комбінованих фотоелектричних/теплових систем обмежується їх високою ціною, пов'язаною головним чином зі складністю їх систем керування, навіть беручи до уваги наявність державних програм фінансової підтримки використання альтернативної енергії. Новизна пропонованої роботи полягає в розробці математичної моделі та аналітичному дослідженні системи керування комбінованою фотоелектричною/тепловою системою для дослідження роботи керуючих і логічних елементів та їх реакції на перехідні та аварійні режими під час роботи таких систем. Метою роботи є проведення експлуатаційного аналізу, аналітичних та оптимізаційних досліджень системи керування комбінованою фотоелектричною/тепловою системою для забезпечення надійної роботи в перехідних та аварійних режимах та значного спрощення проектування такої системи. В роботі застосовані методи математичного моделювання та використання спеціалізованого програмного забезпечення. За результатами роботи було розроблено математичну модель системи керування комбінованою фотоелектричною/тепловою системою, яка працює зі змінним набором керуючих та логічних елементів. Запропоновано структурне рішення системи керування для подальшого впровадження та натурних випробувань. Розроблено критерії реагування системи керування на перехідні та аварійні режими роботи комбінованої фотоелектричної/теплової системи. Практична цінність. Встановлено допустимі та критичні значення ряду параметрів, що характеризують роботу комбінованої фотоелектричної/теплової системи в нормальному режимі та визначено відхилення від яких свідчать про наявність аварійної ситуації. Запропоновані алгоритми системи керування дозволять підвищити надійність комбінованої фотоелектричної/теплової системи та знизити ризик виникнення аварійних ситуацій під час натурних випробувань та подальшої експлуатації.

**Ключові слова:** датчик, диференціальне керування, система керування, мікропроцесор, алгоритм, PV/T системи, сонячна енергетика.

*О. М. YEVSEIENKO, N. O. KANUNNIKOVA, K. O. MINAKOVA, R. V. ZAITSEV, M. V. KIRICHENKO,  
M. S. KHRYPUNOV, R. I. SAPRYKIN*

## THE CONTROL UNIT OF THE COMBINED PHOTOVOLTAIC/THERMAL SYSTEM

During the last years the design and implementation of energy-saving solutions remains a relevant and integral task for implementation the route of decreasing carbon emissions and reduce the negative impact on the environment. Using combined photovoltaic/thermal systems is limited by their high price connected mainly with the complexity of their control systems, even taking into account availability of government programs for financial support for the use of alternative energy. The novelty of the proposed work consists in the development of a mathematical model and the analytical study of the control system of combined photovoltaic/thermal system for research the operation of control and logic elements and their response to transient and emergency modes during such systems operation. Aim of the work - operational analysis, analytical and optimization studies of the control system of the combined photovoltaic/thermal system to ensure reliable operation in transient and emergency modes and significantly simplify the design of such a system. In this article was implemented mathematical modeling methods and using specialized software. As a result of the work the mathematical model of the control system of combined photovoltaic/thermal system which operates with variable set of control and logic elements was developed. A structural solution of the control system is proposed for further implementation and field testing. The response criteria of the control system to transient and emergency operation modes of the combined photovoltaic/thermal system have been developed. Practical value. It was established the permissible and critical values of a number of parameters characterizing the operation of combined photovoltaic/thermal system in normal mode and deviations from which indicate the presence of an emergency situation are determined. The proposed algorithms of the control system will make it possible to increase the reliability of combined photovoltaic/thermal system and reduce the risk of emergency situations during field tests and further operation.

**Keywords:** sensor, differential control, control system, microprocessor, algorithm, PV/T systems, solar energy.

**Проблематика.** Протягом останніх десятиліть проектування та впровадження енергозберігаючих рішень залишається актуальною та невід'ємною задачею для урядів країн, промислових підприємств та будівельної галузі, громадських екологічних організацій.

Реалізація енергозберігаючих рішень важлива для забезпечення розвитку економіки країн, диверсифікації джерел енергопостачання та зменшення залежності від імпорту енергії. Для цього уряди країн приймають нормативні акти та постанови, надають фінансову підтримку підприємствам з метою зниження витрат на енергію, підвищення ефективності виробництва та покращення конкурентоспроможності. Проектування та використання енергозберігаючих технологій і матеріалів є важливим завданням для будівельної галузі з метою створення енергоефективних будівель і зниження споживання енергії в будинках та спорудах.

Не менш важливою ця проблема є і для громадських організацій та активістів. Результати їхньої роботи можуть відігравати важливу роль у підвищенні свідомості населення, сприянні змінам у суспільстві, реалізації енергоефективних проєктів, боротьбі з наслідками техногенних катастроф.

Однією з основних концепцій енергозбереження є використання нескінченних джерел енергії, таких як сонце, вітер, біомаса та геотермальна енергія. Використання сонячної енергії для мешканців приватного сектора або багатоповерхових будинків є більш доступним, ніж вітру, біомаси та геотермальної енергії, для застосування яких потрібні значні фінансові вливання.

Зниження вартості сонячних панелей, наявність урядових програм щодо фінансової підтримки застосування альтернативної енергетики, можливість економії коштів робить використання сонячної енергії

економічно вигідним. Крім того, це дає значний екологічний ефект: допомагає зменшити виділення вуглецю та зменшити негативний вплив на довкілля.

**Мета статті.** Проведення експлуатаційного аналізу, аналітичних та оптимізаційних досліджень системи керування комбінованою фотоелектричною/тепловою системою для забезпечення надійної роботи в перехідних та аварійних режимах та значного спрощення проектування такої системи.

**Аналіз літературних джерел.** Управління системою опалення і гарячого водопостачання з використанням відновлюваних джерел енергії наведено у [1]. У цій роботі розроблено автоматизовану систему з використанням контролера ПЛК 160, SCADA-системи та НМІ (human machine interface). Описано та впроваджено алгоритм управління системою опалення та гарячого водопостачання. Досліджено можливість спільного використання теплового насоса, геліосистеми та централізованого джерела теплової енергії для опалення та гарячого водопостачання. Указується, що на опаленні та гарячому водопостачанні було зекономлено до 180 тис. грн за сезон 2016–2017 рр. завдяки зменшенню споживання тепла від зовнішнього джерела теплової енергії. Це вдалося досягти за рахунок побудови системи автоматизованого керування, диспетчеризації, встановлення лічильників води, електричної та теплової енергії, датчиків температури в приміщенні. Проте, цю систему було впроваджено комплексно і в статті не наводиться, яку кількість ресурсів було заощаджено саме за рахунок використання геліосистеми.

У [2] описані результати експериментальних випробувань прототипу пасивного повітряного сонячного колектору, а саме вплив інтенсивності випромінювання та відхилення сонячного колектору від вертикалі на підвищення температури повітря, що протікає через колектор. Установлено, що вертикальне розташування колектору не забезпечує максимальної ефективності пристрою.

Можливість використання різних конструкцій сонячних накопичувальних колекторів обговорюється в роботі [3]. Цей огляд підтвердив, що ефективність сонячної системи опалення суттєво залежить від змін у конструкції та формі, а також від кліматичних та експлуатаційних факторів. Окремо виділяється використання нанотехнологій, сонячних батарей та дзеркал для підвищення ефективності різноманітних сонячних колекторів.

Ще один варіант системи керування, який реалізує автоматизацію сонячної теплоелектростанції, запропоновано в [4]. Описано алгоритм, де коефіцієнт посилення оптимізується за допомогою алгоритму *grow search*. Виходячи з параметрів, таких як температура, швидкість двигуна і тиск гелієвого балона у двигуні Стірлінга, сонячний концентратор розташовується таким чином, щоб піддатися максимальному впливу сонячної енергії шляхом контролю кута повороту висоти та кута повороту азимута.

Метою роботи [5] є використання техніки керування з прогнозуванням. За допомогою застосування принципу збереження енергії отримано розподілену модель колекторного поля. Крім того, використовуються моделі налаштування параметрів, які були досягнуті шляхом застосування методу найменших квадратів та моделі поліноміальних функцій, що є функціями температури.

Аналіз теоретичних засад побудови сонячних колекторів для реалізації моніторингу та контролю температури резервуара в заданому діапазоні для встановлення кращої продуктивності системи проводиться в роботі [6]. Було використано два мікроконтролера Arduino: один для моніторингу температури, а інший – для керування швидкістю водяного насоса. Керування насосом здійснюється за вимірними значеннями датчиків температури. Температуру води в резервуарі підтримують у заданому діапазоні від +30 °С до +40 °С. Зв'язок між комп'ютером і системою здійснюється шляхом послідовної передачі даних. Як закони керування використовуються диференціальне та пропорційно-інтегрально-диференціальне (ПІД) керування. Робиться висновок, що використання ПІД-регуляторів є більш цікавим через можливість розміщення його в будь-якій сонячній системі, однак це потребує додаткових витрат на апаратні засоби.

У [7] наведено результати досліджень покращення продуктивності параболічного жолобкового сонячного колектору за рахунок використання форми колектору з кутом нахилу 120° та площею отвору 2.2 м<sup>2</sup>, мідної поглинаючої трубки без скляної оболонки. Запропонована система відстеження сонця містить фоторезистивні датчики, які використовуються для визначення положення сонця, та електричні приводи для корекції положення жолоба. Система моніторингу була розроблена з використанням панелі оператора для візуалізації робочих параметрів, термопар, які вимірюють температуру в трубці абсорбера на вході та виході колектору, і датчика вимірювання потоку рідини.

За допомогою використання програмного забезпечення TRNSYS було досліджено ефективність збору тепла та виконано схемотехнічне проектування системи опалення [8]. Обчислено оптимальний кут нахилу сонячного колектору до сонця в районі Шеньян у Китаї. Велика увага приділяється ефективності роботи колектору в похмурі, дощові та снігові дні. Для обігріву будинків у такі дні пропонується застосовувати комбінований підхід: використовувати альтернативні джерела енергії та обігрів за допомогою електропостачання.

У [9] пропонується концепція гібридної фотоелектрично-теплової колекторної системи, що генерує тепло та електроенергію в одному колекторі. Таким чином збільшується кількість корисної енергії, отриманої від сонячного випромінювання. Середня потужність виробництва електричної енергії від аморфної сонячної панелі з потужністю 40 Вт становить близько 15 Вт, що достатньо для живлення обертового вентилятора для сушки.

Прогнозування енергоефективності сонячного повітряного колектору за методом штучної нейромережі наведено в [10]. У вхідному шарі мережі застосовуються шість вхідних параметрів, таких як дата, час, сонячна інтенсивність, температура навколишнього середовища, середня температура пластини. Енергоефективність використовується як вихідний параметр у вихідному шарі мережі.

**Опис об'єкта управління.** Енергія сонця використовується сонячними панелями для накопичення її в акумуляторі, перетворення за допомогою інвертора в змінний струм, передачу в мережу, або в роботі сонячного колектору для підігріву води.

Сонячні колектори поглинають промені сонця, перетворюючи їх на тепло, яке подається до теплоносія. Далі за допомогою теплоносія воно передається до теплоакумулятора, який зберігає високу температуру води протягом тривалого часу.

Кількість сонячної енергії, що потрапляє на одиницю площі поверхні планети, залежить від її географічного розташування (довгота, широта, висота поверхні над рівнем моря), пори року, часу доби, рівня хмарності. Територія України перебуває в помірному кліматичному поясі в області помірно континентального клімату та має потенціал для отримання середньої сонячної енергії близько 1000 кВт·год/м<sup>2</sup> на рік.

На рівень отримання кількості сонячної енергії сонячним колектором також впливає кут нахилу його поверхні до сонця [11]. Це значення так само залежить від географічного розташування, пори року та метеорологічних умов. Для його визначення використовуються сонячні таблиці, проводяться спеціальні розрахунки в залежності від умов місцевості.

Енергія сонця передається через скло колектору і поглинається компонентом, що називається поглинальною пластинкою. Далі поглинена енергія перетворюється на тепло і передається до рідини, що проходить через кілька трубок, які кріпляться до цієї пластини (рис. 1).

Трубки так само можуть поглинати енергію сонця і мати покриття з теплопоглинаючого матеріалу для уловлювання якомога більше сонячної енергії. Цей

матеріал може мати темний колір або спеціальне покриття. Оскільки трубка поглинає сонячну енергію, вона нагріває рідину, що протікає через неї. Також поглинальна трубка може бути оточена скляною трубкою для створення додаткового шару, щоб мінімізувати теплові втрати в атмосферу і підвищити ефективність використання енергії. Нагріта рідина за допомогою насоса потрапляє до резервуару з водою для зберігання.

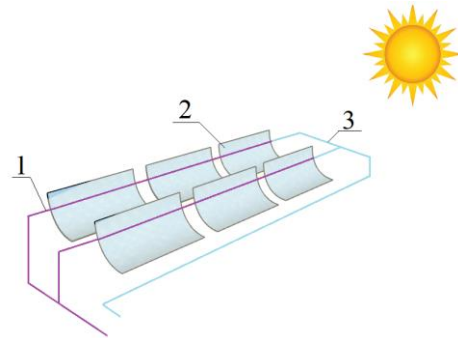


Рисунок 1 – Принцип роботи сонячного колектору:  
1 – поглинальна трубка; 2 – рефлектор; 3 – трубопровід нагрітої рідини

Існують дві схеми побудови систем теплопостачання на основі сонячного колектору: пасивна та активна (рис. 2). У пасивній схемі (рис. 2 а) для циркуляції води використовується природна конвекція: тепла вода піднімається вгору через меншу щільність, далі вона протікає по трубці і змішується з холодною водою в баку. Основними недоліками цієї схеми є суттєві тепловтрати в трубах і колекторі та невелика швидкість циркуляції води.

В активній системі (рис. 2 б) для циркуляції води використовується насос. Однак, виникає питання алгоритму роботи цього насоса. Безперервна робота насоса з однаковою швидкістю не є оптимальним варіантом через мінливість погодних умов. Також цей насос можна підключити до сонячної панелі, забезпечивши його роботу при наявності сонця, або використовувати датчик інтенсивності сонячної радіації, за показами якого корегувати потужність роботи насоса.

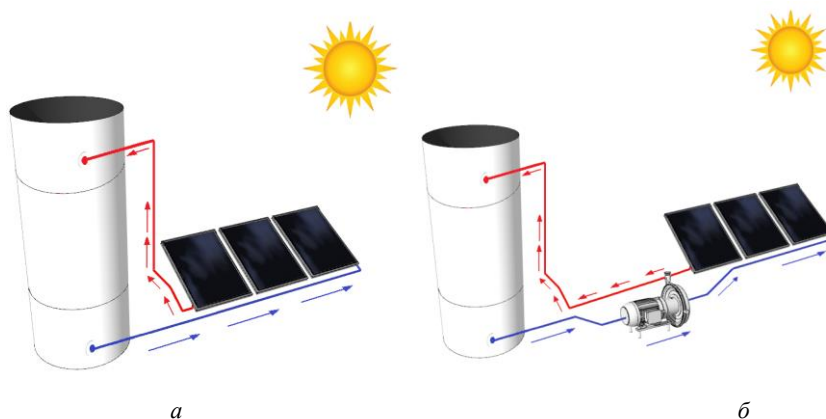


Рисунок 2 – Принцип роботи сонячного колектору: а – пасивна схема; б – активна схема

Сонячна система нагрівання води складається із наступних компонентів:

1. Сонячний колектор. Пристрій, призначений для збору і використання сонячної енергії для отримання тепла або електричної енергії.

2. Насосна станція. У системах сонячного колектору, що використовуються для нагрівання води або іншого теплоносія, ця система складається з циркуляційного насоса і клапана.

3. Розширювальний бак. Розширювальний бак у сонячній тепловій системі відіграє важливу роль у керуванні теплоносієм. Його мета полягає в компенсації змін обсягу теплоносія, викликаних його нагріванням та охолодженням у процесі роботи. Без розширювального бака можливе підвищення тиску в системі при нагріванні теплоносія, що може призвести до пошкоджень або витоків. Розширювальний бак надає додатковий простір для розширення та стиснення теплоносія, забезпечуючи постійний тиск у системі та захист від потенційних проблем.

4. Контролер управління. Контролер керує роботою циркуляційного насоса і клапана, який за програмою забезпечує перекачування теплоносія через колектор для нагрівання. Також у функціях контролера є збір, обробка даних з датчиків температури, інтенсивності сонячного випромінювання, рівня води.

5. Накопичувальний бак (резервуар для збереження тепла). Цей бак може мати обсяг довільної ємності, розпочинаючи від 300 л. У середині баку зазвичай розташовуються два змійовики: один у нижній частині, інший – у верхній. Теплоносій від сонячного колектору приходить у нижній змійовик, верхній змійовик слугує для того, щоб з бака можна було зняти надлишкове тепло. Як відомо, гаряча вода має тенденцію підніматися вгору через її нижчу щільність порівняно з холодною. Тому, якщо декілька днів поспіль похмура погода, верхня частина додатково підігривається за допомогою електронагріву.

6. Резервний нагрівач. За допомогою бойлера можливий додатковий підігрів води, якщо температура води в бойлері недостатня. Підігрів води в бойлері здійснюється за допомогою електричного нагрівача (ТЕН).

7. Сервопривід для повороту або нахилу сонячної панелі. Використовується для позиціонування системи відносно сонця. Дозволяє виставити оптимальний кут нахилу поверхні колектору та максимізувати збір сонячної енергії.

**Обладнання.** За результатами аналізу в систему входить наступне обладнання (рис. 3):

- Сонячний колектор із пластинчастим теплообмінником.
- Зворотній клапан.
- Циркуляційний насос.
- Електронагрівач (ТЕН).
- Мікропроцесорний контролер.

- Фільтр для води.
- Лічильник, який дає інформацію про зібрану кількість сонячної енергії (опціонально).

• Сервопривід.

Параметри:

1. Температура колектору, зовнішнього повітря, води в бойлері, прямої води, зворотної води.
2. Рівень освітленості (сонячна радіація).
3. Рівень води в бойлері.
4. Засміченість фільтра.

Для підключення обладнання та датчиків синтезовані наступні сигнали автоматизації (табл. 1).

Таблиця 1 – Перелік вхідних-вихідних сигналів керування сонячним колектором

№	Назва	Тип сигналу
1	Увімкнути циркуляційний насос	DO
2	Увімкнути теплонагрівач електричний	DO
3	Увімкнути запорно-регулюючий клапан	DO
4	Аварія (лампа)	DO
5	Система працює (лампа)	DO
6	Увімкнути сервопривід	AO
7	Фільтр засмічений	DI
8	Датчик рівня води (нижній)	DI
9	Датчик рівня води (середній)	DI
10	Датчик рівня води (верхній)	DI
11	Кнопка аварійного зупину (грибок)	DI
12	Датчик виміру інтенсивності сонячної радіації (піранометр)	AI
13	Датчик температури води в бойлері	AI
14	Датчик температури прямої води	AI
15	Датчик температури зворотної води	AI
16	Датчик температури зовнішнього повітря	AI
17	Датчик температури колектору	AI
18	Положення колектору	AI

Структурну схему наведено на рис. 4.

На структурній схемі до контролера підключено датчики: засміченості фільтра, рівня води в бойлері, температури прямої та зворотної води, колектору, води в бойлері; до виходів: ТЕН, клапан, насос, сервопривід. До модуля розширення підключаються датчик температури зовнішнього повітря, потенціометр, піранометр. Таким чином, вільними для підключення залишаються 2 дискретних та 1 аналоговий виходи, 3 дискретних входи на головному контролері та 1 аналоговий вхід і 4 аналогових виходи на модулі розширення.

Модуль розширення передає інформацію до головного контролера за допомогою SPI-інтерфейса. Також залишаються вільними два інтерфейси RS-485, один з яких може використовуватися для передачі інформації на верхній рівень до SCADA-системи, або до іншого контролера.

За проведеним оглядом було обрано датчики та обладнання. Результати наведені в табл. 2 і 3.

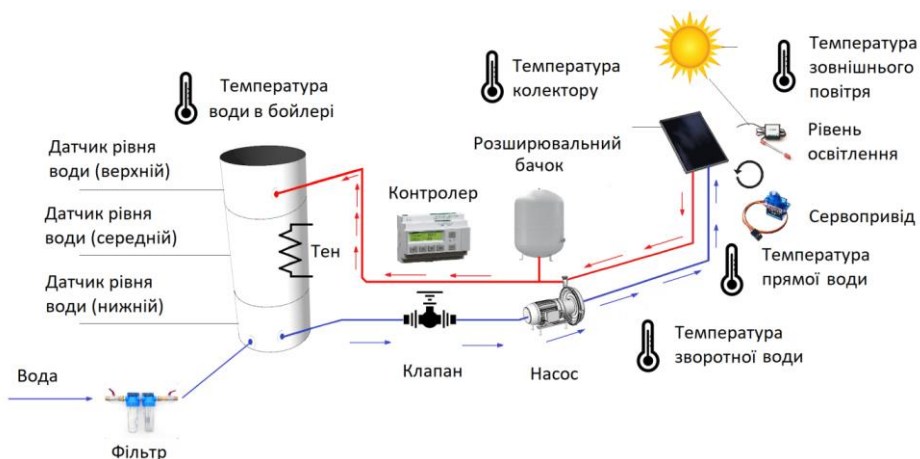


Рисунок 3 – Структурна схема компонентів і параметрів

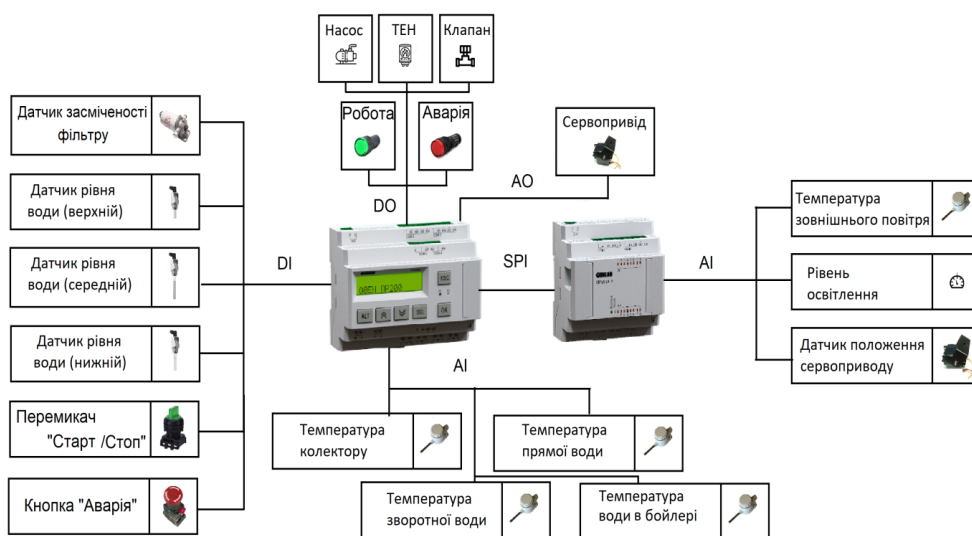


Рисунок 4 – Структурна схема підключення пристроїв

Таблиця 2 – Перелік обладнання за сигналами

№	Назва	Обладнання	Кількість
1	Циркуляційний насос	WILO VARIOS PICO-STG 15/1-7-130	1
2	Теплонагрівач електричний	Bosch Tronic 3000T ES2.5	1
3	Запорно-регулюючий клапан	Belimo H611R	1
4	Сервопривід	TowerPro SG90	1
5	Фільтр	Aquasana	1
6	Датчик рівня води (нижній)	ПДУ-3.1	3
7	Датчик рівня води (середній)		
8	Датчик рівня води (верхній)		
9	Датчик виміру інтенсивності сонячної радіації	SMP11	1
10	Датчик температури води в бойлері	ДТС014-PT1000	1
11	Датчик температури прямої води	ДТС014-PT1000	1
12	Датчик температури зворотної води	ДТС014-PT1000	1
13	Датчик температури зовнішнього повітря	ДТС125ЛІ-Pt1000.A.2.80	1
14	Датчик температури колектору	ДТС014-PT1000	1
15	Потенціометр сервоприводу	TowerPro SG90	1
16	Контролер	PR200-220.4.2.0	1
17	Модуль розширення	PRM-220.3	1
18	Реле електромеханічне	MER2-230AC 2р	2
19	Перемикач старт-стоп	ETI ECS2S-N45-10	1
20	Аварійна кнопка	ETI ECM-T01-R	1
21	Лампа червона	ETI ECLI-240A-R,	1
22	Лампа зелена	ETI ECLI-240A-G	1

Таблиця 3 – Перелік обраних датчиків із сигналами з підключенням до контролера

Вхід	Датчик	Тип сигналу	Діапазон значень
DI1	Датчик рівня води (нижній)	Сухий контакт	0...1
DI2	Датчик рівня води (середній)	Сухий контакт	0...1
DI3	Датчик рівня води (верхній)	Сухий контакт	0...1
DI4	Фільтр засмічений	Сухий контакт	0...1
DI5	Перемикач Старт/Стоп	Сухий контакт	0...1
DI6	Аварійна зупинка	Сухий контакт	0...1
DI7	Циркуляційний насос увімкнено	Сухий контакт	0...1
DI8	ТЕН увімкнено	Сухий контакт	0...1
DO1	Циркуляційний насос	DO	0...1
DO2	Теплонагрівач електричний	DO	0...1
DO3	Запорно-регулюючий клапан	DO	0...1
DO4	Лампа Робота	DO	0...1
DO5	Лампа Аварія	DO	0...1
AI1	Температура зовнішнього повітря	Термоопір Pt1000	-50...+120°C
AI2	Температура води в бойлері	Термоопір Pt 1000	-50...+120°C
AI3	Температура прямої води	Термоопір Pt 1000	-50...+120°C
AI4	Температура зворотної води	Термоопір Pt 1000	-50...+120°C
PRM AI1	Температура колектору	Термоопір Pt 1000	-50...+120°C
PRM AI2	Потенціометр сервоприводу	0...10 В	0...100 %
PRM AI3	Інтенсивність сонячної радіації	4...20 мА	0...1600 Вт/м <sup>2</sup>
AO1	Сервопривід	0...10 В	0...100 %

**Система управління.** Основний алгоритм системи керування сонячним колектором будуватиметься навколо регулювання роботи теплового насоса за показниками температури теплоносія та значенням інтенсивності сонячної радіації. Інші датчики температури та рівня води використовуються для контролю за поточним станом системи та сигналізації про аварійні ситуації.

Загальна мета побудови автоматизованої системи керування сонячним колектором полягає в тому, щоб мінімізувати втрати тепла, оптимізувати використання сонячної енергії для забезпечення комфортного опалення чи гарячого водопостачання з найменшим часом роботи насоса.

Одна з найпоширеніших систем керування насосом у сонячному колекторі ґрунтується на принципі диференціального (рис. 5) або двопозиційного керування (рис. 6). Датчики вимірюють температуру сонячного колектору та температуру в системі опалення або гарячого водопостачання. Контролер аналізує дані з датчиків та приймає рішення про включення або вимкнення насоса за лінійним законом керування та значеннями уставок.

У простій реалізації, якщо температура в сонячному колекторі вище, ніж у системі опалення або гарячого водопостачання, контролер включає насос, щоб теплоносієм циркулював через колектор та передавав тепло в систему. Якщо температура в системі стає близькою до температури в сонячному колекторі або перевищує її, контролер вимикає насос.

Більш складні системи керування насосом у сонячному колекторі можуть враховувати додаткові параметри, такі як інтенсивність сонячної радіації, час

та кліматичні умови. За поточним часом доби та з урахуванням положення сонця відбувається поворот установки із сонячним колектором.

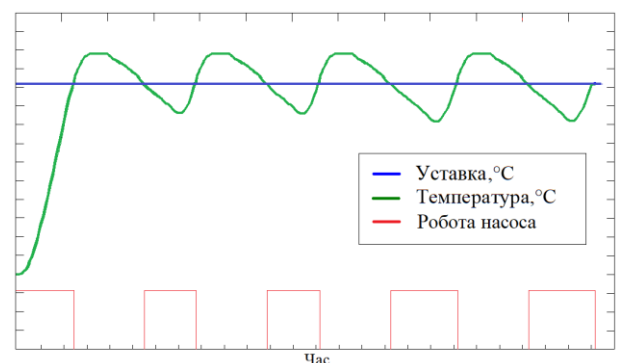


Рисунок 5 – Керування насосом за диференціальним принципом

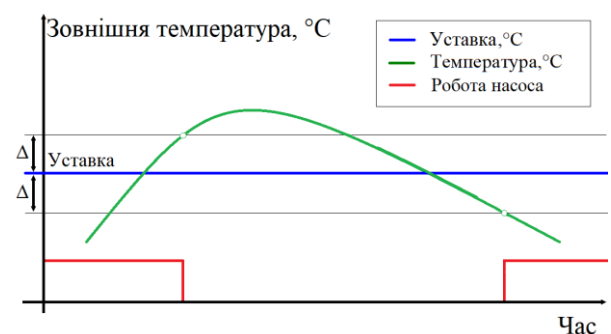


Рисунок 6 – Керування насосом за двопозиційним законом керування

На рис. 7 наведено приклад двопозиційного управління за одним параметром, написаний мовою

FBD. Програма описана в макросі для можливого повторного використання.

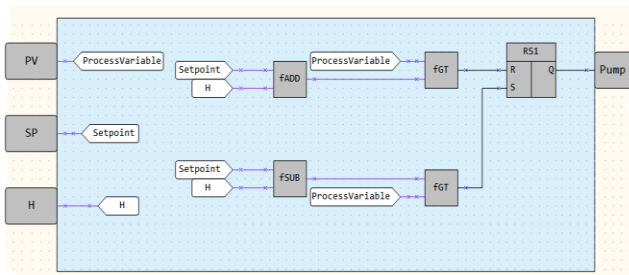


Рисунок 7 – Програма керування за двопозиційним законом:  
PV – виміряне значення, °C;  
SP – уставка, °C; H – гістерезис, °C

Якщо кількість параметрів, за якими приймається рішення про увімкнення насоса, збільшиться, то цей макрос додається в загальну програму та об'єднується з іншими за допомогою логічного AND (рис. 8).

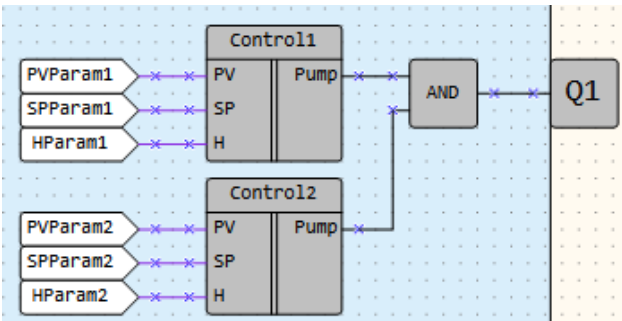


Рисунок 8 – Керування:  
PVParamX – виміряне значення з датчика номер X  
SPParamX – уставка для датчика з номером X  
HParamX – гістерезис для датчика номер X

Датчик термоопору підключається за допомогою макроса (рис. 9 і 10) та обчислюється за формулою (1), коли температура більше 0 °C, і за формулою (2), коли температура менше 0 °C:

$$t = \frac{(A^2 - 4B(1 - \frac{R_t}{R_0}))^{0.5} - A}{2B}; \quad (1)$$

де  $A = 0.0039083$ ,  $B = -5.775E-07$ ;  
 $R_0$  – 1000 Ом для Pt1000;  
 $R_t$  – виміряне значення датчиком термоопору.

$$\sum_{i=1}^4 D_i (\frac{R_t}{R_0} - 1)^i; \quad (2)$$

де  $D_1 = 255.819$ ,  $D_2 = 9.1455$ ,  $D_3 = -2.92363$ ,  
 $D_4 = 1.7909$ .

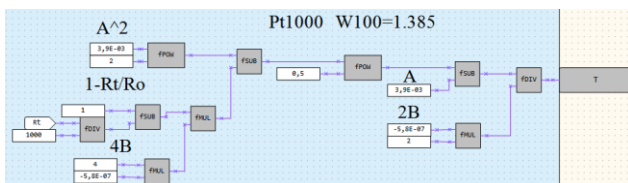


Рисунок 9 – Програма датчика при  $t \geq 0$  °C

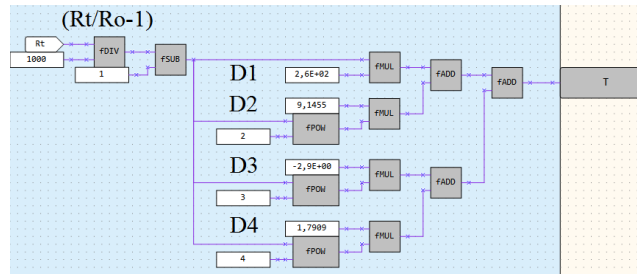


Рисунок 10 – Програма датчика при  $t < 0$  °C

Для обраного датчика виміру інтенсивності сонячної радіації використано схему підключення 4–20 мА. За технічними характеристиками для цієї схеми підключення діапазон виміру має інтервал від 0 до 1600 Вт/м<sup>2</sup>.

Для обчислення використовується формула:

$$E_{solar} = (I - 4) \cdot 100 \quad (3)$$

Макрос лінійного закону наведено на рис. 11.

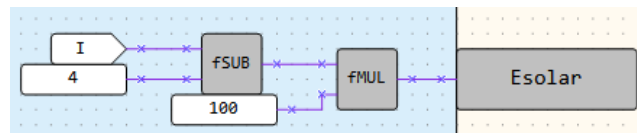


Рисунок 11 – Макрос обробки датчика інтенсивності освітлення

Також макрос має блок контролю показів виміру значень. Цей блок відповідає за отримання аналогового вхідного сигналу, перетворення його в розмірність фізичної величини, формування коду стану датчика. Код стану датчиків наведено в табл. 4.

Таблиця 4 – Код стану виміру значень датчиком

Код	Значення
0	Система в нормі
1	Вихід вхідної величини за межі діапазону, заданого параметрами макросу
2	Обрив датчика
3	Коротке замикання контактів датчика

Блок-схема обробки показу датчиків 4–20 мА наведена на рис. 12.



Рисунок 12 – Процес обробки значення аналогового датчика 4–20 мА

Програмне забезпечення виконує наступні функції:

1. Відображення поточних параметрів, режимів роботи та поточного стану виконавчих механізмів.
2. Уведення параметрів об'єкта керування.
3. Уведення параметрів технологічних регуляторів.
4. Індикація наявності аварійних подій.

**Аварійні ситуації.** Контроль наявності аварійних та нештатних ситуацій, їх попередження та передбачення є обов'язковим компонентом лубої

автоматизованої системи. Це досягається за допомогою апаратних і програмних засобів. До апаратних засобів належать кнопки аварійного зупини системи, елементи індикації, реле аварійного вимкнення, контролери з функцією резервування.

За допомогою програмних засобів відбувається передбачення можливого виникнення аварійної ситуації, обчислюється час напрацювання виконавчих пристроїв, визначення несправності датчиків, виконавчих механізмів.

Можливі наступні аварійні ситуації:

1. Несправність датчика виміру інтенсивності сонячної радіації: виник обрив датчика.

2. Несправність датчиків температури: коротке замикання, вихід виміряного значення за допустимий діапазон, обрив датчика.

3. Відсутність зворотного зв'язку від циркуляційного насоса, нагрівача або сервоприводу.

4. Відсутність зв'язку з модулем розширення.

5. Натиснута кнопка аварійного зупини (грибок).

Можливі наступні позаштатні ситуації:

1. Фільтр засмічений.

Особливої уваги потребує опис алгоритмів роботи системи при виникненні аварійної ситуації. Пропонується наступний алгоритм: при виникненні аварії датчиків або несправності виконавчих механізмів система переходить у режим зупини. У даному режимі виконавчі пристрої вимкнені, продовжується зчитування та відображення всіх значень із працюючих датчиків.

Увімкнення системи відбувається після усунення всіх аварійних ситуацій та запуску системи з дисплею, або перемикачем «Старт / Стоп».

Загальна структура екранів меню контролера наведена на рис. 13.

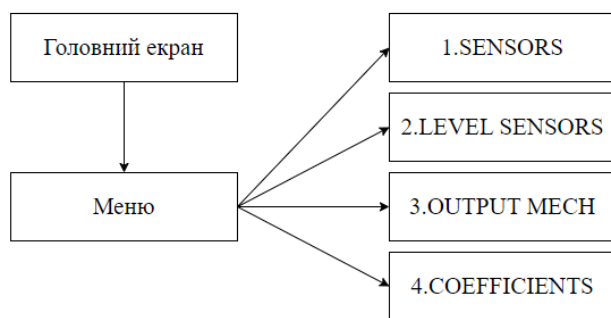


Рисунок 13 – Структура екранів меню контролера

Вимоги до організації вхідних та вихідних даних:

1. Повинна проводитись обробка виміряних значень датчиків. Під обробкою мається на увазі: фільтрація, перетворення виміряного сигналу на фізичну величину згідно із заданими значеннями верхньої і нижньої границь вимірювань або типу підключеного датчика.

2. Допустимий діапазон для вимірювання температури зовнішнього повітря повинен бути від  $-30^{\circ}\text{C}$  до  $40^{\circ}\text{C}$ . Точність вимірювання температури не має перевищувати  $0.5^{\circ}\text{C}$ .

3. Допустимий діапазон для вимірювання температури води в бойлері, прямої води, зворотної води, колектору має бути від  $0^{\circ}\text{C}$  до  $100^{\circ}\text{C}$ . Точність вимірювання температури не має перевищувати  $0.5^{\circ}\text{C}$ .

4. Допустимий діапазон для вимірювання інтенсивності сонячної радіації має бути від 0 до  $1600\text{ Вт/м}^2$ . Точність вимірювання не має перевищувати 3 %.

5. Інтервал оновлення показань (значень параметрів) на дисплеї не має перевищувати час, що дорівнює 1 с.

#### Висновки.

1. Розроблено математичну модель системи управління комбінованою фотовольтаїчною/тепловою системою, яка базується на використанні спеціалізованого програмного забезпечення для моделювання роботи елементів управління та логіки та їх реагування на перехідні та аварійні режими роботи комбінованої фотовольтаїчної/теплової системи.

2. Згідно з результатами аналітичних та оптимізаційних досліджень запропоновано структурне рішення системи управління для подальшого впровадження та польових випробувань.

3. Розроблено критерії реагування системи управління на перехідні та аварійні режими роботи комбінованої фотовольтаїчної/теплової системи. Визначено допустимі та критичні значення ряду параметрів, що характеризують роботу комбінованої фотовольтаїчної/теплової системи в нормальному режимі та відхилення від яких вказують на наявність аварійної ситуації.

4. Запропоновані алгоритми системи управління дозволяють збільшити надійність комбінованої фотовольтаїчної/теплової системи та зменшити ризик аварійних ситуацій під час польових випробувань та подальшої експлуатації.

#### Список літератури

- Simon J., Sánta R. Energy efficient smart home heating system using renewable energy source with fuzzy control design. *Decision Making: Applications in Management and Engineering*. 2023. Vol. 6, no. 1. P. 948–974. DOI: <https://doi.org/10.31181/dmame622023825>.
- Dutkowski K., Kruzel M., Fiuk J., Rokosz K., Michalska-Pozoga I., Szczepanek M. Experimental Studies on the Influence of Spatial Orientation of a Passive Air Solar Collector on Its Efficiency. *Energies*. 2023. Vol. 16, no. 10. 4125. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16104125>.
- Ahmeda O. K., Algburib S., Daouda R. W., Shubatc H. N., Aziz E. F. The Various Designs of Storage Solar Collectors: A Review. *International Journal of Renewable Energy Development*. 2022. Vol. 12, no. 1. P. 166–185. DOI: <https://doi.org/10.14710/ijred.2023.45969>.
- Nattappan A., Ganesan S. P., Thiagarajan V., Ranganathan K. Design of automation control thermal system integrated with parabolic trough collector based solar plant. *Thermal Science*. 2022. Vol. 26, no. 2. P. 947–954. DOI: <https://doi.org/10.2298/TSCI201113218N>.
- Flor Unda O. Adaptive control systems for solar collectors. *Athenae*. 2021. Vol. 2, no. 4. P. 19–25. DOI: <https://doi.org/10.47460/athenea.v2i4.18>.
- Ait Wassima A., Aggour M., Bennani F. Automating a Solar Water Heating System. *Journal of Energy Systems*. 2017. Vol. 1, no. 2. P. 56–65. DOI: <https://doi.org/10.30521/jes.330414>.
- Fiamonzini L. A., Rivas G. A. R., Ando O. H. Workbench for a Parabolic Trough Solar Collector with a Tracking System. *The Scientific World Journal*. 2022. Vol. 2022. 4505349. DOI: <https://doi.org/10.1155/2022/4505349>.



8. Hu D., Liu H., Zhu Y. et al. Modeling and Simulation of Indirect Collector Solar Hot Water Heating System Based on TRNSYS. *Journal of Physics: Conference Series*. 2023. Vol. 2503. 012066. DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2503/1/012066>.
9. Amjith S., Arjun M., Seethu V., Gayathri D. G., Rahul P. R., Amal S. Hybrid Photovoltaic Thermal Solar Collector For Solar Dryer System. *International Journal of All Research Education and Scientific Methods (IJARESM)*. 2021. Vol. 9, no. 2. P. 533–538.
10. Hasan M., Hriczó K. Prediction of Energy Efficiency of a Solar Air Collector Using Artificial Neural Network Technique. *8<sup>th</sup> International Scientific Conference on Advances in Mechanical Engineering (ISCAME 2022)*. Debrecen, Hungary, 10–11 November 2022. P. 42–43.
11. Ravi Kumar K., Krishna Chaitanya N. V. V., Sendhil Kumar N. Solar thermal energy technologies and its applications for process heating and power generation – A review. *Journal of Cleaner Production*. 2021. Vol. 282. 125296. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125296>.
4. A. Nattappan, S. P. Ganesan, V. Thiagarajan, and K. Ranganathan, “Design of automation control thermal system integrated with parabolic trough collector based solar plant”, *Thermal Science*, vol. 26, no. 2, pp. 947–954, 2021, doi: <https://doi.org/10.2298/tsci201113218n>
5. O. Flor Unda, “Adaptive control systems for solar collectors”, *Athenea*, vol. 2, no. 4, pp. 19–25, Jun. 2021, doi: <https://doi.org/10.47460/athenea.v2i4.18>
6. W. Ait Ahmed, M. Aggour, and F. Bennani, “Automating a solar water heating system”, *Journal of Energy Systems*, vol. 1, no. 2, pp. 56–64, Nov. 2017, doi: <https://doi.org/10.30521/jes.330414>
7. L. A. Fiamonzini, G. A. R. Rivas, and O. H. Ando Junior, “Workbench for a parabolic trough solar collector with a tracking system”, *The Scientific World Journal*, vol. 2022, Jul. 2022, Art. no. 4505349, doi: <https://doi.org/10.1155/2022/4505349>
8. D. Hu et al., “Modeling and simulation of indirect collector solar hot water heating system based on TRNSYS”, *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 2503, May 2023, Art. no. 012066, doi: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2503/1/012066>
9. S. Amjith, M. Arjun, V. Seethu, D. G. Gayathri, P. R. Rahul, and S. Amal, “Hybrid photovoltaic thermal solar collector for solar dryer system”, *International Journal of All Research Education and Scientific Methods (IJARESM)*, vol. 9, no. 2, pp. 533–538, 2021.
10. M. Hasan and K. Hriczó, “Prediction of energy efficiency of a solar air collector using artificial neural network technique”, in *8<sup>th</sup> international scientific conference on advances in mechanical engineering (ISCAME 2022)*, Debrecen, Hungary, Nov. 10–11, 2022. pp. 42–43.
11. K. Ravi Kumar, N. V. V. Krishna Chaitanya, and N. Sendhil Kumar, “Solar thermal energy technologies and its applications for process heating and power generation – A review”, *Journal of Cleaner Production*, vol. 282, Feb. 2021 Art. no. 125296, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125296>

## References

1. J. Simon and R. Sánta, “Energy efficient smart home heating system using renewable energy source with fuzzy control design”, *Decision Making: Applications in Management and Engineering*, vol. 6, no. 2, pp. 948–974, Sep. 2023, doi: <https://doi.org/10.31181/dmame622023825>
2. K. Dutkowski, M. Kruzel, J. Fiuk, K. Rokosz, I. Michalska-Požoga, and M. Szczepanek, “Experimental studies on the influence of spatial orientation of a passive air solar collector on its efficiency”, *Energies*, vol. 16, no. 10, May 2023, Art. no. 4125, doi: <https://doi.org/10.3390/en16104125>
3. O. K. Ahmed, S. Algburi, R. W. Daouda, H. N. Shubat, and E. F. Aziz, “The various designs of storage solar collectors: A review”, *International Journal of Renewable Energy Development*, vol. 12, no. 1, pp. 166–185, Dec. 2022, doi: <https://doi.org/10.14710/ijred.2023.45969>

Надійшла (received) 03.05.2024

## Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

**Євсеєнко Олег Миколайович (Oleg Yevseienko)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри автоматизації і управління в технічних системах; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5432-1211>; e-mail: [oleh.yevseienko@khp.edu.ua](mailto:oleh.yevseienko@khp.edu.ua).

**Кануннікова Надія Олександрівна (Nadiia Kanunnikova)** – доктор філософії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», старший науковий співробітник кафедри мікро- та наноелектроніки; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3611-6729>; e-mail: [Nadiia.Kanunnikova@khp.edu.ua](mailto:Nadiia.Kanunnikova@khp.edu.ua).

**Мінакова Ксенія Олександрівна (Kseniia Minakova)** – кандидат фізико-математичних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», провідний науковий співробітник кафедри мікро- та наноелектроніки; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8869-1082>; e-mail: [kseniiia.minakova@khp.edu.ua](mailto:kseniiia.minakova@khp.edu.ua).

**Зайцев Роман Валентинович (Roman Zaitsev)** – доктор технічних наук, професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», завідувач кафедри мікро- та наноелектроніки; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2286-8452>; e-mail: [roman.zaitsev@khp.edu.ua](mailto:roman.zaitsev@khp.edu.ua).

**Кіріченко Михайло Валерійович (Mykhailo Kirichenko)** – кандидат технічних наук, старший дослідник, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри мікро- та наноелектроніки; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4847-506X>; e-mail: [mykhailo.kirichenko@khp.edu.ua](mailto:mykhailo.kirichenko@khp.edu.ua).

**Хрипунів Михайло Семенович (Mykhailo Khrypunov)** – аспірант кафедри мікро- та наноелектроніки, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8623-5174>; e-mail: [mykhailo.khrypunov@infiz.khp.edu.ua](mailto:mykhailo.khrypunov@infiz.khp.edu.ua).

**Сапрукін Ростислав Ігорович (Rostislav Saprykin)** – аспірант кафедри мікро- та наноелектроніки, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-4539-5188>; e-mail: [rostyslav.saprykin@infiz.khp.edu.ua](mailto:rostyslav.saprykin@infiz.khp.edu.ua).

*Л. Б. ЖОРНЯК, О. І. АФАНАСЬЄВ, В. М. ЩУСЬ*

## АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ СИСТЕМИ ЕКРАНУВАННЯ ПОЛІМЕРНИХ ІЗОЛЯЦІЙНИХ КОНСТРУКЦІЙ ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ

В статті авторами проведено аналіз існуючих систем екранування ізоляційних конструкцій апаратів високої напруги разом з електродами, що знаходяться під високим потенціалом. При цьому розглядаються можливості застосування тороїдальних екранів різного конструктивного виконання та умов їх встановлення в структурі газонаповненого апаратного обладнання (газонаповнені вимірювальні трансформатори струму та напруги, обмежувачі перенапруг тощо) з використанням полімерних ізоляційних матеріалів. На основі аналізу літературних джерел запропоновано найбільш ефективну методику оцінки параметрів електричного навантаження для визначення розподілу напруженості електричного поля вздовж твердої суцільної ізоляційної конструкції газонаповнених високовольтних пристроїв з аксіальною симетрією. Така конструкція являє собою опорно-ізолюючу покришку, заповнену елегазом в якості внутрішнього ізолюючого середовища. Рекомендовано методичні матеріали, що дозволяють оцінити параметри електричного навантаження (напругу та напруженість поля) в залежності від конструктивних особливостей апарату та системи екранування, що використовується для вирівнювання електричного поля. На їх основі створюється можливість здійснити оцінку ефективності впливу конструктивних чинників системи екранування газонаповненого високовольтного обладнання в процесі проектування та при удосконаленні окремих конструктивних рішень. Результати аналітичної оцінки такими методами добре узгоджуються з даними експериментальних досліджень та статистичною інформацією, отриманою в результаті моніторингу роботи ізоляційних конструкцій з урахуванням реальних умов експлуатації та впливу зовнішніх чинників. Впровадження отриманих матеріалів дозволяє врахувати вплив зовнішніх факторів і експлуатаційних характеристик, властивих вимірювальним трансформаторам та обмежувачам перенапруг. Для пояснення результатів проведеного в статті аналізу методичних матеріалів, як приклад, наведено результати розрахунків опорно-ізоляційної покришки газонаповненого трансформатора струму серії ТОГ, що зазнає найбільшого впливу під час експлуатації при несприятливих умовах, таких як зовнішнє забруднення, вологість та їх поєднання, а також в умовах перенапруг різного походження тощо. На основі представлених матеріалів можна більш точно визначити ефективність різних систем екранування, спрогнозувати параметри розподілу напруженості поля під впливом системи екранування з урахуванням її конструктивних особливостей. Крім того, на основі сформуованих у роботі висновків можна спланувати та провести додаткову серію розрахунків та експериментальних випробувань з урахуванням конкретних особливостей ізоляційних конструкцій. Таким чином, отримані результати можуть бути використані для оцінки параметрів зовнішньої ізоляції як газонаповнених вимірювальних трансформаторів, так і аналогічного високовольтного обладнання розподільних пристроїв і трансформаторних підстанцій.

**Ключові слова:** газонаповнений трансформатор струму, напруженість поля, опорно-ізоляційна покришка, напруга перекриття, тороїдальний екран, радіуси труби екрану та екрану, надійність, ефективність.

*L. B. ZHORNIAK, A. I. AFANASIEV, V. M. SCHUS*

## ANALYSIS OF THE FEATURES OF THE SHIELDING SYSTEM OF POLYMER INSULATION STRUCTURES OF HIGH VOLTAGE ELECTRICAL EQUIPMENT

In the article, the authors analysed the existing shielding systems of insulating structures of high-voltage devices together with electrodes under high potential. At the same time, the possibilities of using toroidal screens of various designs and the conditions of their installation in gas-filled equipment structures (gas-filled current and voltage measuring transformers, arresters, etc.) using polymer insulating materials are considered. Based on the analysis of literary sources, the most effective method of estimating the electric load parameters for determining the electric field strength distribution along the continuous insulating structure of gas-filled high-voltage devices with axial symmetry is proposed. This design is a support-insulating shell filled with SF<sub>6</sub> as an internal insulating medium. Methodical materials are recommended that allow you to estimate the electrical load parameters (voltage and field strength) depending on the design features of the device and the shielding system used to level the electric field. Based on them, it is possible to evaluate the effectiveness of the calculation coefficients of the shielding system of gas-filled high-voltage equipment in the design process and during the improvement of individual design solutions. The results of the analytical evaluation by such methods are in good agreement with the data of experimental studies and statistical information obtained as a result of monitoring the work of insulating structures, taking into account real operating conditions and the influence of external factors. The introduction of the obtained materials allows you to take into account the influence of external factors and operational characteristics inherent in measuring transformers and overvoltage limiters. To explain the results of the analysis of methodical materials carried out in the article, as an example, the results of calculations of the support-insulation shell of the gas-filled current transformer of the TOG series, which was the most affected during operation, are given. In adverse conditions, given under such conditions as external pollution, humidity and their combination, as well as under conditions of overvoltage of various origins, etc. On the basis of the presented materials, it is possible to more accurately determine the effectiveness of various screenings. system, as well as how to predict the field strength distribution parameters under the influence of the shielding system, taking into account its design features. In addition, on the basis of the conclusions formed in the work, it is possible to plan and conduct an additional series of calculations and experimental tests taking into account the features of specific structures. Thus, the obtained results can be used to evaluate the external insulation parameters of both gas-filled measuring transformers and similar high-voltage equipment of distribution devices and transformer substations.

**Keywords:** gas-filled current transformer, field intensity, insulating shell, overlap voltage, toroidal shield, shield and shield tube radii, reliability, efficiency.

**Вступ.** Будь-яке електроенергетичне високовольтне обладнання закритих або відкритих розподільних пристроїв станцій та підстанцій (масляні та елегазові трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН), вводи силових трансформаторів, елегазові колонкові та бакові вимикачі, елегазові комплекtnі розподільні пристрої, обмежувачі перенапруги, роз'єднувачі тощо) з напругою від 3 кВ до 1150 кВ має в своєму складі ізоляційну конструкцію (ІК), яка є важливою складовою частиною їх конструкцій і, зазвичай, крім ізоляційних завдань, виконує ще й інші функції, зокрема, сприйняття або передачу механічних сил, відведення тепла або герметизацію від навколишнього середовища (рис. 1–6). До того ж

© Л. Б. Жорняк, О. І. Афанасьєв, В. М. Щусь, 2024

ізоляційна конструкція повинна забезпечувати електричну ізоляцію струмопровідних частин електричного апарату від заземлених частин, або від струмопровідних частин інших полюсів, а також виконувати функцію підтримки та закріплення частин, що знаходяться під високою напругою.

Через необхідність забезпечення перерахованих вимог, що висуваються до ІК, визначається концепція її виконання, конструкція та форма конкретного ізоляційного пристрою, а також ізоляційний матеріал, з якої вона виготовляється [1–3].

При технічній реалізації ізоляції варто пам'ятати, що не завжди вдається знайти оптимальне з усіх точок зору рішення. Тому часто необхідно домагатися компромісів, які забезпечують нормальне функціонування та необхідний термін експлуатації обладнання за умови найбільш економічного вирішення.



Рисунок 1 – Електроенергетичне високовольтне обладнання відкритого розподільного пристрою підстанції 800 кВ GE VERNOVA [4]



Рисунок 2 – Високовольтний роз'єднувач для зовнішньої установки [4]



Рисунок 3 – Зовнішній вигляд тороїдальних екранів обладнання підстанції 800 кВ виробництва SIMENS [5]



Рисунок 4 – Високовольтні вводи виробництва ABB [6, 7]



Рисунок 5 – Вимірювальні трансформатори-TOR-110S [8]



Рисунок 6 – Обмежувач перенапруги типу ОПНн-750 у складі ОРУ-750 кВ на Запорізькій АЕС [9]

Працездатність та економічна ефективність зовнішньої ізоляції електрообладнання високої та надвисокої напруги є основними складовими загальної проблеми забезпечення високої надійності та покращення техніко-економічних показників роботи енергетичної системи України. Вирішення цього завдання безпосередньо пов'язане зі створенням оптимальних варіантів виконання ізоляційних конструкцій високої надійності за умови мінімальних витрат на їх створення.

Найважливішим критерієм при виборі зовнішньої ізоляції, що визначає габарити ізоляції, як правило, є її надійна робота в умовах забруднення та зволоження.

Першочерговий інтерес представляє завдання вибору ізоляції для ліній електропередачі і підстанцій змінного струму, що забезпечують основний потік електроенергії, а також високоекономічні та гнучкі лінії передачі постійного струму з високою пропускну здатністю потребують обґрунтований вибір ізоляції за критерієм її надійної роботи в системах постійного струму.

**Аналіз стану питання.** Найбільш жорсткі вимоги пред'являються до надійності ізоляції підстанційного обладнання, оскільки аварії внаслідок перекриттів цієї ізоляції можуть спричинити значне недовідпускання електроенергії. Короткочасна і тривала електрична міцність, а також ряд інших важливих характеристик ізоляційних конструкцій сильно залежать від конфігурації та геометричних параметрів електричних полів в ізоляційних проміжках. Тому аналіз електричних полів та вибір засобів для їх регулювання займають важливе місце у створенні ізоляційних конструкцій [1–3, 10, 11].

Аналіз електричних полів для деяких найпростіших конструкцій можна здійснити за допомогою аналітичних методів. На теперішній час поля складної конфігурації розраховуються з використанням чисельних методів (інтегральних рівнянь, еквівалентних зарядів, сіток тощо) [9, 10], що забезпечують похибку вирахування максимальних значень напруженості не більше 5–10 %.

Для спрощеної характеристики форми електричного поля в ізоляційному проміжку зазвичай використовують коефіцієнт неоднорідності поля  $k_n = E_{\max}/E_{\text{ср}}$ , де  $E_{\max}$  та  $E_{\text{ср}}$  – відповідно максимальна та середня напруженості на ізоляційному проміжку, або величину  $\eta = 1/k_n$ , яку називають коефіцієнтом використання ізоляції. У ряді випадків в якості параметрів, що характеризують поле в проміжку, використовуються площа  $S_a$  частини поверхні електрода або об'єм  $V_a$  області проміжку, в межах яких напруженість  $E \geq \alpha \cdot E_{\max}$ , де  $\alpha < 1,0$  (зазвичай  $\alpha = 0,8 \dots 0,9$ ). Площа  $S_a$  та обсяг  $V_a$  називаються «напруженими» чи «активними».

За відсутності спеціальних заходів електричні поля в ізоляційних конструкціях установок високої напруги є, як правило, різко неоднорідними ( $k_n > 3,0$ ). Ізоляційні проміжки з такими полями мають ряд істотних недоліків. Так, у повітряних проміжках з  $k_n > 3,0$  при відносно низьких напругах виникає коронний розряд, що супроводжується значними втратами енергії та потужними радіоперешкодами. Середня розрядна напруженість для таких проміжків при порівняно малих ізоляційних відстанях (до 2 м), приблизно в 4–5 разів нижче, ніж для проміжків зі слабонеоднорідними полями. За умови збільшення ізоляційних відстаней понад 2 м середні розрядні напруженості поступово знижуються ще більше. Для внутрішньої ізоляції практично будь-якого типу з різконеоднорідними електричними полями характерні відносно низькі

напруги виникнення часткових розрядів і, відповідно, низькі тривала та короткочасна електричні міцності.

Вирівнювання електричного поля завжди дає підвищення електричної міцності проміжків і дозволяє скоротити ізоляційні відстані в конструкції. Наприклад, товщина  $d$  внутрішньої ізоляції у багатьох випадках визначається з умови  $E_{\max} \leq E_{\text{доп}}$  де  $E_{\text{доп}}$  – допустима максимальна напруженість при розрахунковому значенні напруги  $U_{\text{розр}}$ , а цій умові відповідає нерівність  $d \geq k_n \cdot U_{\text{розр}} / E_{\text{доп}}$ . А отже, вирівнювання електричного поля дає зменшення товщини внутрішньої ізоляції, пропорційне коефіцієнту  $k_n$ . Отже, за допомогою регулювання електричних полів вирішуються задачі зниження втрат енергії на корону та рівня радіоперешкод, а також зменшення ізоляційних відстаней у зовнішній та внутрішній ізоляції. Тим самим зрештою вирішуються завдання створення економічно доцільних високовольтних конструкцій.

Оптимальний ступінь вирівнювання поля повинен визначатися в кожному конкретному випадку на основі аналізу техніко-економічних показників можливих варіантів виконання всієї установки в цілому. Досвід розробки ізоляційних конструкцій свідчить про те, що зі зростанням номінальної напруги економічна ефективність різних засобів регулювання електричних полів різко зростає. Для над- та ультрависоких номінальних напруг конструкції без ефективного регулювання полів, як правило, технічно неможливі.

Відомо, що у нерівномірному полі окремі ділянки електроізоляційної конструкції несуть підвищене електричне навантаження, через що може статися досить швидке руйнування матеріалів перевантажених областей, а на решту частин буде діяти підвищена напруженість поля, що призведе до їх руйнування.

Завадити цьому при неоднорідному електричному полі можна, по перше, шляхом збільшення розмірів конструкцій через що підвищиться працездатність електричної ізоляції, при цьому напруженість поля знижуватиметься в найбільш навантажених ділянках. Однак, через підвищення габаритних розмірів, маси і, як наслідок, суттєве зростання вартості електричного апарату в цілому, такий шлях економічно не виправданий.

Другий можливий шлях – це вирівнювання електричного поля в самій конструкції шляхом регулювання (вирівнювання) електричного поля завдяки чому створюється більш рівномірний розподіл електричного навантаження на окремих ділянках електроізоляційних матеріалів, підвищуючи, як правило, їх працездатність.

Як відомо, регулювання електричного поля можна здійснювати двома способами: змінюючи або активну провідність, або ємність окремих ділянок ізоляції ІК. Перший спосіб регулювання реалізується наступними конструктивними рішеннями: підбором електроізоляційних матеріалів з різною провідністю, використанням активних дільників напруги, встановленням коронуючих електродів, а також застосуванням напівпровідникових покриттів. Ємнісні способи регулювання електричних полів засновані на збільшенні ємності тих ділянок електричної ізоляції, в

яких необхідно знизити падіння напруги, що отримується: розміщенням у місцях з високим падінням напруги діелектриків з підвищеною діелектричною проникністю (градуванням ізоляції), використанням внутрішніх та зовнішніх екранів або використанням конденсаторних обкладинок.

Екрани різної форми (рис. 7) застосовуються для обмеження найбільших напруженостей електричного поля на елементах високовольтних конструкцій та вирівнювання електричних полів в ізоляційних проміжках, а саме біля високовольтного електрода, у тих випадках, коли цим елементам неможливо або не раціонально надати форму, яка забезпечуватиме необхідну міру обмеження напруженості поля. Крім того, таке технічне рішення підвищує напругу появи коронного розряду на частинах конструкції, які знаходяться під високим потенціалом, як при робочій напрузі, так і при виникненні перенапруг, до того ж зменшує радіозавади, вирівнює розподіл напруги по висоті ІК та зменшує відстані між контактами, наприклад у роз'єднувачів, або між сусідніми фазами.



Рисунок 7 – Зовнішній вигляд типів екранів для встановлення на електроустановці класів до 1150 кВ розробки та виробництва Українського інституту трансформаторобудування «ВІТ» (м. Запоріжжя): а – тарілчастий сферичний; б – циліндричний; в – подвійний тороїдальний зі сферичним екраном; г – потрійний тороїдальний; д – сферичний; е – подвійний тороїдальний [12]

Досвід експлуатації ізоляційних конструкцій показав, що електрична міцність колонок опорних ізоляторів при дії перенапруг практично повністю визначається характером електричного поля, що

сформовано на високовольтному кінці ізоляційної конструкції. Досягти зниження напруженості поля високовольтного електрода, де воно має максимальне значення, можна встановленням відповідних екранів [1–3, 10–12]. Екрани дозволяють виключити появу та подальший розвиток електричного розряду вздовж поверхні ізоляційної конструкції та забезпечити розвиток усіх розрядів повітрям між екраном і землею.

Одним із головних параметрів, що є критерієм ефективності роботи будь-якої ізоляційної конструкції, є допустима робоча напруга електричного поля, яка залежить від якості ізоляції. Застосування різних типів екранів дозволяє змінювати максимальну робочу напругу в широких межах за умови постійної величини середньої напруги. Тому від конструкції екранів суттєво залежить ефективність використання ізоляції та надійність її роботи.

Серед екранів різних форм, але однакових габаритів найбільший радіус кривизни поверхні і, отже, найбільший ефект обмеження максимальної напруженості  $E_{\text{макс}}$  дають сферичні екрани (див. рис. 7 а, в та д). Такі екрани, що розташовані у повітрі, частіше виготовляються зі стандартних елементів малого розміру, що укріплюються на жорсткому металевому каркасі (див. рис. 7 а). Вони значно зручніші у виготовленні з технологічної точки зору, однак коефіцієнт гладкості поверхні для них значно нижчий, ніж для суцільних сферичних екранів. Сферичні екрани для електроустановок вищих класів напруги виходять громіздкими, вони складні у виготовленні, ускладнюють доступ до елементів конструкції в середині екрана, а при зовнішній установці можуть бути причиною великих вітрових навантажень. Тому в таких установках широко використовують тороїдальні екрани (див. рис. 7 б–г та е).

Як зазначається в [1, 10–12], при правильному виборі розміру та розташування екрана вздовж ізоляційної конструкції її розрядна напруга при сухій поверхні визначається довжиною повітряного проміжку між екраном та землею. Зі збільшенням діаметру тороїдального екрана при незмінному діаметрі труби, з якої виготовляють екран, розрядна напруга зростає. Також зазначається, що розрядні напруги слабо залежать від виду діючої напруги. Чим рівномірніше електричне поле повітряного проміжку, тим слабша залежність розрядної напруги від тривалості фронту імпульсу. Та як і для лінійної ізоляції, розрахункова напруга практично не залежить від тривалості, що діє. Оскільки зі збільшенням діаметра тороїдального екрану разом зі зростанням розрядної напруги відносно землі зменшується повітряний проміжок до сусідніх фаз або між розімкненими контактами роз'єднувача, віддають перевагу замість збільшення діаметра тороїда йти шляхом застосування здвоєних або потрійних екранів меншого діаметра.

**Мета статті.** Метою цієї роботи є проведення аналізу систем екранування ізоляційних конструкцій апаратів високої та надвисокої напруги разом з їх електродами, що знаходяться під високим потенціалом. Дослідити ефективність та удосконалити системи екранування електроустановки з різними

потенціалами та довести можливість зниження матеріалоемності кольорових металів високовольтних вимірювальних трансформаторів за рахунок оптимізації та удосконалення конструкції системи екранування на прикладі газонаповненого трансформатора струму серії ТОГ-245, структуру якого показано на рис. 8 а [13–15].

**Основна частина.** В конструкції трансформатора струму (ТС), що розглядається для вирівнювання розподілу напруженості використовується вбудований просторовий екран циліндричної форми (див. рис. 9 а) [12–14, 16, 17]. Він виконаний з алюмінієвого сплаву марки АД1 та розміщений у верхній частині ізоляційної покривки (рис. 8 а та б). Заміна екрану зазначеної конструкції на потрійний тороїдальний екран (рис. 9 б) з аналогічного матеріалу на нашу думку дозволяє значно зменшити матеріалоемність екрану. При цьому забезпечується приблизно такий же рівень напруженості поля в місці його встановлення.

Конструкція трансформатора струму, що зображена на рис. 8 а, має наступні вузли та деталі:

1. Мембрана.
2. Вторинна обмотка з магнітопроводом.
3. Ізоляція вторинної обмотки.
4. Опорні ізолятори.
5. Вбудований просторовий екран циліндричної форми.
6. Ізоляційний циліндр виводів вторинних обмоток.
7. Металева труба підставки активної частини, що виконує роль «нульової» обкладки.
8. Коробка виводів вторинних обмоток.

9. Кожух на вентиль заповнення електричним газом.
10. Вентиль.
11. Цоколь (підставка).
12. Вивід для заземлення.
13. Манометр для контролю тиску електричного газу.
14. Кожух на манометр.
15. Високовольтний порожній ізолятор (покривка).
16. Кожух на первинні виводи.
17. Первинна обмотка.
18. Металевий бак (корпус).

Також відома конструкція ТС з екраном конічної форми, що показана на рис. 10 а. У даній конструкції трансформатора струму для вирівнювання розподілу напруженості поля вздовж опорної ізоляційної конструкції застосовується просторовий тороїдальний екран, виконаний з алюмінію [13, 14].

З метою економії кольорових металів пропонується замінити просторовий екран на подвійний тороїдальний, а також – матеріал екрану, зокрема замінити мідь на алюміній. За рахунок застосування такого технічного рішення знижується матеріалоемність та вартість трансформатора струму загалом. Результати досліджень, які наведені у [10, 11], доводять, що при конструкції трансформатора з потрійним тороїдальним екраном зі співвісних тороїдів (див. рис. 10 з) середній, який екранований з обох сторін, використовується неефективно, тобто напруженість поля вздовж його поверхні є значно меншою, ніж на інших крайніх тороїдах.

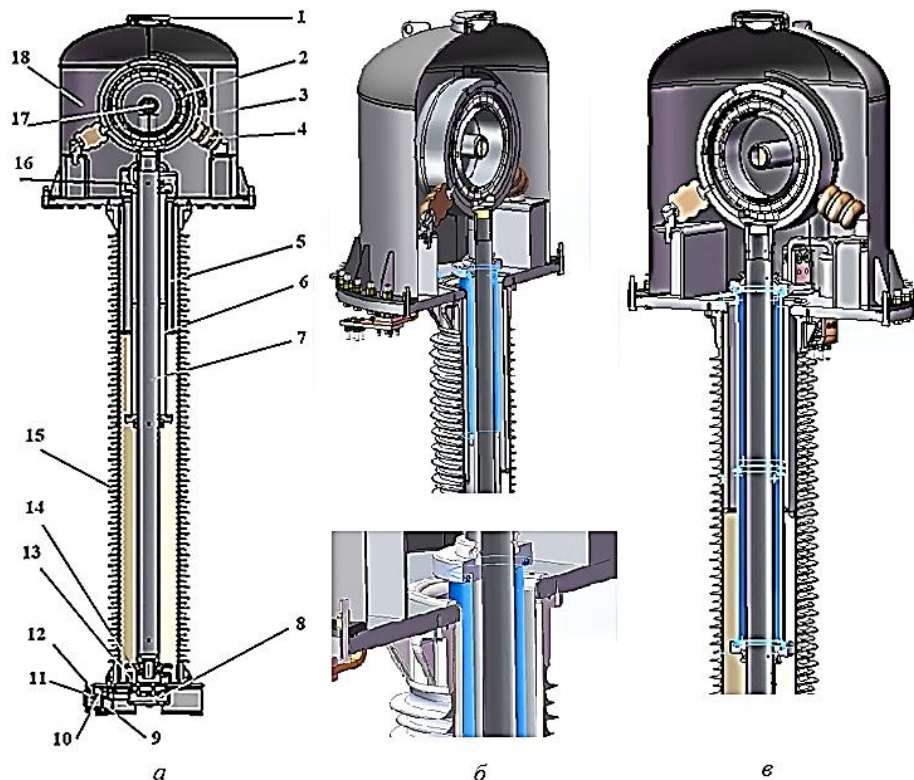


Рисунок 8 – Вид загальний та конструктивна схема електричного трансформатора струму серії ТОГ-245:  
а та б – конструкція ТС із вбудованим просторовим екраном циліндричної форми;  
в – конструкція ТС із вбудованим просторовим тороїдальним потрійним екраном

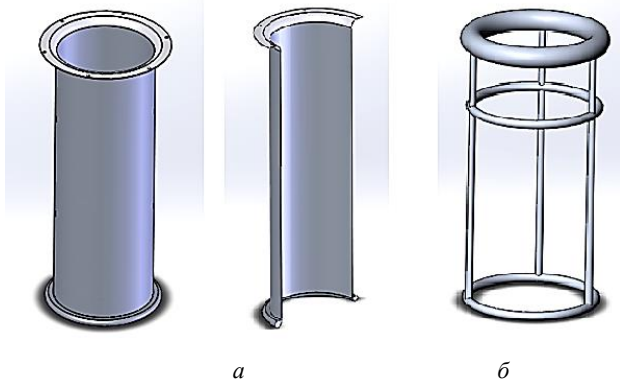


Рисунок 9 – Варіанти виконання вбудованого просторового екрану циліндричної форми

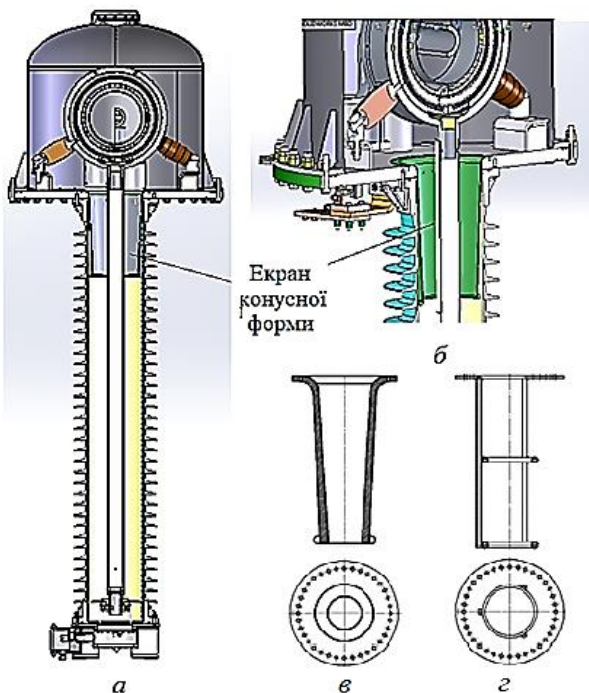


Рисунок 10 – Варіанти виконання вбудованого просторового екрану циліндричної форми [15–17]

В роботах [1, 10, 11] показано, що оптимальні розміри тороїдів та їх співвідношення можна визначити за умови порівняння максимальної напруженості електричного поля, що утворюється на поверхні всіх тороїдальних екранів. Розрахунок такої системи екранування виконується на основі рішення системи потенціальних рівнянь, що визначають заряди на тороїдах та подальшого підсумовування напруженості полів, що утворюються від власного заряду тороїдів та від суміжних тороїдів [1, 10, 11]. Для визначення ефективності системи екранування було проаналізовано три варіанти раніше зазначених системи екранування: одиночний конусний екран, подвійний та потрійний тороїдальні екрани (див. рис. 10 в), з чого було отримано висновок, що для забезпечення більш глибокого обмеження напруженості поля можна використовувати комбіновані (розщеплені) тороїдальні екрани, які

мають однаковий потенціал та розташовані на різних рівнях відносно високовольтного електроду.

Авторами було розраховано і отримано в графічній формі розподіл напруженості поля в умовах використання двох еквіпотенційних тороїдальних екранів, як показано на рис. 11.

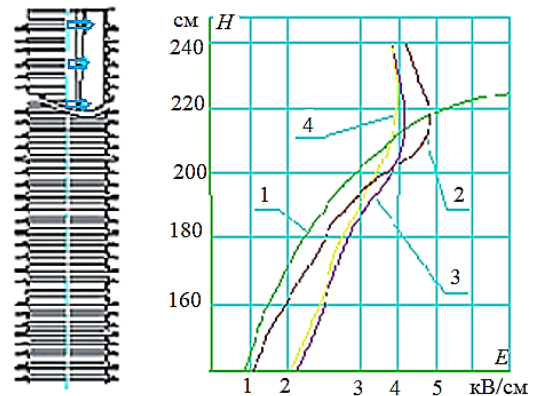


Рисунок 11 – Графіки розподілу напруженості поля  $E$  вздовж поверхні ізоляційної покриття ТС ТОГ-245 Н: 1 – без тороїдального екрану; 2, 3, 4 – відповідно з одинарним, подвійним та потрійним тороїдальними екранами [10, 11]

Аналіз отриманих авторами в роботі [1, 10, 11] залежностей показує, що використання подвійного та потрійного розщеплених екранів забезпечує практично однакову картину розподілу напруженості поля уздовж ізоляційної покриття. Отже виходить, що найбільш оптимальним рішенням є система екранування з двома тороїдальними екранами. Подальше вирівнювання розподілу напруженості поля можливо отримати за рахунок зміння геометричних розмірів тороїдів та місцем їх розташування відносно верхнього електроду.

Радіуси тороїдів змінити в більшу сторону не можливо технічно, оскільки вони визначаються конструкцією покриття (внутрішній діаметр) та ізоляційними проміжками внутрішньої ізоляції. Впливати на напруженість з метою її зниження можна наступними технічними рішеннями: по-перше, – це зміння радіусу труби тороїдів; по-друге, – розміщенням тороїдів по висоті вздовж електроду з високою напругою та відносно одне до одного по висоті ізоляційної конструкції. Результати оцінки впливу висоти встановлення тороїдів, що отримані на основі вище приведеної методики показано на рис. 12, де прийняті наступні позначення: крива 1 – це розподіл напруженості без системи екранування; крива 2 – це розподіл напруженості з тороїдом, розташованим безпосередньо біля електроду з високою напругою; крива 3 – з тороїдом, розташованим нижче електроду з високою напругою; крива 4 – з системою екранування з двома тороїдами; крива 5 – теоретичний рівномірний розподіл напруженості поля [10, 11].

Як видно з рис. 12 оптимальна структура системи екранування складається з двох тороїдів, які розміщені на одній осі за умови, що відстань від верхнього електроду до першого тороїда має довжину 25 мм, а до другого тороїда – 65 мм.

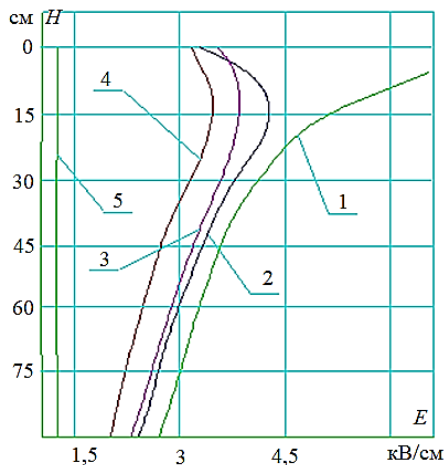


Рисунок 12 – Графіки розподілу напруженості поля  $E$  в залежності від висоти розміщення тороїдів відносно електрода з високою напругою  $H$  (див. поз. 16 на рис. 8)

Подальшого зниження напруженості можна досягнути за рахунок збільшення радіусу труби, з якої виготовлені тороїди, тобто це дає можливість суттєво знизити напруженість за умови дії імпульсних перенапруг, але при цьому підвищується матеріалоемність конструкції системи екранування.

Як показують дослідження [10, 11], значного ефекту щодо вирівнювання розподілу напруженості завдяки встановленню внутрішніх екранів в зоні електрода з високим потенціалом можливо отримати в електричних апаратах з класом напруги до 220 кВ включно. Для вищих напруг ефективність регулювання напруженості шляхом встановлення внутрішніх екранів суттєво знижується, тому на класи напруги 330 кВ та 500 кВ більш ефективним засобом внутрішнього екранування є використання конденсаторних обкладинок (конденсаторів) [11].

Підвищення ефективності систем екранування з використанням тороїдальних екранів в умовах класів напруги вище за 330 кВ можливо отримати за рахунок використання просторової системи екранів, що розміщуються зовні ІК вздовж її висоти (див. рис. 1–6). При цьому максимального ефекту можливо досягти, якщо застосувати систему екранів, що мають різні потенціали відносно номінальної напруги. Дослідження ефективності та можливостей вдосконалення системи екранування з різними потенціалами авторами [10, 11] проведено на прикладі опорно-ізоляційної покритишки газонаповненого трансформатора струму серії ТОГ-525 та обмежувача перенапруги серії ОПН-500. Результати цих досліджень показують, що досягти суттєвого ефекту можна за рахунок вибору оптимальних розмірів елементів системи екранування, ефективність якої у кожному конкретному випадку дозволяє визначити наведеною в цих роботах методикою. Припущення, які при цьому приймаються, суттєво не впливають на результати розрахунків, особливо в тих випадках, коли вони проводяться для порівняльної оцінки ефективності системи екранування.

Додаткове зменшення електричного навантаження в безпосередній близькості до електрода

з високим потенціалом в таких апаратах, як вимикачі, роз'єднувачі, шинні опори тощо можливо досягнути шляхом вдосконалення системи струмовідводу [4–7], але це потребує проведення додаткових досліджень.

**Висновки.** Аналіз вище наведених результатів досліджень та досвіду експлуатації ізоляційних конструкцій електричних апаратів над- та ультрависоких напруг показує, що існує гостра необхідність у зниженні напруженості поля в зоні електрода з високим потенціалом, де вона має максимальне значення. Причому це питання дуже важливе в умовах використання полімерних опорно-ізоляційних покритишок в якості зовнішньої ізоляції. Значного ефекту в цьому напрямку можна отримати за рахунок встановлення відповідної системи екранування [1, 10, 11]. В даній роботі проведено аналіз таких систем та надано рекомендації, щодо їх впровадження при проектуванні та вдосконаленні ІК [10, 11]. В якості прикладів наведені результати досліджень ефективності впровадження системи екранування з використанням тороїдальних екранів в конструкціях газонаповнених трансформаторів струму серії ТОГ. Отримані результати можна використовувати для вдосконалення ІК інших видів електричних апаратів та окремих ізоляційних структур.

### Список літератури

1. Афанасьев О. І., Жорняк Л. Б., Щусь В. М. Електричні апарати високої напруги. Запоріжжя : НУ «Запорізька політехніка», 2021. 356 с.
2. Василюк С. В., Василюк К. С. Техніка високих напруг : навчальний посібник. Рівне : НУВГП, 2018. 187 с.
3. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / А. Ю. Орлович та ін. Кропивницький : Видавець Лисенко В. Ф., 2019. 272 с.
4. Line Traps. GE Vernova | The energy to change the world. URL: [https://www.gevernova.com/grid-solutions/hmv\\_equipment/catalog/linetraps.htm](https://www.gevernova.com/grid-solutions/hmv_equipment/catalog/linetraps.htm).
5. Розподіл електроенергії. Siemens. URL: <https://www.siemens.com/ua/uk/kompaniya/pro-kompaniyu/istoriya-siemens/tehnolohiyi/vyrobnystvo-ta-rozpodil-elektroenerhiyi/rozpodil-elektroenerhiyi.html>.
6. ABB. Galantpol. URL: <https://galantpol.com.ua/ua/brands/abb.html>.
7. High-voltage bushings with RIP insulation - for the voltage of 35 - 220 kV solid. ABB Library. URL: <https://library.abb.com/d/1LAB000569>.
8. Елегазові трансформатори струму серії ТОГ. ТОВ «ЕЛІЗ». URL: [http://eliz.zp.ua/catalog-eliz/transformatory-izmeritelnie/gaz\\_transformatory\\_toka/233-elegazov-transformatory-strumu-seryi-tog.html](http://eliz.zp.ua/catalog-eliz/transformatory-izmeritelnie/gaz_transformatory_toka/233-elegazov-transformatory-strumu-seryi-tog.html).
9. Обмежувач перенапруги ОПН-П-150/100/10/750 УХЛ1. ТОВ «СБЕТ». URL: <https://sebt.com.ua/obmezhuвач-perenapruhy-opn-p-150-100-10-750-ukhl1/>.
10. Жорняк Л. Б., Афанасьев О. І., Щусь В. М. Оптимізація системи внутрішнього екранування в газонаповнених високовольтних електричних апаратах із полімерною ізоляцією. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. Теорія і практика. 2022. № 1 (7). С. 8–12. DOI: <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2022.1.02>.
11. Особливості оцінки надійності зовнішньої полімерної ізоляції газонаповнених вимірювальних трансформаторів / Л. Б. Жорняк та ін. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. Теорія і практика. 2021. № 2 (6). С. 3–9. DOI: <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2021.2.01>.
12. Український Інститут Трансформаторобудування. АТ «ВІТ». URL: <http://www.vit.zp.ua/>.



13. Запорізький завод високовольтної апаратури. КО «Запорізький завод високовольтної апаратури». URL: <http://zva.zp.ua/>.
14. Запорізький трансформаторний завод. ТОВ «ЕЛІЗ». URL: <http://www.eliz.zp.ua/>.
15. Трансформатори вимірювальні. Компанія СЕА. URL: <https://www.sea.com.ua/oborudovanie-dlya-energetiki/transformatory-izmeritelnye>.
16. ТОВ «Науковий інноваційно-технологічний трансформаторний завод «НІТТЗ». YouControl. URL: [https://youcontrol.com.ua/catalog/company\\_details/44338594/](https://youcontrol.com.ua/catalog/company_details/44338594/).
17. Трансформатори струму елегазові серії ТОГ, 110-750кВ. ТОВ «ВП «ЗТА». URL: <https://zta.energy/uk/catalog/transformatori-strumu-elegazovi-serii-tog-110-750kv/>.
8. “SF6 current transformers of the ТОГ series.” TOV “ELIZ.” [Online]. Available: <http://en.eliz.zp.ua/sf6-current-transformers/>
9. “Obmezhuвач perenapruhy OPN-P-150/100/10/750 UKhL1 [Surge arrester OPN-P-150/100/10/750 UHL1].” TOV “SEBT.” [Online]. Available: <https://sebt.com.ua/obmezhuвач-perenapruhy-opn-p-150-100-10-750-ukhl1/> (in Ukrainian)
10. L. Zhorniak, O. Afanasiev, and V. Schus, “Optimization of the internal shielding system in gas filled high voltage electric appliances with polymer insulation”, *Bulletin of National Technical University “KhPI”. Series: Problems of Electrical Machines and Apparatus Perfection. The Theory and Practice*, no. 1 (7), pp. 8–12, 2022, doi: <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2022.1.02> (in Ukrainian)
11. L. Zhorniak, O. Afanasiev, V. Schus, O. Morozov, and J. Rudenko, “Estimation peculiarities of external polymer insulation reliability of gas-filled instrument transformers”, *Bulletin of National Technical University “KhPI”. Series: Problems of Electrical Machines and Apparatus Perfection. The Theory and Practice*, no. 2 (6), pp. 3–9, 2021, doi: <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2021.2.01> (in Ukrainian)
12. “Ukrainian transformer institute.” JSC “VIT.” [Online]. Available: <http://www.vit.zp.ua/>
13. “Zaporizkyi zavod vysokovoltnoi aparatury.” КО “Zaporizkyi zavod vysokovoltnoi aparatury”. [Online]. Available: <http://zva.zp.ua/> (in Ukrainian)
14. “Zaporizhzhya transformer plant.” LLC “ELIZ.” [Online]. Available: <http://www.eliz.zp.ua/>
15. “Measuring transformers.” SEA Company. [Online]. Available: <https://www.sea.com.ua/ua/oborudovanie-dlya-energetiki/transformatory-izmeritelnye> (in Ukrainian)
16. “NITZZ Scientific and Innovative Plant of Technological Transformers LLC.” YouControl. [Online]. Available: [https://youcontrol.com.ua/catalog/company\\_details/44338594/](https://youcontrol.com.ua/catalog/company_details/44338594/) (in Ukrainian)
17. “Gas-insulated current transformers TOG series, 110-750kV.” “PS” ZTA LLC. [Online]. Available: <https://zta.energy/en/catalog/gas-insulated-current-transformers-tog-series-110-750kv/>

## References

1. O. I. Afanasiev, L. B. Zhorniak, and V. M. Shchus, *Elektrychni aparaty vysokoi napruhy [Electrical devices of high voltage]*. Zaporizhzhia: NU “Zaporizhzhia Polytechnic”, 2021. (in Ukrainian)
2. S. V. Vasylets and K. S. Vasylets, *Tekhnika vysokokh napruh [High voltage technology]*. Rivne: NUVHP, 2018. (in Ukrainian)
3. A. Yu. Orlovych, P. H. Plieshkov, O. A. Kozlovskiy, O. V. Spivak, A. I. Kotysh, and T. V. Velychko, *Elektrychne obladnannia pidstantsii system elektropostachannia [Electrical equipment of substations of power supply systems]*. Kropyvnytskyi: Vyd. Lysenko V. F., 2019. (in Ukrainian)
4. “Line Traps.” GE Vernova | The energy to change the world. [Online]. Available: [https://www.governova.com/grid-solutions/hvmv\\_equipment/catalog/linetraps.htm](https://www.governova.com/grid-solutions/hvmv_equipment/catalog/linetraps.htm)
5. “Power distribution.” Siemens. [Online]. Available: <https://www.siemens.com/global/en/company/about/history/technology/power-generation-and-distribution/power-distribution.html>
6. “ABB.” Galantpol. [Online]. Available: <https://galantpol.com.ua/ua/brands/abb.html> (in Ukrainian)
7. “High-voltage bushings with RIP insulation - for the voltage of 35 - 220 kV solid.” ABB Library. [Online]. Available: <https://library.abb.com/d/1LAB000569>

Надійшла (received) 17.06.2024

## Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

**Жорняк Людмила Борисівна (Liudmyla Zhorniak)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний університет «Запорізька політехніка», доцент кафедри електричних та електронних апаратів; м. Запоріжжя, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1417-4859>; e-mail: [zproton@zp.edu.ua](mailto:zproton@zp.edu.ua).

**Афанасьєв Олексій Іванович (Alexej Afanasiev)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний університет «Запорізька політехніка», доцент кафедри електричних та електронних апаратів; м. Запоріжжя, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7597-4761>; e-mail: [lxafanasyev@gmail.com](mailto:lxafanasyev@gmail.com).

**Щуць Віталій Миколайович (Vitaliy Schus)** – аспірант кафедри електричних та електронних апаратів, Національний університет «Запорізька політехніка»; м. Запоріжжя, Україна; e-mail: [Nitzz.ltd@gmail.com](mailto:Nitzz.ltd@gmail.com).

*А. П. ЗАБОЛОТНИЙ, Д. В. ФЕДОША, В. В. ДЬЯЧЕНКО, Ю. Б. ЛІУШ*

## ПОБУДОВА СТРУКТУРИ СІЛЬСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З УРАХУВАННЯМ НАЯВНОСТІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Зазначено, що хоча частка відновлюваних джерел електричної енергії продовжує зростати і стрімко розвивається, однак галузь все ще стикається з багатьма проблемами, зокрема, як продовжувати знижувати втрати електричної енергії та річні приведені витрати, покращити ефективність експлуатації та обслуговування, підтримувати стабільність електромережі, забезпечити безпеку та надійність роботи системи електропостачання, що містять відновлювані джерела електричної енергії. Показано, що ефективне рішення зазначених проблем можливе лише на основі аналізу перспектив розвитку локальних електроенергетичних систем, які містять відновлювані джерела електричної енергії, розробки механізмів технічного та організаційного забезпечення, які сприятимуть побудові сучасних системних (схемотехнічних) рішень. Запропоновано застосувати метод потенційної поверхні для побудови оптимальної структури сільської електричної мережі при її проектуванні та модернізації в умовах присутності в ній відновлюваних джерел електричної енергії, який дозволяє оптимізувати структуру мережі з точки зору втрат електричної енергії та зниження річних приведених витрат. Описано алгоритм формування структури систем електропостачання, який реалізує одночасне вирішення завдань визначення кількості вузлів навантаження, розподілу між ними електроприймачів, визначення конструкції джерел живлення, врахування дискретності конструкції елементів системи. Наведено результати чисельного моделювання на основі запропонованого алгоритму на прикладі розв'язання задачі реконструкції ділянки сільської електромережі.

**Ключові слова:** сільські електричні мережі, відновлювані джерела енергії, метод потенційних поверхонь, структура систем електропостачання, вузол навантаження, електроприймач, джерело живлення, втрати електричної енергії.

*A. ZABOLOTNYI, D. FEDOSHA, V. DYACHENKO, YU. LIUSH*

## CONSTRUCTION OF THE STRUCTURE OF RURAL ELECTRIC NETWORKS TAKING INTO ACCOUNT THE AVAILABILITY OF RENEWABLE SOURCES OF ELECTRICITY

It is noted that although the share of renewable electricity sources continues to grow and develop rapidly, the industry still faces many challenges, including how to continue to reduce electricity losses and annualized costs, improve operation and maintenance efficiency, maintain grid stability, ensure safety and reliability of the power supply system containing renewable sources of electrical energy. It is shown that an effective solution to these problems is possible only on the basis of the analysis of the prospects for the development of local electric power systems that contain renewable sources of electric energy, the development of technical and organizational support mechanisms that will contribute to the construction of modern system (schematic) solutions. It is proposed to apply the potential surface method for building the optimal structure of the rural electrical network during its design and modernization in the presence of renewable sources of electrical energy, which allows optimizing the structure of the network from the point of view of electrical energy losses and reducing annualized costs. The algorithm for forming the structure of power supply systems is described, which implements the simultaneous solution of the tasks of determining the number of load nodes, distributing electrical receivers between them, determining the design of power sources, taking into account the discreteness of the design of system elements. The results of numerical modeling based on the proposed algorithm are presented on the example of solving the problem of reconstruction of a section of the rural electricity network.

**Keywords:** rural electrical networks, renewable energy sources, potential surface method, structure of power supply systems, load node, power receiver, power source, electrical energy losses.

**Вступ.** У сучасних умовах повномасштабної війни та зростання цін на первинні енергоносії всі галузі промислового виробництва України гостро потребують розосереджених та альтернативних джерел електричної енергії. Особливу потребу в них відчуватимуть у післявоєнні роки агропромислові комплекси (АПК), на яких буде покладено завдання якнайшвидшого відновлення економіки країни.

Сільські електричні мережі, як відомо, відрізняються великою протяжністю, розгалуженістю при порівняно малій потужності, що передається, а також використанням низьких класів напруги.

Тенденції зростання тарифів на електричну енергію обумовлюють значне збільшення складової вартості втрат електричної енергії (ВЕЕ) в мережах при її передачі та розподілі й як наслідок – збільшення річних приведених витрат.

Ще у довоєнний період спостерігалось постійне зростання частки «малої» генерації в енергобалансі підприємств АПК. Це пов'язано з широким впровадженням відновлюваних джерел електроенергії.

Найбільш широке впровадження отримали сонячні та вітроелектростанції, малі гідроелектростанції, когенераційні установки на біопаливі тощо.

Останнім часом, все більш широко стали вводитися в експлуатацію об'єкти з комплексним використанням декількох відновлюваних джерел електричної енергії (ВДЕ), які виробляють вже промислові обсяги електроенергії як для власних цілей з можливістю мережевого підключення, так і для продажу електроенергії в мережу або іншим споживачам [1].

На жаль, на сьогоднішній день АПК при використанні електроустановок на основі альтернативних джерел енергії стикаються із низкою проблем системного характеру. Так, якщо питання оцінки потенціалу сонячної, вітрової енергії та енергії річок досить докладно вирішені, то при підключенні ВДЕ до існуючої мережі виникає задача пошуку місця її підключення [2]. Найчастіше підключення таких джерел генерації до сільської електричної мережі (СЕМ) неузгоджене, що призводить до складності

© А. П. Заболотний, Д. В. Федоша, В. В. Дьяченко, Ю. Б. Ліуш, 2024

керування та прогнозування режимів роботи мереж, зростання складової втрат електричної енергії ВЕЕ, оскільки структура їх перестає бути оптимальною з точки зору мінімуму приведених витрат.

Крім того, збільшення частки ВДЕ в загальному обсязі генерованої електроенергії створює ряд загальносистемних технічних проблем [3–5]:

- ускладнення диспетчерського управління електроенергетичною системою;
- кожне ВДЕ має свої динамічні характеристики і можливості управління, що тягне необхідність вирішення проблем електромагнітної сумісності;
- ускладнення системи релейного захисту та автоматики, а також противарійного управління;
- збільшення струмів короткого замикання, що призводить до заміни комутаційних апаратів, зміни налаштувань захистів та ін.

Але основна проблема неузгодженого приєднання розрізаних ВДЕ до мережі – це складність керування та прогнозування режимів роботи енергосистеми, пов'язані з перегіканням потужностей у мережі та як наслідок – збільшення ВЕЕ [6].

Зменшення складової вартості ВЕЕ можливо лише шляхом оптимізації структури існуючих мереж електропостачання під час реконструкції.

**Аналіз стану питання.** Ключовою проблемою при формуванні оптимальної структури мережі електропостачання є задача визначення кількості джерел живлення і розподіл за ними приймачів електроенергії, а також обладнання проміжних вузлів навантаження (рівнів розподільчої мережі) з урахуванням розрізаних ВДЕ.

Основні підходи при вирішенні задачі побудови оптимальної структури мережі електропостачання базуються на використанні оціночних та оптимізаційних моделей [7]. Перші служать для визначення техніко-економічних показників для заданого проектувальником варіанту мережі. Другі – для визначення оптимального варіанту конфігурації мережі в межах прийнятих проектувальником припущень відповідно до прийнятого критерієм оптимальності. При цьому в оптимізаційних моделях необхідно враховувати дискретність деяких величин (переріз проводів та кабелів, потужність і кількість трансформаторів, кількість приєднань до ВДЕ та ін.).

Визначальним чинником формування схеми електричної мережі є місце розташування джерела живлення та траси прокладання її ділянок, які отримані в результаті оптимізації топологічної задачі з урахуванням метричних обмежень, зумовлених розташуванням природних та технологічних об'єктів [8].

Щодо установки ВДЕ, то їх потужність обумовлена потенціалом первинної енергії, соціально-екологічними обмеженнями, а також технічними факторами (встановленою потужністю, коефіцієнтом корисної дії, напругою генерації та ін.) [1]. Останні тісно пов'язані з конструктивними та техніко-економічними показниками мережі.

Існуючі підходи до оцінки ефекту від запровадження ВДЕ засновані на обчисленні наступних техніко-економічних показників: початкові капітальні вкладення для будівництва енергетичного об'єкта; вартість землі, що відведена під об'єкт, вартість заходів на охорону навколишнього середовища, витрати на демонтаж об'єктів при виведенні основних фондів або реконструкції; поточні витрати на обслуговування та ремонт, а також амортизаційні відрахування на реновацію основних фондів об'єкта, які є витратною частиною проекту [9].

Очевидний взаємозв'язок між техніко-економічними показниками електричної мережі та ВДЕ вимагає розробки нової моделі електричної мережі, яка буде покладена у методологічну основу її оптимізації з урахуванням застосування всього ряду альтернативних джерел електроенергії.

Аналіз існуючих підходів до формування структури систем електропостачання показав, що існує метод, здатний вирішувати вище перераховані задачі одночасного – це метод еквіпотенціальних контурів [7].

**Мета роботи.** Пропонується застосувати метод еквіпотенціальних контурів з метою формування оптимальної структури електричної мережі сільськогосподарського району, що містить ВДЕ з точки зору мінімуму ВЕЕ та зниження річних приведених витрат.

**Методи дослідження.** Суть методу еквіпотенціальних контурів полягає в проведенні аналогії між навантаженням приймачів ( $P_i$ ), розташованих в точках  $(x_i, y_i)$ , і потенціалами деяких джерел енергії, розташованих у тих же точках. Потенціали цих джерел дорівнюють навантаженням приймачів. При віддаленні від точки розташування приймача потенціал від джерела, розташованого в тій самій точці, зменшуватиметься і в деяких віддалених точках потенціал буде близький до нуля [10]. Сукупність усіх потенціалів джерел енергії утворює потенційну поверхню, яку можна описати потенційною функцією

$$\Pi(x, y) = \sum_{i=1}^n P_i \cdot e^{-1 \cdot \alpha_{\Delta P_i} [(x-x_i)^2 + (y-y_i)^2]}, \quad (1)$$

де  $\alpha_{\Delta P_i}$  – коефіцієнт, який враховує втрати потужності від джерела живлення до приймача

$$\alpha_{\Delta P_i} = \frac{P_i^2 \rho}{U_i^2 F(P_i)}, \quad (2)$$

де  $P_i$  – потужність приймача;

$\rho$  – питомий опір матеріалу провідника;

$U_i$  – напруга;

$F(P_i)$  – переріз провідника, визначається як функція від переданої потужності.

Використання запропонованого коефіцієнта  $\alpha_{\Delta P_i}$  (2) дає можливість відразу оцінити ступінь майбутніх ВЕЕ в провідниковому матеріалі під час визначення центру електричних навантажень. Крім того, запропоновано використання замість

еквіпотенціальних контурів, як критерію формування вузлів навантаження, додаткові критерії відбору – «потенційні» та «технічні» критерії.

Функція (1) є основою для «потенційного» критерію відбору, за яким на потенційній поверхні, яку утворює функція, визначається точка максимуму потенціалу. Ця точка надалі виступає в ролі центру електричних навантажень. Приймачі, які будуть отримувати живлення від цього центру електричних навантажень за «потенційним» критерієм визначаються як приймачі, які брали участь у формуванні максимуму функції (1). Ці приймачі зараховуються до «потенційної» групи.

Аналогічну поверхню можна побудувати і для ВДЕ, де  $P_i$  приймає значення рівне величині енергії, що генерується таким джерелом енергії, але зі знаком мінус [10].

Накладення цих двох поверхонь призводить до зміни координат максимуму, тим самим уточнюються координати встановлення джерела живлення.

Важливим моментом у визначенні цих координат є урахування зон неприпустимості прокладання ліній та встановлення джерел живлення.

«Потенційна група» є закінченим структурним елементом майбутньої розподільчої мережі, але той факт, що при формуванні «потенційної» групи були враховані лише розташування приймачів відносно один одного і очікувані ВЕЕ в розподільчій мережі, не дає можливості запровадити «потенційну» групу в майбутню розподільчу мережу, так як крім врахованих факторів ще необхідно провести узгодження майбутньої «потенційної» групи з можливим конструктивним виконанням вузла мережі.

Для вирішення цієї задачі використовується «технічний» критерій. «Технічний» критерій відбору виконує функцію узгодження приймачів «потенційної» групи з можливим конструктивним виконанням її джерела живлення. Критерій діє на основі принципу надлишковості «потенційної» групи по відношенню до граничних умов «технічного» критерію. На основі взаємодії «потенційного» і «технічного» критеріїв відбору складається алгоритм методу.

Принцип роботи алгоритму базується на утворенні зворотних зв'язків, які охоплюють обидва критерії і створюють умови для становлення алгоритму як самоорганізуючої моделі побудови структури мережі.

Розглядаючи критерії відбору як граничні умови функціонування моделі, запропонований підхід дає можливість закладення в них дискретності конструктивних умов виконання структури мережі, яка містить ВДЕ, і чим повніше враховані ці умови в критерії відбору, тим більше можливостей якісно вирішити поставлену задачу [10].

Таким чином, побудову структури системи електропостачання, що містить ВДЕ, можна представити у вигляді наступного алгоритму.

На першому етапі будується потенційна поверхня для електроприймачів в режимі споживання.

На другому етапі будується поверхня для режиму, в яких ВДЕ виробляють електроенергію в мережу.

Потім проводиться накладення цих поверхонь і на сумарній поверхні виділяється максимум функції, в координатах якого і буде розташоване джерело живлення.

Важливим моментом у визначенні цих координат є облік зон неприпустимості прокладки ліній і встановлення джерел живлення. Для цього можливо використовувати методи розпізнавання образів, відповідно до яких передбачено розбиття простору об'єкта, на області, які не перетинаються, кожна з яких відповідає відображенню одного і того ж класу, до якого допустимо елементарний математичний опис [6].

На наступному етапі проводиться відбір електроприймачів за «потенційним» критерієм, а потім за «технічним» з урахуванням дискретності конструктивного виконання елементів.

Згідно з «потенційним» критерієм відбору на потенційній поверхні, визначається точка максимуму потенціалу. Ця точка надалі виступає в ролі центру електричних навантажень. Приймачі, які будуть отримувати живлення від цього центру електричних навантажень зараховують до «потенційної» групи.

«Технічний» критерій відбору виконує функцію узгодження приймачів «потенційної» групи з можливим конструктивним виконанням її вузла живлення.

В результаті відбору електроприймачів за вищевказаними критеріями формується група електроприймачів першого джерела живлення, що виключається з подальшого розгляду при формуванні структури мережі.

Після цього, знову будуються дві (якщо залишилися ВДЕ), або одна (якщо всі ВДЕ приєднані до джерел живлення) потенційні поверхні і здійснюється формування групи електроприймачів другого джерела живлення.

У результаті циклічної дії (до того, поки всі електроприймачі не отримають своє джерело живлення) формується радіальна структура системи електропостачання, після чого здійснюється перевірка можливості організації проміжних джерел живлення [10].

На останньому етапі проводиться оцінка можливості (за критеріями мінімуму капітальних витрат і ВЕЕ) заміни окремих ділянок радіальної мережі на магістральні ділянки. Таким чином, метод порівняльної оцінки передбачає аналіз локального ділянки структури мережі з визначенням ряду технічно доцільних варіантів її виконання та подальше порівняння цих варіантів між собою.

Даний підхід дозволяє не тільки автоматизувати побудову оптимальної структури розподільної мережі, що містить джерела «малої генерації», а й знизити розміри капітальних вкладень при побудові такої мережі за рахунок застосування проміжних вузлів навантаження (визначення їх оптимальної кількості та розташування). Блок схема алгоритму побудови структури мереж електропостачання, що містять ВДЕ подано на рис. 1. Запропонований алгоритм був реалізований програмно за допомогою мови

програмування Python і пакета математичного обчислення SciPy.

Використання даного алгоритму дозволяє побудувати інженерні методики для попереднього розрахунку структури розподільних мереж, що містять ВДЕ, оцінити потенціал вже існуючих мереж, проводити оцінку ефективності їх роботи при модернізації, а також провести оцінку капіталовкладень при реконструкції частини мережі [11].

**Результати чисельного моделювання.** Запропонований алгоритм було апробовано на

прикладі вирішення задачі реконструкції ділянки СЕМ площею 12 км<sup>2</sup> з розрахунковим навантаженням на повну потужність 4,4 МВА.

План електричних мереж напругою 35 кВ (живильна ділянка) та 10 кВ (розподільна ділянка) представлений на рис. 2.

Джерелом живлення є двотрансформаторна підстанція із трансформаторами 2×ТМН-4000/35. Електричні мережі напругою 35 кВ та 10 кВ конструктивно реалізовані прокладеними на залізобетонних опорах повітряними лініями (ПЛ) типу АС.

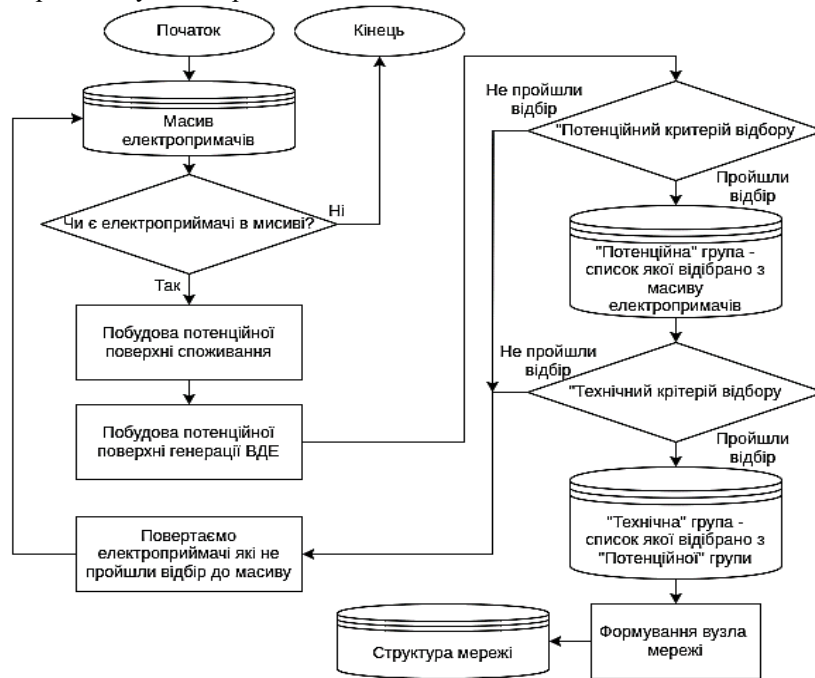


Рисунок 1 – Блок схема алгоритму побудови структури мереж електропостачання, що містять ВДЕ

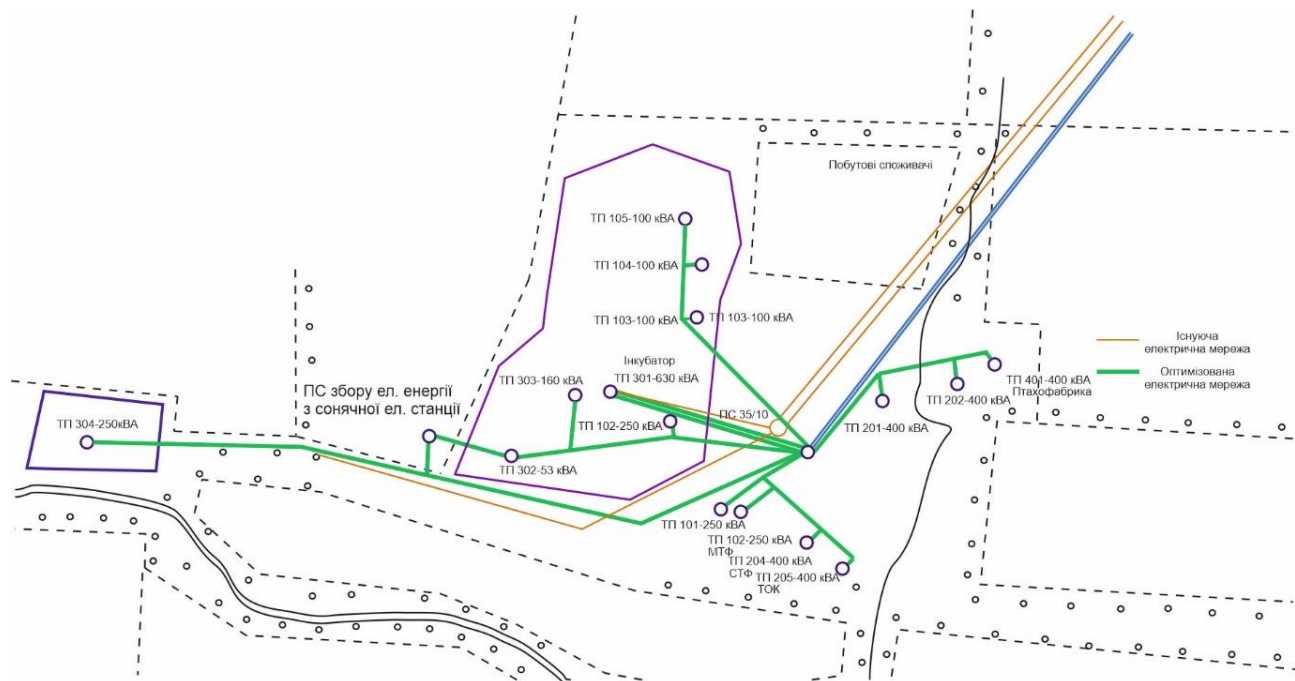


Рисунок 2 – План електричних мереж сільськогосподарського району

У процесі дослідження було розглянуто такі варіанти електричної мережі:

1. перший (I) – існуюча система електропостачання сільськогосподарського району із зазначеними вище параметрами;

2. другий (II) – перший варіант із підключенням ВДЕ сумарною потужністю 440 кВт;

3. третій (III) – електрична мережа, яка отримана на основі оптимізації розташування джерела живлення з урахуванням підключення ВДЕ.

При підключенні до існуючої мережі сонячної електростанції потрібна спорудження додаткових повітряних ліній напругою 10 кВ, які приєднують її до мережі, однак оптимізація структури мережі (варіант III) за допомогою запропонованого алгоритму дозволяє скоротити як сумарну довжину ПЛ 10 кВ, так і ПЛ 35 кВ за рахунок зміни координат встановлення джерела живлення.

У табл. 1–3 наведено результати чисельного моделювання для кожного з аналізованих варіантів структури СЕМ.

Таблиця 1 – Сумарна довжина ПЛ

Тип ПЛ	Довжина ПЛ, км		
	Варіанти СЕМ		
	I	II	III
АС-95/16 35 кВ	19	19	18,4
АС-70/11 10 кВ	5,1	5,1	5,1
АС-50/8,0 10 кВ	16,9	15,5	14,2
АС-25/4,2 10 кВ	3,2	3,2	3,2
АС-16/2,7 10 кВ	29,6	20,9	19,5

Таблиця 2 – Втрати електричної енергії в ПЛ

ПЛ на напрузі	Втрати електричної енергії, МВт-год/рік		
	Варіанти СЕМ		
	I	II	III
10 кВ	233,9	206,8	197,0
35 кВ	142,5	118,0	114,0

Таблиця 3 – Техніко-економічні показники варіантів СЕМ

Техніко-економічні показники	Варіанти СЕМ		
	I	II	III
Витрати на амортизацію та експлуатацію, тис. грн/рік	8,2	7,0	6,4
Витрати на покриття витрат електричної енергії, тис. грн/рік	2559,4	2213,8	2119,8
Приведені витрати, тис. грн/рік	2567,6	2220,8	2126,2

Результати чисельного моделювання показують, що сумарна довжина ПЛ 10 кВ для II та III варіантів знизилась на 10,1 км та 12,8 км, що приводить до економії витрат на експлуатацію цих ліній на 18,2 % та 23,1 % відповідно. Довжина ПЛ на напрузі 35 кВ для III варіанту зменшилась незначно, але це також дає можливість зекономити вказані витрати на 6,2 %.

Зниження сумарних ВЕЕ для III варіанту склало 17,4 % порівняно з базовим варіантом, що при тарифі 6,816 грн/рік складе економію витрат на покриття ВЕЕ – на 439,6 тис. грн/рік.

Аналіз техніко-економічних показників варіантів структури електричної мережі показав, що мінімальні річні приведені витрати досягаються при оптимізації її структури (III варіант) й становлять на 17,2% менше ніж базовий. Це пов'язано з тим, що така складова як витрати на ВЕЕ у приведених витратах дуже суттєва й обумовлена неуклонним зростання тарифів на електричну енергію.

**Висновки.** Запропонований формалізований метод побудови структури СЕМ, що містять ВДЕ, дозволяє врахувати зміну режиму роботи таких мереж та оптимізувати їхню структуру з погляду зниження ВЕЕ в мережах при її передачі та розподілі й як наслідок – зменшення річних приведених витрат.

Крім того, на основі спільного використання оціночних та оптимізаційних моделей запропонований метод дає можливість побудувати оптимальну структуру мережі електропостачання підприємств АПК, що містить ВДЕ за замкнутою схемою, що дозволить суттєво зменшити експлуатаційні витрати, що необхідні для підтримки потрібного рівня надійності мережі та підвищити пропускну здатність існуючих мереж в 1,3–1,5 разів без додаткових витрат на підвищення перерізу проводів та кабелів.

### Список літератури

- Світові тенденції впровадження відновлюваних джерел енергії та особливості їх реалізації при відновленні економіки України / С. П. Денисюк та ін. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2023. № 4 (70). С. 7–23. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273360>.
- Праховник А. В. *Малая энергетика: распределенная генерация в системах электроснабжения*. Київ : Освіта України, 2007. 464 с.
- Embedded Generation / N. Jenkins et al. London : Institution of Engineering and Technology, 2000. 292 p. DOI: <https://doi.org/10.1049/pbpo031e>.
- Barker P. P., De Mello R. W. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. *2000 Power Engineering Society Summer Meeting*, Seattle, WA, USA, 16–20 July 2000. P. 1645–1656. DOI: <https://doi.org/10.1109/pess.2000.868775>.
- Papathanassiou S. A., Hatziaargyriou N. D. Technical requirements for the connection of dispersed generation to the grid. *Proceedings of Power Engineering Society Summer Meeting*, Vancouver, BC, Canada, 15–19 July 2001. P. 749–754. DOI: <https://doi.org/10.1109/pess.2001.970141>.
- Особливості аналізу режимів роботи енергосистеми у районах з альтернативними джерелами електроенергії (вітровими електростанціями) / С. П. Денисюк та ін. *Технічна електродинаміка*. 2022. Т. 2022, № 1. С. 41–49. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.01.041>.
- Федоса Д. В., Заболотний А. П. Синтез энергоэффективных структур систем цехового электроснабжения радиальной топологии : монографія. Запоріжжя : ЗНТУ, 2007. 126 с.
- Dyachenko V., Fedosha D., Zabolotnyi A. Algorithm for the program of energy saving for power supply system. *2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*, Lviv, Ukraine, 2–6 July 2019. P. 420–425. DOI: <https://doi.org/10.1109/ukrcon.2019.8879915>.
- Заболотний А. П., Федоса Д. В., Даус Ю. В. Побудова структури мереж електропостачання споживачів АПК, що містять джерела «малої генерації». *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2011. № 116. С. 20–21.
- Dyachenko V., Fedosha D., Zabolotnyi A. Algorithm of synthesizing energy effective power supply system of industrial enterprises. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine, 12–14 May 2020. P. 320–325. DOI: <https://doi.org/10.1109/ess50319.2020.9160288>.

11. Заболотний А. П., Даус Ю. В. Формалізація процедури підключення джерел розподіленої генерації до електричних мереж. *Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету*. 2015. № 3. С. 37–41.

## References

1. S. Denysiuk, H. Bielokha, I. Cherneshchuk, and V. Lysyi, "Global trends in implementation of renewable energy sources and features of their implementation during the recovery of Ukraine's economy", *POWER ENGINEERING: Economics, Technique, Ecology*, no. 4, pp. 7–23, Apr. 2023, doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273360> (in Ukrainian)
2. A. V. Prakhovnyk, *Malaia energetika: raspredelemaia generatsiia v sistemakh elektrosnabzheniia [Small-scale energy: distributed generation in power supply systems]*. Kyiv: Osvita Ukrainy, 2007. (in Russian)
3. N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, *Embedded Generation*. London: Institution Eng. Technol., 2000, doi: <https://doi.org/10.1049/pbpo031e>
4. P. P. Barker and R. W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems", in *2000 Power Engineering Society Summer Meeting*, Seattle, WA, USA, Jul. 16–20, 2000. pp. 1645–1656, doi: <https://doi.org/10.1109/pess.2000.868775>
5. S. A. Papathanassiou and N. D. Hatziargyriou, "Technical requirements for the connection of dispersed generation to the grid", in *Proceedings of Power Engineering Society Summer Meeting*, Vancouver, BC, Canada, Jul. 15–19, 2001. pp. 749–754, doi: <https://doi.org/10.1109/pess.2001.970141>
6. S. P. Denysiuk, P. V. Makhlin, O. A. Shram, and V. M. Slynko, "Features of operating modes analysis of the power system in areas with alternative electric power sources (wind power plants)", *Tekhnichna Elektrodynamika*, vol. 2022, no. 1, pp. 41–49, Jan. 2022, doi: <https://doi.org/10.15407/techmed2022.01.041> (in Ukrainian)
7. D. V. Fedosha and A. P. Zabolotnyi, *Sintez Energoeffektivnykh Struktur Sistem Tsekhovogo Elektrosnabzheniia Radialnoi Topologii [Synthesis of Energy-Efficient Structures of Shop-Floor Power Supply Systems of Radial Topology]*. Zaporizhzhia: ZNTU, 2007. (in Russian)
8. V. Dyachenko, D. Fedosha, and A. Zabolotnyi, "Algorithm for the program of energy saving for power supply system", in *2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*, Lviv, Ukraine, Jul. 2–6, 2019. pp. 420–425, doi: <https://doi.org/10.1109/ukrcon.2019.8879915>
9. A. P. Zabolotnyi, D. V. Fedosha, and Yu. V. Daus, "Construction of agriculture consumers power supply network structure, containing "minor generation"", *Bulletin of the Kharkiv National Technical University of Agriculture Named After P. Vasylenko*, no. 116, pp. 20–21, 2011. (in Ukrainian)
10. V. Dyachenko, D. Fedosha, and A. Zabolotnyi, "Algorithm of synthesizing energy effective power supply system of industrial enterprises", in *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine, May 12–14, 2020. pp. 320–325, doi: <https://doi.org/10.1109/ess50319.2020.9160288>
11. A. P. Zabolotnyi and Yu. V. Daus, "Formalizatsiia protsedury pidkliuchennia dzherel rozpodilenoii heneratsii do elektrychnykh merezh [Formalisation of the procedure for connecting distributed generation sources to power networks]", *Scientific Bulletin of the Tavria State Agrotechnological University*, no. 3, pp. 37–41, 2015. (in Ukrainian)

Надійшла (received) 30.05.2024

## Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

**Заболотний Анатолій Петрович (Anatolii Zabolotnyi)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний університет «Запорізька політехніка», доцент кафедри електропостачання промислових підприємств; м. Запоріжжя, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8696-661X>; e-mail: zap@zp.edu.ua.

**Федоса Денис Володимирович (Denys Fedosha)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний університет «Запорізька політехніка», доцент кафедри електропостачання промислових підприємств; м. Запоріжжя, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0683-0561>; e-mail: fdv@zp.edu.ua.

**Дьяченко Віра Вікторівна (Vira Dyachenko)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний університет «Запорізька політехніка», доцент кафедри електропостачання промислових підприємств; м. Запоріжжя, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8705-9683>; e-mail: dvv.epp@ukr.net.

**Ліуш Юлія Борисівна (Yuliya Liush)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний університет «Запорізька політехніка», доцент кафедри електропостачання промислових підприємств; м. Запоріжжя, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7907-8374>; e-mail: liush@zp.edu.ua.

*О. О. КУЗЬМЕНКО, І. О. МЕЗЕНЦЕВА, С. О. ВАМБОЛЬ, С. М. МЕЗЕНЦЕВ*

## **ЗНИЖЕННЯ ВИРОБНИЧОГО ТРАВМАТИЗМУ ЯК ШЛЯХ ВИРШЕННЯ ПРОБЛЕМИ ДЕФІЦИТУ КАДРІВ І ЗМЕНШЕННЯ РИЗИКІВ В ЕНЕРГЕТИЦІ**

Енергетична безпека – пріоритетний напрям розвитку економіки і вагома складова національної безпеки держави. Серед внутрішніх загроз енергетичній безпеці фахівці вказують на вади ринку, деградацію техніки і відсталість технологій, недосконалість управління, кадрові проблеми та інше. Однією з причин виникнення дефіциту кваліфікованого персоналу є виробничий травматизм. В роботі проведено порівняльний аналіз даних за період з 2015 по 2023 рік щодо рівня виробничого травматизму в різних галузях економіки і причин нещасних випадків. Встановлено факт різкого зростання загальної кількості страхових нещасних випадків у 2021–2022 роках тільки в двох галузях – сфері охорони здоров'я і сфері постачання електроенергії і газу. В інших галузях економіки число випадків виробничого травматизму у порівнянні з 2015 роком зменшилося. Найбільша кількість нещасних випадків зі смертельними наслідками в енергетичній галузі припадає на ураження електричним струмом персоналу під час технічного обслуговування та ремонту електроустановок. Як показали проведені дослідження, в останні роки суттєво зросла кількість нещасних випадків не тільки з техногенних причин, що пояснювалося пандемією корона вірусної інфекції, але й з організаційних. Серед організаційних причин на перших місцях стоять порушення трудової дисципліни – невиконання вимог інструкцій з охорони праці, невиконання посадових обов'язків, порушення технологічного процесу. Тому розробка пропозицій з удосконалення системи управління охороною праці і трудових взаємовідносин в енергетичній галузі є актуальною задачею. Запропоновано заходи щодо зниження рівня травматизму з організаційних причин в стресових умовах масових невиходів персоналу на роботу внаслідок хвороби чи в період воєнних дій.

**Ключові слова:** енергетична безпека, виробничий травматизм, організаційні причини нещасних випадків, заходи безпеки, навчання з охорони праці, інструкції, позаплановий інструктаж.

*O. O. KUZMENKO, I. O. MEZENTSEVA, S. O. VAMBOL, S. M. MEZENTSEV*

## **REDUCTION OF OCCUPATIONAL INJURIES AS A WAY TO SOLVE THE PROBLEM OF THE SHORTAGE OF PERSONNEL TO REDUCE RISKS IN THE ENERGY INDUSTRY**

Energy security is a priority area of economic development and an important component of the state's national security. Among the internal threats to energy security, experts point to market defects, equipment degradation and backwardness of technologies, imperfect management, personnel problems, and others. One of the reasons for the shortage of qualified personnel is industrial injuries. In the work, a comparative analysis of data for the period from 2015 to 2023 was carried out regarding the level of industrial injuries in various sectors of the economy and the causes of accidents. The fact of a sharp increase in the total number of insurance accidents in 2021–2022 was established only in two sectors - the sphere of health care and the sphere of electricity and gas supply. In other sectors of the economy, the number of industrial injuries decreased compared to 2015. The largest number of accidents with fatal consequences in the energy industry is caused by electrocution of personnel during maintenance and repair of electrical installations. As the conducted studies have shown, in recent years the number of accidents has increased significantly not only due to man-made reasons, which was explained by the corona virus pandemic, but also due to organizational reasons. Among the organizational reasons, violations of labor discipline are in the first places – non-fulfilment of the requirements of labor protection instructions, non-fulfilment of job duties and violation of the technological process. Therefore, the development of proposals for the improvement of the labor protection management system and labor relations in the energy industry is an urgent task. There are proposed measures to reduce the level of injuries due to organizational reasons in stressful conditions of mass absenteeism of personnel due to illness or during hostilities.

**Keywords:** energy safety, industrial injuries, organizational causes of accidents, safety measures, labor protection training, instructions, unscheduled briefing.

**Вступ.** Енергетична безпека – пріоритетний напрям розвитку економіки і вагома складова національної безпеки держави. Забезпечення енергетичної безпеки є важливою умовою для сталого функціонування всіх галузей національної економіки. Загрозами енергетичній безпеці є події, які можуть дестабілізувати роботу енергетичного комплексу, порушити або обмежити енергозабезпечення, призвести до аварій та інших негативних наслідків для енергетики, економіки та суспільства. Серед внутрішніх загроз енергетичній безпеці фахівці вказують на вади ринку, фінансову нестабільність, великий ступінь зношення основних виробничих фондів і відсталість технологій, низьку якість будівельно-монтажних, ремонтних робіт, недосконалість управління, кадрові проблеми, недотримання правил технічної експлуатації, охорони праці й протипожежних заходів та інше [1].

Кадрові проблеми в енергетичній сфері пов'язані з кадровим дефіцитом, низькою кваліфікацією персоналу, якістю підготовки та перепідготовки технічних та управлінських кадрів. Працівники підприємств електроенергетики обов'язково повинні мати освіту енергетичного профілю (повну вищу, базову вищу, професійно-технічну), присвоєну групу з електробезпеки, проходити періодичні навчання з питань технічної експлуатації об'єктів, щорічне спеціальне навчання і перевірку знань з охорони праці та пожежної безпеки; стажування; дублювання; протиаварійні тренування; інструктажі тощо. Передбачається професійний добір працівників певних категорій, проходження попереднього та періодичного медичних (наркологічних) оглядів [2]. Так, для робіт під напругою та по обслуговуванню діючих електроустановок напругою до і вище 1000 В з метою визначення придатності особи виконувати певну роботу і відповідати посаді оцінюються такі її

© О. О. Кузьменко, І. О. Мезенцева, С. О. Вамболь, С. М. Мезенцев, 2024



психофізіологічні і особисті показники, як швидкість сенсомоторних реакцій, якості уваги і швидкість переключення уваги, зорова і слухова пам'ять, емоційна стійкість, рівень втоми, недбалість [3].

Таким чином, питання підготовки кваліфікованих фахівців для енергетичної галузі – процес тривалий і витратний. Тому в умовах пандемії 2020–2021 рр. і тих епідемій, що передбачаються Всесвітньою організацією охорони здоров'я у майбутньому, в умовах кліматичних катастроф і стихійних лих, а також воєнних дій проблема збереження кадрів як ніколи актуальна.

Однією з причин виникнення дефіциту кваліфікованого персоналу є виробничий травматизм.

**Аналіз стану питання.** В умовах розвитку науково-технічного прогресу і сучасних реалій найбільш цінним для людини залишається збереження життя та здоров'я, в тому числі професійного. Професійна діяльність висуває до здоров'я людини підвищені вимоги щодо витривалості, працездатності, емоційної стійкості тощо, а професійне здоров'я стає однією з основоположних цінностей фахівця, інтегрованим показником професіоналізму спеціаліста, важливим ресурсом успішної професійної діяльності та високої продуктивності праці. Багато в чому стан здоров'я робітників і тривалість їх життя залежать від умов праці на робочих місцях та впливу шкідливих і небезпечних факторів виробничого середовища.

Показником незадовільного стану в сфері охорони праці є дані щодо виробничого травматизму та професійної захворюваності в різних галузях економіки, які залишаються надзвичайно високими во всьому світі. За оцінками Міжнародної організації праці в світі щорічно на виробництві трапляється близько 340 млн нещасних випадків, а близько 2,3 млн осіб гинуть внаслідок нещасних випадків на робочому місці або через захворювання, які пов'язані з роботою. Економічні збитки, що пов'язані з виплатою компенсацій, втратою робочого часу, простоями в роботі, видатками на медичне обслуговування та іншими витратами, становлять 1,25 трлн. доларів США (4 % світового валового внутрішнього продукту) [4].

В Україні, згідно статистичним даним Управління виконавчої дирекції фонду соціального страхування України (ФССУ), на теперішньому етапі розвитку економіки ймовірність виробничого травматизму та професійних захворювань у декілька разів вища, ніж в інших промислово розвинених країнах Європейського Союзу. Так, коефіцієнт частоти нещасних випадків зі смертельним наслідком на підприємствах, що перебувають в управлінні Міністерства енергетики і вугільної промисловості України, становить близько шести випадків на сто тисяч працюючих за рік, що значно перевищує рівень європейських країн [5].

Аналіз причин нещасних випадків на підприємствах України є одним із основних і необхідних шляхів для розробки методів профілактики та запобігання травматизму [6–13]. Всі автори вказаних робіт констатували, що лідируючу позицію в різних галузях виробництва до 2021 року займали організаційні причини, які відображають перш за все стан трудової дисципліни і якість управління охороною

праці на підприємствах. Так, обробка статистичних даних Фонду соціального страхування України (ФССУ) [14] за 2015–2022 роки, яку виконали автори роботи [12], показала, що найбільша кількість нещасних випадків трапилася саме через організаційні порушення трудової дисципліни – невиконання вимог інструкцій з охорони праці і невиконання посадових обов'язків.

У 2021 р. через пандемію коронавірусної інфекції на перше місце вийшла група «техногенних» причин, яка була введена у 2019 р. Порядком з розслідування та обліку нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві [15] і до яких віднесли техногенні, природні, екологічні та соціальні причини. В тому ж році з тієї ж причини серед найбільш травмонебезпечних галузей економіки на перше місце вийшла сфера охорони здоров'я. Вже у 2022 р. організаційні причини вернули втрачені позиції [12, 13].

Аналіз сучасного стану виробничого травматизму зі смертельними наслідками на підприємствах України показав [7], що в 2018–2019 роках в енергетичній галузі України спостерігалася тенденція до зростання рівня смертельного виробничого травматизму. Так, від ураження електричним струмом у 2019 році загинуло 55 % загальної кількості загиблих на підприємствах галузі. 47 % електротравм отримано в приміщеннях, 53 % – під час експлуатації зовнішніх електроустановок, до яких належать трансформаторні підстанції високої напруги, повітряні лінії електропостачання, конденсаторні та перетворювальні установки. Найбільш травмонебезпечними професіями на підприємствах енергетичної галузі залишаються: електрослюсар з ремонту обладнання розподільчих пристроїв та електромонтер [7].

До нещасних випадків, які відбуваються на території розташування енергетичних об'єктів, часто призводить обрив проводів високовольтних ліній у результаті падіння дерев [5]. Не випадково роботи в охоронних зонах ліній електропередач, на кабельних лініях і діючих електроустановках, в зонах дії електростатичного та електромагнітного полів тощо займають перші позиції в Переліку робіт підвищеної небезпеки [16], для проведення яких і потрібні щорічне спеціальне навчання й перевірка знань з питань охорони праці та пожежної безпеки.

В енергетиці до основних причин страхових нещасних випадків зі смертельними наслідками відносяться: невиконання посадових інструкцій і посадових обов'язків та порушення вимог безпеки під час експлуатації об'єктів (летальні наслідки з організаційних причин складають 73 % від загальної кількості загиблих на підприємствах галузі); незадовільний технічний стан об'єктів, будівель, споруд, територій, засобів виробництва (технічні причини, складають 14 % від загальної кількості загиблих); особиста необережність потерпілого (психофізіологічні причини, складають 13 % від загальної кількості загиблих) [7].

Таким чином, кількість нещасних випадків, які сталися через організаційні причини, викликає суттєве занепокоєння, тому що протягом багатьох років ситуація залишається незмінною. Особливий

практичний інтерес викликає дослідження впливу на стан і причини виробничого травматизму в такій важливій для національної безпеки галузі як енергетика сучасних викликів суспільства: пандемії, воєнних дій і стихійних лих (повені, підвищення температури, вітри і урагани, землетруси, лісові пожежі тощо), кількість і масштаби яких постійно зростають. Саме цей факт призвів до введення у Порядок [15] четвертої групи техногенних причин.

**Метою дослідження** є проведення аналізу сучасного стану виробничого травматизму, в тому числі зі смертельними наслідками, на енергетичних підприємствах України для розробки заходів щодо зниження кількості нещасних випадків і збереження кваліфікованих кадрів.

**Матеріали і методи дослідження.** Дослідження базується на інформації відкритих джерел за період з 2015 по 2023 рік. Дані щодо виробничого травматизму у нашій країні фіксував ФССУ [14]. З 1 січня 2023 року уповноваженим органом в системі загальнообов'язкового державного соціального страхування став Пенсійний фонд України.

Враховувалися нещасні випадки, які призвели до травм, в тому числі з летальним наслідком. Для аналізу виробничого травматизму були застосовані статистичний та груповий методи.

Статистичний метод є найбільш поширеним методом дослідження виробничого травматизму, який ґрунтується на вивченні даних по травматизму за документами, що реєструють нещасні випадки (акти за формою Н-1, листки тимчасової непрацездатності, відомості про наслідки нещасного випадку та/або гострого професійного захворювання за формою Н-2, журнали реєстрації), за певний період часу (квартал, півріччя, рік).

При груповому методі дані про травматизм групують за однорідними ознаками: за професіями, характером роботи, стажем та віком працівників, характером одержаних травм, джерелами травмування, днями тижня та годинами зміни, коли сталося травмування тощо. Обробка та аналіз одержаних результатів дозволяє визначити професії, види робіт, устаткування, механізми, технологічні процеси тощо, на які припадає найбільше число випадків травматизму, виявити основні його причини та розробити заходи щодо запобігання нещасним випадкам.

Для наочності порівняння і зіставлення динаміки змін, результати обробки статистичних даних

представлені у вигляді стовпчикових та секторних діаграм.

**Результати досліджень.** Для визначення особливостей динаміки виробничого травматизму в Україні за останні 8 років була досліджена і проаналізована статистична інформація ФССУ, опрацювання якої дозволило побудувати діаграми, що відображають зміни ведучих причин нещасних випадків у різні періоди (до і після змін у Класифікаторі причин Порядку [15]).

Дані щодо загальної кількості потерпілих і причин страхових нещасних випадків, на які з 2015 по 2022 роки були складені акти за формою Н-1/П (пов'язані з виробництвом), наведені в таблиці 1 і на рис. 1 і 2. Результати на рис. 1 та 2 розділені за роками: в період з 2015 по 2020 роки згідно НПАОП 0.00-6.02-11 [17] виділяли тільки три групи причин – технічні, організаційні і психофізіологічні; після 2019 року за Порядком [15] ввели четверту групу – техногенну.

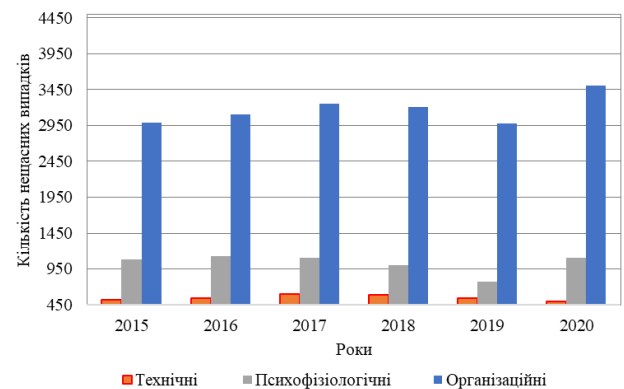


Рисунок 1 – Причини нещасних випадків на виробництві в Україні за 2015–2020 рр.

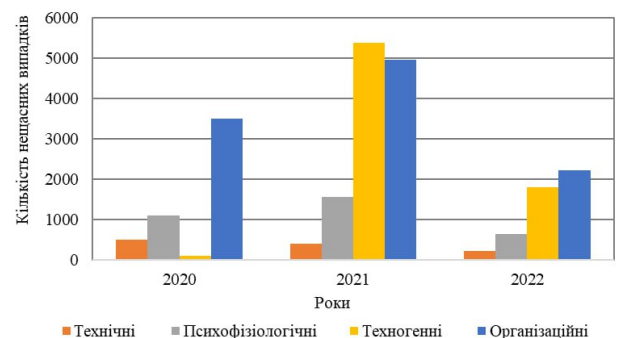


Рисунок 2 – Причини нещасних випадків на виробництві в Україні за 2020–2022 рр.

Таблиця 1 – Дані по травматизму за 2015–2022 рр.

Рік	Усього потерпілих / в тому числі через Covid-19	Причини нещасних випадків				
		Технічні	Організаційні	Психофізіологічні	Техногенні	Інші
2015	4592	523	2987	1082	—	—
2016	4765	543	3098	1124	—	—
2017	4965	606	3252	1107	—	—
2018	4805	592	3211	1002	—	—
2019	4394	525	2933	810	29	97
2020	6646 / 3054	495	3501	1100	106	1444
2021	12315 / 8659	394	4973	1556	5392	—
2022	4877 / 1811	217	2217	639	1804	—

Загальна кількість потерпілих у 2015–2019 рр. знаходилася приблизно на одному рівні – в середньому близько 4700 людей за рік. Фактичні значення відрізнялися від цієї цифри на 6–6,5 %. У 2020 році загальна кількість потерпілих зросла на 40 %, в 2021 р. – більш ніж в 2,5 рази, а в 2022 р. знов знизилася до середніх значень (табл. 1). Різке зростання загальної кількості потерпілих у 2020–2021 рр. було пов'язано з пандемією. Якщо відняти від загальної суми число потерпілих від Covid-19, отримаємо навіть зниження кількості страхових нещасних випадків (з 4700 до 3600), оскільки в той час спостерігалось скорочення виробництва.

Як видно з даних, наведених на рис. 1, найбільша кількість травм у 2015–2020 рр., як і очікувалося, трапилася з організаційних причин. Якщо рівень технічних причин прийняти за одиницю, то технічні, психофізіологічні та організаційні причини відносилися приблизно як 1:2:6. У 2021 році кількість нещасних випадків з техногенних причин у порівнянні з 2020 роком зросла більше ніж у 50 разів (рис. 2). Але ми бачимо з табл. 1, що у 2020–2021 роках статистичні дані ФССУ включали ще так звані «інші» причини. На думку авторів це пов'язано з наступним. В переліку подій, які за Класифікатором Порядку [15] відносяться до техногенних причин, відсутні безпосередні вказівки на масові захворювання. Тому під час впровадження нового Порядку розслідування у 2019 та 2020 роках комісії з розслідування нещасних випадків ще не мали певного досвіду, куди віднести випадки, що були пов'язані з захворюваннями на Covid-19 і з'явилися «інші причини». В той же час до техногенної групи причин відносять надзвичайні ситуації, що пов'язані зі стихійним лихом та війною. Пандемія – це теж надзвичайна ситуація. Тому такі нещасні випадки повинні бути віднесені до тих, що трапилися з техногенних причин. Будемо рахувати, що в 2020 році з техногенних причин трапилося 1550 випадків (106 і 1444). В цьому разі кількість постраждалих з техногенних причин в 2021 році у порівнянні з 2020 роком зросла у 3,5 рази.

В 2021 році в графі «Інші причини» дані вже відсутні, але кількість потерпілих через Covid-19 (8659) на 3267 випадки перевищує кількість техногенних причин (5392). Тобто не всі з 8659 випадків, які були обумовлені захворюванням на Covid-19, потрапили у групу техногенних причин – вона охопила тільки 62 % цих випадків. Решта кількість страхових нещасних випадків була віднесена до тих, що трапилися з організаційних і психофізіологічних причин. Кількість нещасних випадків з організаційних причин на протязі 2015–2019 років коливалася на рівні, близькому 3100 випадків на рік, а з психофізіологічних причин – на рівні 1025 випадків. В 2020 році їх число зросло відповідно на 13 та 7,3 %, а в 2021 році – на 60 та 52 % від цих цифр. І тільки кількість постраждалих з технічних причин зменшилася приблизно на 20 % (рис. 3).

В даному випадку тенденції змін у кількості організаційних і психофізіологічних причини

відображають стан управління охороною праці на підприємствах в умовах надзвичайних ситуацій, які викликають масові і непередбачувані невиходи на роботу, плинність кадрів, неякісний медичний контроль працівників при допуску до роботи, стресову поведінку робітників тощо.

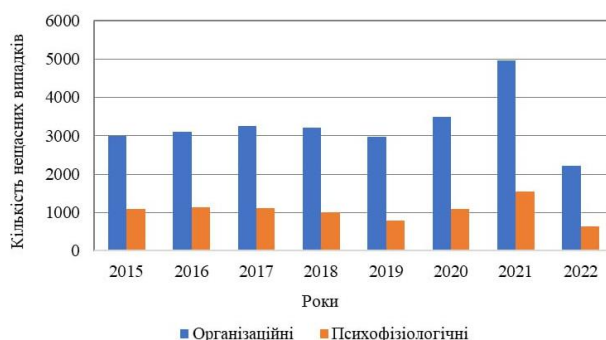


Рисунок 3 – Динаміка зміни кількості нещасних випадків з організаційних та психофізіологічних причин за роками

У 2022 році знизилася як загальна кількість потерпілих, так і кількість нещасних випадків, що трапилися з різних причин. Організаційні причини «повернули» втрачені позиції і знов зайняли перше місце серед причин нещасних випадків на виробництві. Техногенні причини показали теж відносно високі цифри – 1804 випадки, що пояснювалося активними бойовими діями на території України, через що при виконанні трудових обов'язків постраждали 772 працівника, 221 з яких загинуло [12].

Заслугує уваги розподіл кількості потерпілих від нещасних випадків на виробництві залежно від галузей економіки у різні роки. З метою порівняння зроблена відповідна вибірка за 2015 та 2022 роки. Розподіл кількості потерпілих за даними актів розслідування нещасних випадків Н-1/П (пов'язаних з виробництвом) для найбільш травмонезбезпечних галузей економіки за 2015 та 2022 роки наведено на рис. 4 [9].



Рисунок 4 – Розподіл кількості потерпілих від нещасних випадків залежно від галузей економіки за 2015 р. (внутрішнє коло) та 2022 р. (зовнішнє коло)

Як бачимо, у 2015 році найбільша кількість працівників, з якими сталися нещасні випадки, працювали в таких галузях як добувна промисловість, транспорт, поштова та кур'єрська діяльність, сільське господарство, металургійне виробництво. Сфера

охорони здоров'я займала п'яте місце. Протягом 2016–2019 років ці пропорції майже не змінювалися.

З 2020 року загальна картина стала іншою. Найбільша кількість працівників, з якими сталися нещасні випадки у 2020–2022 роках, працювали у сфері охорони здоров'я. Кількість нещасних випадків у порівнянні з 2015 роком збільшилася більше ніж у 7 разів. Добувна промисловість і транспорт відійшли на друге і третє місця, а оптова та роздрібна торгівля обігнали сільське господарство, металургійне виробництво та будівництво. Та якщо кількість травм в добувній промисловості скоротилася майже у 3 рази, в сфері транспорту, поштової і кур'єрської діяльності всього на 15 %. Автори роботи [12] пояснили високі показники травматизму в сфері охорони здоров'я, оптової та роздрібно торгівлі, а також транспорту, поштової і кур'єрської діяльності високою вірогідністю інфікування працівників, виконання професійних обов'язків яких було пов'язано із виробничою необхідністю спілкуватися з різними людьми, в тому числі з потенційно хворими.

Увагу авторів привернула сфера постачання електроенергії і газу в якій, на перший погляд, кількість травмованих значно нижча ніж в інших галузях. Але якщо не звертати увагу на абсолютні значення цифр, а порівняти показники за 2015 та 2022 роки на рис. 4, то це друга галузь виробництва, яка, як і сфера охорони здоров'я, показала у 2022 році підвищення кількості нещасних випадків у порівнянні з 2015 роком (у 1,5 рази – зі 140 до 213 випадків). Причому зростання рівня травматизму з 2015 по 2020 роки було несуттєвим, і помітним у 2022 році (рис. 5).

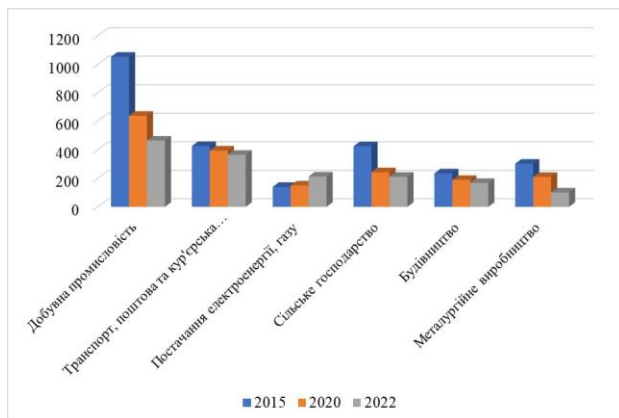


Рисунок 5 – Розподіл загальної кількості нещасних випадків для різних галузей виробництва по рокам

На рис. 5 для порівняння вибрані найбільш травмонебезпечні галузі виробництва. Як бачимо, в усіх цих сферах діяльності з роками рівень травматизму знижувався і тільки в енергетиці зростає.

Тенденцію до зростання травматизму в енергетичній галузі підтверджує і статистика виробничого травматизму за 2023 рік у м. Харкові, яка наведена на рис. 6 [18]. Виробництво, постачання електроенергії і транспорт лідирують по кількості потерпілих.

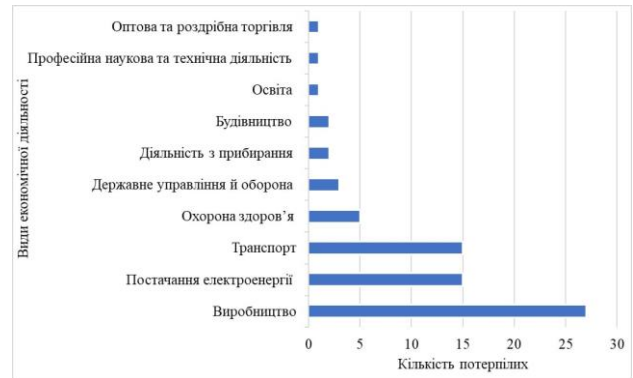


Рисунок 6 – Розподіл нещасних випадків виробничого характеру за видами економічної діяльності у м. Харкові в 2023 році

Більш достовірною є статистика по смертельним випадкам, які неможливо приховати.

На рис. 7 наведені дані щодо кількості смертельних нещасних випадків в різних галузях економіки у 2020 та 2022 роках.

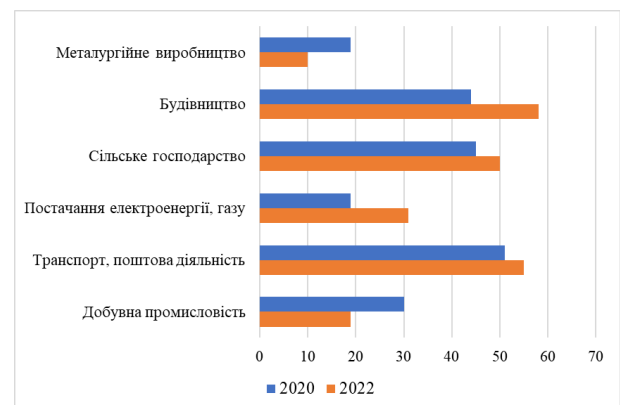


Рисунок 7 – Розподіл смертельних нещасних випадків для різних галузей економіки у 2020 і 2022 роках

Збільшення кількості смертей у 2022 році спостерігали і на будівництві, і в сільському господарстві, і на транспорті, але галузь постачання електроенергії за цим показником вийшла на четверте місце, обігнавши добувну промисловість і металургійне виробництво.

Відомо, що рівні травматизму залежать від загальної чисельності працівників в галузі, тому більш інформативними є відносні показники, які відображають кількість потерпілих, наприклад, на 100 тисяч працюючих. Такі дані для енергетичної галузі приводять автори роботи [7] для 2018–2019 років. Згідно їх аналізу, при розрахунку кількості травмованих на 100 тисяч працюючих рівень травматизму в енергетиці всього на 16 % більше середнього рівня виробничого травматизму в Україні, але рівень смертельного травматизму на 90 % вище середнього рівня смертельного виробничого травматизму в Україні.

Таким чином, аналіз статистичних даних свідчить про погіршення стану травматизму в сфері постачання електроенергії після 2020 року, і в першу чергу за рахунок організаційних причин.

**Обговорення результатів.** Для профілактики виробничого травматизму надзвичайно важливе значення має правильне визначення причин нещасного випадку, бо саме знання причин допомагає розробити заходи щодо попередження та запобігання нещасних випадків взагалі.

Проведені дослідження показали, що більшість нещасних випадків трапилося по організаційним причинам, а саме через порушення трудової дисципліни і невиконання вимог інструкцій з охорони праці. Автори роботи [19] серед організаційних причин електротравматизму конкретно називають роботу без наряд-допуску, відсутність або нерегулярність інструктажу із техніки безпеки, відсутність або невикористання захисних засобів, невідповідність кваліфікації із техніки безпеки виконуваних робіт, незаконне суміщення роботи, роботу у поза нормований час, незадовільну організацію праці персоналу, помилкові або заборонені дії виконавців робіт, порушення дисципліни.

Привертає до себе увагу суттєве і неочікуване зростання кількості страхових нещасних випадків з організаційних причин у 2020 та 2021 роках (табл. 1, рис. 2 і 3), особливо якщо враховувати той факт, що не всі підприємства під час оголошених в країні карантинів із-за епідемії корона вірусу працювали. Вказаний факт може бути пов'язаний не тільки з неправильним визначенням групи причин в конкретному випадку, а і з системними порушеннями налагодженого ритму технологічних операцій на виробництві із-за масових невиходів на роботу (абсентеїзму) кваліфікованих працівників через захворювання, з психологічним станом людей і з колективним стресом у суспільстві. Певну роль зіграло нехтування вимогами безпеки працівниками, що були в хворобливому стані, але вийшли на роботу, або які були змушені терміново підміняти відсутнього тощо.

Зазвичай, об'єм робіт, що виконувався відсутнім працівником, повинен був якось компенсуватися наднормовими роботами працівників, які залишалися в строю, або найманням нових працівників, які вимушені були виконувати робочі обов'язки без необхідного досвіду та без проходження відповідного навчання з безпеки праці. Часу для ретельного оволодіння навичками безпечного ведення робіт в таких ситуаціях не має. При бригадній організації праці, коли виробничі обов'язки розподілені між працівниками, відсутність чи недостатній досвід одного працівника впливає на звичний ритм і продуктивність роботи кожного члена бригади та приводить до зниження якості виконуваних робіт і зменшенню зарплати при відрядній формі оплати. Плинність кадрів створює напругу у трудовому колективі, що і призводить до порушення трудової дисципліни, несумлінного виконання професійних обов'язків і нехтуванню вимогами інструкцій з охорони праці. Як результат маємо зростання кількості нещасних випадків та додаткові невиходи на роботу потерпілих. Останнє, в свою чергу, викликає додаткову напругу у колективі.

В хворобливому стані у працівника знижується увага та швидкість реакції, і він не може критично

оцінювати власні дії і ситуацію, що призводить до помилок при виконанні складних завдань, виготовленню бракованої продукції, аварійним ситуаціям. Особливо небезпечно це для робіт підвищеної небезпеки, що виконуються по наряд-допуску чи розпорядженню. Такі робочі місця характерні для галузі постачання електроенергії. Під час епідемії треба в наряд-допуску передбачити графу про поточний стан здоров'я робітників бригади, який може оцінити безпосередній керівник, що видає наряд-допуск, по зовнішньому вигляду і вимірюванням температури тіла безконтактним термометром.

В енергетиці нещасні випадки в основному трапляються з оперативними працівниками, які мають достатній досвід, кваліфікацію і, власне, повинні забезпечувати безпечно виконання робіт. Зберегти їх здоров'я і життя допоможе удосконалення системи управління охороною (СУОП) на підприємстві, впровадження сучасних міжнародних стандартів серій OHSAS 18000 та ISO 45000, ідентифікація професійних ризиків, своєчасна атестація робочих місць за умовами праці, ретельне розслідування нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві з встановленням дійсних причин небезпечних ситуацій і розробкою дієвих заходів щодо попередження виробничих травм та інше. Все, що робиться в цьому напрямку, повинно бути доведено до відома всіх осіб, які працюють в організації, щоб кожний працівник знав про свої обов'язки у сфері безпеки праці. За створення дієвої системи СУОП і зниження рівня виробничого травматизму відповідає найвище керівництво підприємства, а впроваджується вона через безпосередніх керівників структурних підрозділів, які, як правило, теж мають вищу професійну освіту, що дуже важливо для зниження ризику небезпек [8].

Але зміни, які відбулися у вищій школі за останні роки – впровадження болонської системи навчання, проведення занять в он-лайн режимі, відсутність студентів на заняттях, відміна в більшості вузів дисциплін, що викладають питання охорони праці тощо, призводять до зниження рівня свідомості і культури в питаннях безпеки праці у фахівців з вищою освітою, які, як керівники структурних підрозділів, відповідають за навчання безпечному проведенню робіт своїх підлеглих. Роботодавці зацікавлені у підготовці фахівців, які добре знаються не тільки на сучасних виробничих процесах і технологіях, але й на питаннях зниження потенційних ризиків та управління охороною праці.

Навчання і перевірку знань з питань охорони праці працівники проходять відповідно Типового положення [16], яке було затверджено у 2005 році. Восени 2022 року Міністерство економіки України підготувало документ щодо змін у Типовому положенні, який на цей час ще не затверджений. В новому документі рекомендувалося спрощення процедури проходження навчання і надання роботодавцям можливості самостійно визначати його форми та методи. При цьому не конкретизувалося, хто саме буде навчати робітників, а акцент робився на удосконаленні перевірки знань з питань охорони праці.

Враховуючи, що кількість нещасних випадків, які сталися по організаційним причинам через невиконання вимог безпеки, на протязі багатьох років залишається високою, а в вищих навчальних закладах України студенти другого рівня освіти перестали отримувати знання з безпеки праці, необхідно ставити питання не про спрощення, а навпаки, про підвищення якості навчання з охорони праці робітників усіх рівнів і підготовку фахівців, які будуть проводити це навчання.

Якщо більшість нещасних випадків трапляються по причині порушення вимог інструкцій, можливо, треба удосконалити і Положення про розробку інструкцій з охорони праці від 1998 року [20] або покращити контроль за виконанням цього документу.

Пункт 4.3.4. Положення [20] свідчить про те, що «розробка (перегляд) необхідних інструкцій, що діють на підприємстві, здійснюється безпосередніми керівниками робіт (начальниками виробництва, цеху, дільниці), які несуть відповідальність за своєчасне виконання цієї роботи». Інструкції, що діють на підприємстві, повинні переглядатися не рідше одного разу на 5 років, а для професій або видів робіт з підвищеною небезпекою – не рідше одного разу на 3 роки. Інструкції повинні переглядатися також у випадку аварійної ситуації або нещасного випадку, що викликали необхідність перегляду (зміни) інструкції; при впровадженні нових технологій, зміні технологічного процесу або умов праці, а також при впровадженні нових видів обладнання, машин, механізмів тощо. І знов встає питання про кваліфікацію в питаннях охорони праці безпосередніх керівників робіт. Молоді фахівці з вищою освітою, як правило, майже не мають підготовки з охорони праці.

Здійснення системного контролю за своєчасною розробкою нових інструкцій їх періодичним переглядом та внесенням змін і доповнень до них покладається роботодавцем на службу охорони праці підприємства [20], що вимагає і від фахівців відділів охорони праці ретельного виконання своїх обов'язків. Як показав досвід спілкування зі спеціалістами відділів охорони праці, при отриманні підприємствами нового обладнання інструкції щодо їх безпечної експлуатації розробляються чи переробляються не завжди вчасно, позапланові інструктажі не проводяться.

Згідно, Типового положення [16], при введенні в дію нових або переглянутих нормативно-правових актів з охорони праці, а також при внесенні змін та доповнень до них; при зміні технологічного процесу, заміні або модернізації устаткування, приладів та інструментів, вихідної сировини, матеріалів та інших факторів, що впливають на стан охорони праці; при порушеннях працівниками вимог нормативно-правових актів з охорони праці, що призвели до травм, аварій, пожеж тощо, при перерві в роботі виконавця робіт більш ніж на 30 календарних днів – для робіт з підвищеною небезпекою, а для решти робіт – понад 60 днів з працівниками проводиться позаплановий інструктаж на робочому місці або в кабінеті охорони праці. Інженери служби охорони праці повинні перевіряти виконання цих вимог Типового

положення. Робітник який був тривалий час на лікарняному, повинен обов'язково проходити позаплановий інструктаж перед початком робіт.

При проведенні розслідування нещасних випадків до складу комісії входить представник відділу охорони праці і саме він повинен стежити за тим, щоб в акті були вказані конкретні інструкції, норми і правила, порушення яких призвело до нещасного випадку. До порушення інструкції могла привести її недосконалість, бо іноді їх розробляють, не враховуючи всіх наявних на робочих місцях ризиків та небезпек і не пропонуючи конкретні заходи безпеки або приводячи багато зайвої інформації. Відомо, що великі за об'ємом документи погано засвоюються при навчанні. Треба ввести обов'язкове правило переглядати і перезатверджувати інструкції, порушення яких призвело до небезпечної ситуації з метою їх покращення для чіткого і однозначного сприйняття представленої інформації.

Відомо, що усунення наслідків нещасних випадків коштує у десятки разів дорожче, ніж вартість заходів щодо їх попередження. Тому фахівці давно дійшли висновку, що більш економічно вигідно вкладати кошти в охорону праці, а ніж прирікати себе на постійну ліквідацію наслідків нещасних випадків і аварій на виробництві. Одним з найбільш ефективних шляхів зниження виробничого травматизму по організаційним причинам через невиконання вимог інструкцій з охорони праці вважається навчання працівників безпечним прийомом виконання роботи і відповідна підготовка кадрового складу всіх рівнів керування [11].

Робота з персоналом є одним із основних завдань керівників підприємств електроенергетики та їх структурних підрозділів. Ця робота має плануватись, систематично проводитись і контролюватись. Результатом роботи з персоналом є забезпечення постійної готовності кожного працівника до виконання своїх професійних обов'язків. Під час організації роботи з персоналом необхідно враховувати особливості робочого місця, складність і рівень безпеки обладнання, яке обслуговується, рівень кваліфікації та індивідуальні особливості працівника, його уміння орієнтуватись у звичайних і аварійних ситуаціях. Все це забезпечить умови для підтримки довголітньої професійної працездатності працівників [2].

**Висновки і перспективи.** Аналіз виробничого травматизму в Україні за останні роки підтвердив лідируючу позицію організаційних причин, що особливо важливо для визначення напрямку заходів щодо запобігання нещасним випадкам, особливо в галузі постачання електроенергії, в якій було зафіксовано зростання загальної кількості потерпілих і випадків з летальним наслідком.

Виходячи зі змістового аналізу даних, наведених в цьому дослідженні, і спираючись на багаторічний досвід викладання дисциплін напряму «Охорона праці» в закладах вищої освіти України, для зниження травматизму доцільно запропонувати наступні заходи:

- Покращити якість навчання з питань охорони праці працівників усіх рівнів.
- Повернути вивчення питань безпеки праці майбутніми керівниками структурних підрозділів і ведучими спеціалістами на етапі навчання у закладах вищої освіти, для чого рекомендувати ввести відповідні компетентності у галузеві стандарти освіти.
- Підвищити вимоги до фахівців з охорони праці щодо виконання своїх обов'язків в здійсненні системного контролю за своєчасною розробкою нових інструкцій, їх періодичним переглядом та своєчасним внесенням змін і доповнень.
- Інженерам служби охорони праці контролювати проходження позапланового інструктажу перед початком робіт робітників, які тривалий час були на лікарняному.
- Ввести вимогу обов'язкового перегляду і перезатвердження інструкцій, порушення яких призвело до нещасного випадку.
- Під час епідемії удосконалити контроль стану здоров'я на початку зміни працівників, які обслуговують робочі місця підвищеної небезпеки.
- Вивчати проблему абсентеїзму та плинності кадрів і проводити роботу по її зменшенню.

### Список літератури

1. Визначення рівня та оцінювання загроз енергетичній безпеці / О. М. Суходоля та ін. Київ : Національний інститут стратегічних досліджень, 2022. 160 с. DOI: <https://doi.org/10.53679/niss-analytrep.2022.13>.
2. СОУ-Н МПЕ 40.1.12.104:2005. Організація роботи з персоналом підприємств електроенергетики. Положення. Чинний від 2006-01-02. Вид. офіц. Київ, 2006. URL: <https://mev.gov.ua/sites/default/files/file/order/Наказ%20Міністерства%20палива%20та%20енергетики%20України%20від%2002.11.2005%20№%20559.pdf>.
3. Про затвердження Переліку робіт, де є потреба у професійному доборі (ДНАОП 0.03-8.06-94): Наказ Міністерства охорони здоров'я України від 23.09.1994 р. № 263/121 : станом на 5 лип. 1995 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0018-95#Text>.
4. Ніпаліді О., Васильчичин О. Сучасний стан охорони праці в Україні у контексті забезпечення її інноваційного розвитку. *Актуальні проблеми правознавства*. 2020. № 1 (21). С. 164–169. DOI: <https://doi.org/10.35774/app2020.01.164>.
5. Охорона праці в електроенергетиці... Під напругою. *Охорона праці*. 2012. № 10. URL: <https://www.fort.kharkiv.com/news/ohrana-truda-v-elektroenergetike>.
6. Таїрова Т. М., Романенко Н. В., Сліпачук О. А. Підвищення результативності заходів із запобігання виробничому травматизму на основі моделювання системи охорони праці в машинобудуванні. *Проблеми охорони праці в Україні*. 2020. Т. 36, № 4. С. 23–29. DOI: <https://doi.org/10.36804/nndipbop.36-4.2020.23-29>.
7. Бондаренко Є. А., Вишневський С. Я., Бондаренко А. Є. Сучасний стан електротравматизму в енергетичній галузі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2021. Т. 156, № 3. С. 18–23. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-156-3-18-23>.
8. Значення вищої професійної освіти для зниження ризику виробничого травматизму / С. О. Вамболь та ін. *Інженерія природокористування*. 2021. № 1 (19). С. 120–132. URL: <http://enm.khntusg.com.ua/index.php/enm/article/view/425>.
9. Безпека життя людей – головний пріоритет сучасного світу / С. М. Мезенцев та ін. *Global Society in Formation of New Security System and World Order*: Proceedings of the 2nd International Scientific and Practical Internet Conference, 27–28 лип. 2023 р. Дніпро, Україна, 2023. С. 250–252. URL: <http://www.wayscience.com/wp-content/uploads/2023/08/Conference-Proceedings-July-27-28-2023.pdf>.
10. Мезенцева І. О., Кузьменко О. О. Техногенні, природні, екологічні та соціальні причини виробничого травматизму. *Технічний прогрес в АПВ*: матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції, м. Харків, Україна, 9–10 трав. 2023 р. С. 159–162. URL: <https://biotechuniv.edu.ua/wp-content/uploads/2023/05/Tehnichnyj-progres-v-APV.-Materialy-konferentsiyi.-DBTU-2023.pdf>.
11. Дідур К. М., Дмитрюк С. П. Економічні наслідки виробничого травматизму. *Агроевіт*. 2023. № 9-10. С. 96–105. DOI: <https://doi.org/10.32702/2306-6792.2023.9-10.96>.
12. Аналіз причин виробничого травматизму та шляхи його зниження в сучасних реаліях / І. О. Мезенцева та ін. *Проблеми охорони праці в Україні*. 2023. Т. 39, № 3-4. С. 8–14. DOI: <https://doi.org/10.36804/nndipbop.39-3-4.2023.8-14>.
13. Problems of Occupational Injuries and Ways of Its Reduction on Example of Ukraine / I. Mezentseva et al. *Diversity: Disease Preventive of Research Integrity*. 2024. Vol. 4, no. 2. P. 54–62. DOI: <https://doi.org/10.24252/diversity.v4i2.42873>.
14. Фонд соціального страхування України. URL: <http://www.fssu.gov.ua/fse/control/main/uk/index> (дата звернення: 16.02.2023).
15. Про затвердження Порядку розслідування та обліку нещасних випадків, професійних захворювань та аварій на виробництві: Постанова Кабінету Міністрів України від 17.04.2019 р. № 337 : станом на 7 лют. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/337-2019-п#Text>.
16. Перелік робіт з підвищеною небезпекою (НПАОП 0.00-4.12-2005): Перелік Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 26.01.2005 р. № 15. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0232-05#Text>.
17. Деякі питання розслідування та обліку нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві: Постанова Кабінету Міністрів України від 30.11.2011 р. № 1232 : станом на 1 лип. 2019 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1232-2011-п#Text>.
18. Стан виробничого травматизму та професійних захворювань у м. Харкові за 2023 рік. *Соціальний захист Харкова – Сайт Департаменту соціальної політики Харківської міської ради*. URL: <https://soczahist.kh.ua/2024/01/про-стан-виробничого-травматизму-та-п/>.
19. Пахомов Р. І., Зима О. Є., Редкін О. В. Аналіз електротравматизму у будівельній галузі. *Актуальні проблеми безпеки життєдіяльності людини в сучасному суспільстві*: матеріали Всеукраїнської науково-теоретичної інтернет-конференції, м. Миколаїв, Україна, 24 жовт. 2021 р. Миколаїв, 2021. С. 48–52. URL: <https://dspace.mnau.edu.ua/jspui/bitstream/123456789/10706/1/48-52.pdf>.
20. Про затвердження Положення про розробку інструкцій з охорони праці (ДНАОП 0.00-4.15-98): Наказ Міністерства праці та соціальної політики України від 29.01.1998 р. № 9 : станом на 1 верес. 2017 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0226-98#Text>.

### References

1. O. M. Sukhodolia, H. L. Riabtev, Yu. M. Kharazishvili, D. H. Bobro, and S. P. Zavorodnia, *Vyznachennia rinvia ta otsiniuvannia zahroz enerhetychnii bezpetsi [Identifying and assessing threats to energy security]*. Kyiv: Nat. Inst. Strategic Stud., 2022, doi: <https://doi.org/10.53679/niss-analytrep.2022.13> (in Ukrainian)
2. *Orhanizatsiia roboty z personalom pidpriemstv elektroenerhetyky. Polozhennia [Organisation of work with personnel of electric power companies. Regulations]*, SOU-N MPE 40.1.12.104:2005, Derzhavne pidpriemstvo DonORHRES, Kyiv, 2006. [Online]. Available: <https://mev.gov.ua/sites/default/files/file/order/Наказ%20Міністерства%20палива%20та%20енергетики%20України%20від%2002.11.2005%20№%20559.pdf> (in Ukrainian)
3. Ukraine, Ministry of Health of Ukraine. (1994, Sep. 23). *Order of the Ministry of Health of Ukraine no. 263/121, Pro zatverdzhennia Pereliku robit, de ye potreba u profesiinomu dobori (DNAOP 0.03-8.06-94) [On approval of the List of works where professional selection is required (DNAOP 0.03-8.06-94)]*. [Online].

- Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0018-95#Text> (in Ukrainian)
4. O. Nippalidi and O. Vasylyshyn, "Current state of labour protection in Ukraine in the context of ensuring and innovative development", *Actual Problems of Law*, no. 1 (21), pp. 164–169, 2020, doi: <https://doi.org/10.35774/app2020.01.164> (in Ukrainian)
  5. "Okhorona pratsi v elektroenerhetytsi... Pid napruhoiu [Labour protection in the electric power industry... Under voltage]", *Okhorona pratsi*, no. 10, 2012. [Online]. Available: <https://www.fort.kharkiv.com/news/ohrana-truda-v-elektroenergetike> (in Ukrainian)
  6. T. Tairova, N. Romanenko, and O. Slipachuk, "Improving the effectiveness of measures for the prevention of occupational injury on the basis of modeling the occupational health and safety system in mechanical engineering", *Labour Protection Problems in Ukraine*, vol. 36, no. 4, pp. 23–29, Dec. 2020, doi: <https://doi.org/10.36804/nndipbop.36-4.2020.23-29> (in Ukrainian)
  7. Y. A. Bondarenko, S. Y. Vyshnevskiy, and A. Y. Bondarenko, "The current state of electrical injury in the energy industry", *Visnyk of Vinnytsia Politechnical Institute*, vol. 156, no. 3, pp. 18–23, 2021, doi: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-156-3-18-23> (in Ukrainian)
  8. S. O. Vambol, I. A. Cherepnov, V. Yu. Dubnytskiy, V. V. Vambol, and M. M. Kiriynenko, "The importance of higher professional education to reduce the risk of occupational injury", *Engineering of Nature Management*, no. 1 (19), pp. 120–132, 2021. [Online]. Available: <http://enm.khntusg.com.ua/index.php/enm/article/view/425> (in Ukrainian)
  9. S. M. Mezentsev, M. O. Spivak, N. S. Yevtushenko, and I. O. Mezentseva, "Bezpeka zhyttia liudei – holovnyi priorytet suchasnoho svitu [Human life safety is the top priority of the modern world]", in *Global Society in Formation of New Security System and World Order*, Jul. 27–28, 2023. Dnipro, Ukraine: FOP Marenichenko V. V., 2023, pp. 250–252. [Online]. Available: <http://www.wayscience.com/wp-content/uploads/2023/08/Conference-Proceedings-July-27-28-2023.pdf> (in Ukrainian)
  10. I. O. Mezentseva and O. O. Kuzmenko, "Tekhnohenni, pryrodni, ekolohichni ta sotsialni prychny vyrobnychoho travmatyzmu [Man-made, natural, environmental and social causes of occupational injuries]", in *Tekhnichniy prohres v APV*, Kharkiv, Ukraine, May 9–10, 2023. Derzh. biotekhnol. un-t, pp. 159–162. [Online]. Available: <https://biotechuniv.edu.ua/wp-content/uploads/2023/05/Tekhnichniy-progres-v-APV-Materialy-konferentsiyi.-DBTU-2023.pdf> (in Ukrainian)
  11. K. M. Didur and S. P. Dmitryuk, "Economic consequences of working injuries", *Ahrosvit*, no. 9-10, pp. 96–105, May 2023, doi: <https://doi.org/10.32702/2306-6792.2023.9-10.96> (in Ukrainian)
  12. I. O. Mezentseva, O. O. Kuzmenko, O. O. Trush, and C. O. Vambol, "Analysis of the causes of viral injuries the ways of yogo's degradation in current realities", *Labour Protection Problems in Ukraine*, vol. 39, no. 3-4, pp. 8–14, Dec. 2023, doi: <https://doi.org/10.36804/nndipbop.39-3-4.2023.8-14> (in Ukrainian)
  13. I. Mezentseva, S. Vambol, O. Kuzmenko, and O. Osmanova, "Problems of Occupational Injuries and Ways of Its Reduction on Example of Ukraine", *Diversity: Disease Preventive of Research Integrity*, vol. 4, no. 2, pp. 54–62, Feb. 2024, doi: <https://doi.org/10.24252/diversity.v4i2.42873>
  14. Social Insurance Fund of Ukraine. Accessed: Feb. 16, 2023. [Online]. Available: <http://www.fssu.gov.ua/fse/control/main/uk/index> (in Ukrainian)
  15. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2019, Apr. 17). *Decree of the Cabinet of Ministers of Ukraine no. 337, Pro zatverdzhennia Poriadku rozsliduvannia ta obliku neshchasnykh vypadkiv, profesiynykh zakhvoriuvan ta avarii na vyrobnytstvi [On Approval of the Procedure for Investigation and Recording of Accidents, Occupational Diseases and Accidents at Work]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/337-2019-п#Text> (in Ukrainian)
  16. Ukraine, State Committee of Ukraine for Supervision of Labour Protection. (2005, Jan. 26). *List of the State Committee of Ukraine for Supervision of Labour Protection no. 15, Perelik robiv z pidvyshchenoiu nebezpekoiu (NPAOP 0.00-4.12-2005) [List of hazardous work (NPAOP 0.00-4.12-2005)]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0232-05#Text> (in Ukrainian)
  17. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2011, Nov. 30). *Decree of the Cabinet of Ministers of Ukraine no. 1232, Deiaki pytannia rozsliduvannia ta obliku neshchasnykh vypadkiv, profesiynykh zakhvoriuvan i avarii na vyrobnytstvi [Some issues of investigation and recording of accidents, occupational diseases and accidents at work]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1232-2011-п#Text> (in Ukrainian)
  18. "Stan vyrobnychoho travmatyzmu ta profesiynykh zakhvoriuvan u m. Kharkovi za 2023 rik [Status of occupational injuries and diseases in Kharkiv in 2023]." Social protection in Kharkiv - Website of the Department of Social Policy of Kharkiv City Council. [Online]. Available: <https://soczahist.kh.ua/2024/01/про-стан-виробничого-травматизму-та-п/> (in Ukrainian)
  19. R. I. Pakhomov, O. Ye. Zyma, and O. V. Redkin, "Analiz elektrotravmatyzmu u budivelnii haluzi [Analysis of electrical injuries in the construction industry]", in *Aktualni problemy bezpeky zhyttiedialnosti liudyny v suchasnomu suspilstvi*, Mykolaiv, Ukraine, Oct. 24, 2021. Mykolaiv: MNAU, 2021, pp. 48–52. [Online]. Available: <https://dspace.mnau.edu.ua/jspui/bitstream/123456789/10706/1/48-52.pdf> (in Ukrainian)
  20. Ukraine, Ministry of Labour and Social Policy of Ukraine. (1998, Jan. 29). *Order of the Ministry of Labour and Social Policy of Ukraine no. 9, Pro zatverdzhennia Polozhennia pro rozrobku instruktzii z okhorony pratsi (DNAOP 0.00-4.15-98) [On approval of the Regulation on the development of labour protection instructions (DNAOP 0.00-4.15-98)]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0226-98#Text> (in Ukrainian)

Надійшло (received) 29.04.2024

## Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

**Кузьменко Олена Олексіївна (Olena Kuzmenko)** – кандидат технічних наук, старший науковий співробітник, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри безпеки праці та навколишнього середовища; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0633-0102>; e-mail: [Olena.Kuzmenko@khpi.edu.ua](mailto:Olena.Kuzmenko@khpi.edu.ua).

**Мезенцева Ірина Олександрівна (Iryna Mezentseva)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри безпеки праці та навколишнього середовища; м. Харків, Україна, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7695-7982>; e-mail: [Iryna.Mezentseva@khpi.edu.ua](mailto:Iryna.Mezentseva@khpi.edu.ua).

**Вамболь Сергій Олександрович (Sergiy Vambol)** – доктор технічних наук, професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», завідувач кафедри безпеки праці та навколишнього середовища; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8376-9020>; e-mail: [Serhij.Vambol@khpi.edu.ua](mailto:Serhij.Vambol@khpi.edu.ua).

**Мезенцев Сергій Миколайович (Sergii Mezentsev)** – аспірант кафедри ливарного виробництва, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-4914-6614>; e-mail: [Serhii.Mezentsev@mit.khpi.edu.ua](mailto:Serhii.Mezentsev@mit.khpi.edu.ua).



*П. Д. ЛУЦІВ, Н. В. ОСТРА*

## **ФОРМУВАННЯ КОНЦЕПТУАЛЬНОЇ МОДЕЛІ УПРАВЛІННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ВИТРАТАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ 150–0,38 КВ**

В роботі розроблено концептуальну модель процесу управління технологічними витратами електричної енергії в розподільчих електричних мережах 150–0,38 кВ. Проаналізована актуальність та необхідність розробки концептуальної моделі процесу управління технологічними витратами електроенергії, що здійснюється по відношенню до системи розподілу електричної енергії (або ж електророзподільчої системи) в цілому, включно із розподільчими електричними мережами 150–0,38 кВ. В роботі запропоновано концептуальну декомпозицію, розглянуто опис та формалізацію процесу управління електророзподільчою системою за критерієм зниження технологічних витрат електроенергії. Запропонована концептуальна модель описує процес управління технологічними витратами електричної енергії в електророзподільчій системі, як процес регулярного покращення (оптимізації) функціонування електророзподільчої системи та дозволяє у подальшому оптимізувати та автоматизувати процес управління технологічними витратами електроенергії в електророзподільчій системі, з метою досягнення вищих рівнів енергоефективності її функціонування. Показано, що ця модель може бути застосована для вирішення завдань не тільки стратегічного і тактичного управління (в розрізі років та місяців) при формуванні планів розвитку та поточної експлуатації систем розподілу, але і оперативної оптимізації технологічними витратами електроенергії в темпі процесу. За умови розробки відповідного програмного забезпечення (включаючи прогнозування режимів електророзподільчої системи та впливів зовнішнього середовища), система керування технологічними витратами електроенергії представлена трьома контурами керування, які відповідають етапам її розвитку. Показано процеси та інформаційні зв'язки між ними для кожного контуру управління. Кожний процес в концептуальній моделі керування технологічними витратами електроенергії має своє формальне представлення через узагальнені функціональні залежності, а інформаційні зв'язки між процесами відповідають аргументам та значенням цих функцій. Концептуальна модель описує процес управління технологічними витратами електроенергії в електророзподільчій системі як процес регулярного покращення (оптимізації) її функціонування через підвищення її енергоефективності.

**Ключові слова:** технологічні витрати електричної енергії, система розподілу електричної енергії, концептуальна модель, управління технологічними витратами електроенергії.

*P. D. LUTSIV, N. V. OSTRA*

## **DEVELOPMENT OF A CONCEPTUAL MODEL FOR MANAGEMENT OF TECHNOLOGICAL LOSSES OF ELECTRICITY IN DISTRIBUTION NETWORKS 150-0.38 KV**

The work developed a conceptual model of the process of managing the technological costs of electrical energy in 150–0.38 kV distribution networks. The relevance and necessity of developing a conceptual model of the process of managing the technological costs of electricity, which is carried out in relation to the system of distribution of electrical energy (or the electrical distribution system) as a whole, including distribution electrical networks of 150–0.38 kV, is analyzed. The paper proposes a conceptual decomposition, considers the description and formalization of the power distribution system management process based on the criterion of reducing the technological costs of electricity. The proposed conceptual model describes the process of managing the technological costs of electricity in the power distribution system, as a process of regular improvement (optimization) of the functioning of the power distribution system and allows further optimization and automation of the process of managing the technological costs of electricity in the power distribution system, in order to achieve higher levels of energy efficiency of its functioning. It is shown that this model can be used to solve the tasks of not only strategic and tactical management (in terms of years and months) when forming development plans and current operation of distribution systems, but also operational optimization of technological costs of electricity at the pace of the process. Provided that the appropriate software is developed (including the forecasting of power distribution system modes and external environmental influences), the system for managing the technological costs of electrical energy is represented by three control loops that correspond to the stages of its development. Processes and information links between them are shown for each control loop. Each process in the conceptual model of the management of technological costs of electric energy has its own formal representation through generalized functional dependencies, and the information links between the processes correspond to the arguments and values of these functions. The conceptual model describes the process of managing the technological costs of electrical energy in the power distribution system as a process of regular improvement (optimization) of its functioning through increasing its energy efficiency.

**Keywords:** technological losses of electric energy, electricity distribution system, conceptual model, management of technological losses of electric energy.

**Вступ.** Процес реалізації комплексу робіт, направлених на зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) в розподільчих електричних мережах систем розподілу, по своїй суті, є процесом управління ТВЕ. Він передбачає не лише визначення та аналіз ТВЕ [1–3], локалізацію непродуктивних ТВЕ і виявлення їх причин, але й також планування, організацію та контроль за виконанням організаційно-технічних заходів (ОТЗ) зі зниження ТВЕ [4]. Крім того, також аналіз і оцінювання ефективності цих заходів.

Не зважаючи на широкий спектр практичних рекомендацій щодо розробки та реалізації ОТЗ зі зниження ТВЕ [4], сам процес управління ТВЕ в системах розподілу електроенергії на даний час в значній мірі не описано та не формалізовано. Тому,

виникає необхідність у розробці концептуальної моделі процесу управління ТВЕ, що здійснюється по відношенню до системи розподілу електричної енергії (або ж електророзподільчої системи ЕРС) в цілому, включно із розподільчими електричними мережами 150–0,38 кВ [5], яка є об'єктом управління [6, 7].

**Метою роботи** є концептуальна декомпозиція, опис та формалізація процесу управління ЕРС за критерієм зниження ТВЕ, яка дозволить у подальшому оптимізувати та автоматизувати процес управління ТВЕ в ЕРС, з метою досягнення вищих рівнів енергоефективності її функціонування.

**Результати дослідження.** Оперативні, тактичні, а особливо стратегічні рішення, які приймаються керівництвом оператора системи розподілу (ОСР) щодо

© П. Д. Луців, Н. В. Остра, 2024

реалізації ОТЗ зі зниження технологічних витрат електроенергії (ТВЕ) потребують залучення значних матеріальних та організаційних ресурсів на всіх стадіях їх реалізації. Підтримка прийняття рішень щодо вибору об'єктів зниження ТВЕ та ефективної реалізації ОТЗ потребує в свою чергу аналізу значного обсягу розрізної інформації щодо: поточного та прогнозованого стану розподільчих електричних мереж і системи обліку електроенергії, системи потоків і балансів електроенергії, а також зовнішніх факторів, які впливають на ефективність розподілу електроенергії.

Управління ТВЕ потребує також нагромадження та експертного аналізу інформації (даних) щодо рекомендованих та реалізованих ОТЗ на об'єктах розподілу електроенергії, їх ефективності та (що особливо важливо) доцільності застосування в подальшому. Не зважаючи на наявність значної кількості практичних методичних рекомендації щодо застосування ОТЗ із зниження ТВЕ, аналіз їх процесу розробки та реалізації як системи управління ТВЕ – не проводиться.

Підвищення ефективності виконання всіх видів ОТЗ (особливо ресурсозатратних, пов'язаних із розвитком і модернізацією електричних мереж), – потребує переходу від узагальненого (за звітними витратами по всіх мережах ОСР в цілому) до структурованого адресного управління ТВЕ із пофрагментним, пооб'єктним та поелементним контролем за технологічними витратами електроенергії в розподільчих мережах.

У найбільш загальному вигляді система розподілу електроенергії [5], або ж ЕРС, як об'єкт управління технологічними витратами електроенергії (ТВЕ) може бути представлена (рис.1) шляхом декомпозиції за ознакою власності розподільчих мереж та приєднаних до них електроустановок трьома основними складовими частинами, які включають: власне розподільчі мережі ОСР (D) та приєднані до них електричні мережі та електроустановки споживачів (J), а також приєднані електроустановки генерації електроенергії виробників та електричні мережі оператора системи передачі (ОСП) і сусідніх ОСР (Q).

Для відображення ЕРС як об'єкта управління ТВЕ вищезазначені складові, що представляють фізичні процеси перетікання електроенергії в розподільчих мережах та їх організаційне і документальне забезпечення, – доповнюються процесом визначення ТВЕ (R), який за своєю природою є виключно інформаційним процесом.

Визначення величини ТВЕ ( $\Delta W$ , кВт\*год) як основного параметра енергоефективності функціонування ЕРС, – передбачає опрацювання вимірних обсягів перетікання електроенергії  $W$  в точках обліку на об'єктах розподілу електроенергії, приведення їх до меж балансової належності мереж чи об'єктів розподілу. Розподільча мережа ОСР підлягає управляючим впливам  $X_1$  зі сторони системи управління та  $X_2$  зі сторони зовнішнього середовища. Необхідний для контролю за об'єктом управління розрахунок ТВЕ (який є частиною процедури визначення ТВЕ R) здійснюється шляхом агрегування та визначення різниці між потоками

відпуску (у мережу)  $W_+$  і віддачі (з мережі)  $W_+$  електроенергії як для розподільчих мереж ОСР в цілому, так і пофрагментно.

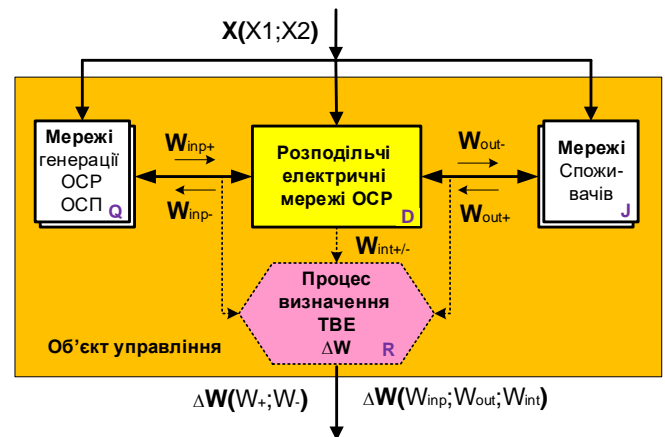


Рисунок 1 – Спрощена модель ЕРС, як об'єкта управління технологічними витратами електроенергії

Більш повна інформація необхідна для реалізації процесу управління ТВЕ в розподільчих електричних мережах 150–0,38 кВ представлена за допомогою узагальненої концептуальної моделі ЕРС [7], яка повинна забезпечити можливість побудови і експлуатації системи управління ТВЕ [8, 6].

Концептуальна модель ЕРС охоплює всі складові розподільчих електричних мереж та аспекти процесу розподілу електроенергії [5], включаючи електроустановки розподільчих електричних мереж (U), що складаються із засобів розподілу (лінії електропередачі, силові трансформатори, секції шин, вузли з'єднань, тощо), комутування (комутаційні апарати, – вимикачі, роз'єднувачі, тощо) та регулювання потоків електроенергії (компенсуючі установки, вольтододавальні трансформатори, РПН, БСК, ДГК, тощо), а також самі потоки активної і реактивної електроенергії  $W$ , які перетікають через розподільчі мережі (F) та засоби диспетчерсько-технологічного управління електричними мережами і потоками електроенергії, регулювання і захисту (C).

На рис. 2 представлено важливий для розуміння процесів управління ТВЕ фрагмент (D) концептуальної моделі ЕРС O (розподільчі електричні мережі 150–0,38 кВ ОСР). На цій схемі кожен із елементів концептуальної моделі має унікальне символічне позначення, яке формується із літер латинського алфавіту що відповідають різним функціональним призначенням цих елементів та аспектам розподілу електроенергії. Кожен із аспектів процесу розподілу електроенергії для фрагмента ЕРС (D) представлений трьома основними горизонтальними рівнями на яких реалізуються відповідно процеси: розподілу/транспортування (перетікання), споживання та генерування електричної енергії в електроенергетичних системах (E); електрофізичних вимірювань (зокрема, визначення величини потоків електроенергії) та діагностування технічного стану обладнання (M); збору, опрацювання та аналізу інформації, отриманої в результаті вимірювання та діагностування (I).

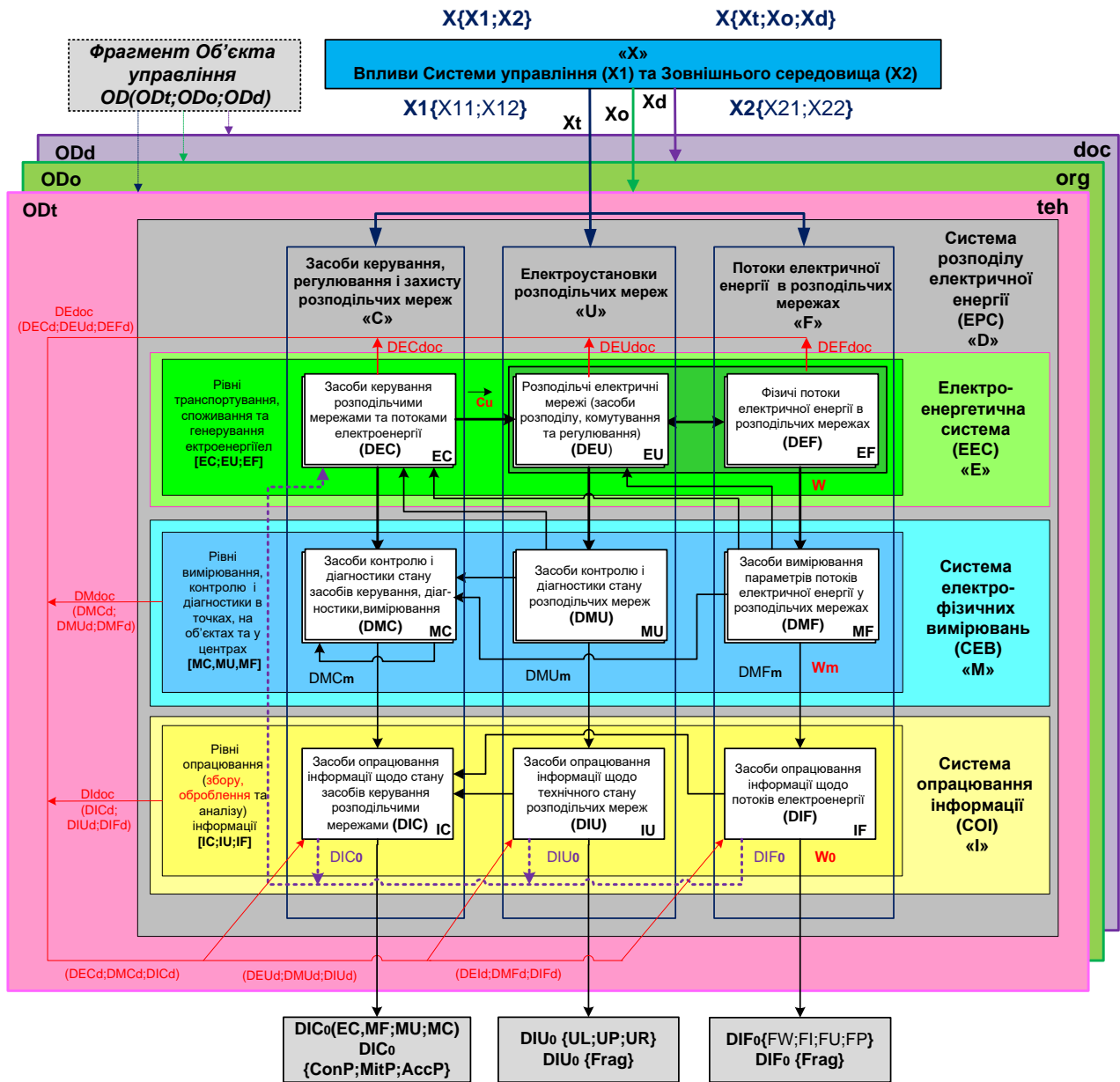


Рисунок 2 – Фрагмент концептуальної моделі ЕРС (об’єкт управління – розподільчі електричні мережі 150–0,38 кВ ОСР)

Процеси перших двох рівнів безпосередньо пов’язані із відповідними двома групами матеріальних (технічних) об’єктів, одна із яких підлягає вимірюванню чи/та діагностуванню (Е), а друга (М) є інструментальним засобом по відношенню до першої. Засоби вимірювання/діагностування (М) є джерелом інформації для третього процесу (І). Слід зазначити, що результатом інформаційного процесу (І) діагностування обладнання електроустановок розподільчих мереж (DIU) та засобів управління (DIC) є інформація щодо технічного стану обладнання (DEC; DMC; DMU; DMF), яка необхідна для висновків щодо необхідності технічного обслуговування, ремонту чи реконструкції (модернізації) цього обладнання, а також визначення вимірювальних похибок потоків електроенергії. Інформаційний процес (DIF), передбачає опрацювання результату вимірювання потоків електроенергії (DMF) включаючи збір і валідацію/верифікацію вимірюваних

величин (струмів, напруг, обсягів перетікання активної та реактивної складових електроенергії, тощо) в точках вимірювання та приведення їх до межі балансової належності мереж (ОСР із іншими учасниками ринку електроенергії), а також агрегування цієї інформації за площадками розподілу електроенергії, фрагментами мереж із визначенням небалансів. Очевидно, що опрацювання інформації неможливе без використання даних, які містяться у відповідних складових документальних описів ODt. Отримана в результаті опрацювання результуюча інформація (DIC, DIU, DIF) повинна оперативним чином поступати в необхідний спосіб на засоби керування ЕРС (DEC), а також повинна бути доступною як для підсистеми визначення та аналізу ТВЕ (R) так і для системи зовнішнього по відношенню до ЕРС управління ТВЕ (в темпі реалізації циклів управління).

Повна концептуальна модель ЕРС як об’єкта управління ТВЕ DO(DOt; DOo; DOd) включає три

складові за аспектами відображення ЕРС: технічну **DOt** (**t, teh** – матеріальні технічні об'єкти та потоки електроенергії, а також технічні засоби і результати вимірювання); організаційну **DOo** (**o, org** – персонал та організаційні структури, які здійснюють експлуатаційний супровід, ремонт та модернізацію **DOt** та керують матеріальними об'єктами та потоками електроенергії, а також засобами вимірювання); **DOd** (**d, doc** – документи, технічні описи, методичні вказівки та регламенти, які описують та визначають порядок функціонування **DOt** та **DOo**). Відповідно до кожного вищезазначеного аспекта на ЕРС мають місце цілеспрямовані впливи **X1(X1t; X1o; X1d)** та впливи зовнішнього середовища **X2(X2t; X2o; X2d)**. Ці впливи (як контрольовані та неконтрольовані) спричиняють зміни у всіх складових, відображених у концептуальній моделі ЕРС і дозволяють реалізовувати заходи зі зниження ТВЕ.

Слід зазначити, що за повною аналогією до схеми (**OD**) (рис. 2) можуть бути описані два інші фрагменти концептуальної моделі ЕРС, які відносяться до мереж та електроустановок споживачів електроенергії (**J**) та виробників електроенергії і сусідніх операторів (**Q**). З усіх фрагментів **Dt, Qt, Jt**, які разом утворюють технічну підсистему **Ot (Dt;Qt;Jt)** та входять до ЕРС, яка є об'єктом управління **O(Ot;Oo;Od)**, – збирається та подається на **Rt** інформація щодо зафіксованих параметрів потоків електроенергії  $W_{0+}$  та  $W_{0-}$  в точках обліку на межі балансової належності мереж, фрагментів і об'єктів мереж: **DIF(W0)** разом із **QIF(W0)** та **JIF(W0)**. Отримані в таким чином потоки електроенергії  $W_0(W_{0+};W_{0-})$  використовуються для розрахунку (**R**) параметрів ТВЕ **RDIF** ( $\Delta W$ , кВт\*год), власне які і є основним виходом об'єкта управління.

Слід також зазначити, що інформаційним виходом ЕРС як об'єкта управління після виконання процедур **R** (рис.1) є також дані щодо зміни узагальнених статистичних параметрів електричних мереж **RDIUt** (таких як сумарні та усереднені величини потужностей навантажувальних втрат та втрат неробочого ходу силових трансформаторів, довжин ліній електропередачі на різних ступенях напруги, тощо), а також зміни параметрів системи вимірювання та управління **RDIUt** (таких як сумарні та усереднені кількості точок дистанційної комутації, зокрема, реклоузерів, а також точок/вузлів/приладів вимірювання з належним класом точності, у тому числі неавтоматизованих або ж автоматизованих із включенням у AMR-підсистеми SmartGrid [9], тощо). Очевидно, що ТВЕ у ЕРС, які оцінюються за зміною вхідних та вихідних потоків електроенергії ( $\Delta W$ , кВт\*год) будуть залежати як від зміни вищезазначених технічних параметрів розподільчої мережі (**EU**), так і від її рівня автоматизації і насиченості різноманітними засобами керування (**EC**), включаючи засоби вимірювання та оперативної діагностики (**MF, MU, MC**).

На представленій узагальненій концептуальній моделі керування технологічними витратами електроенергії (рис. 3) центральне місце займає ЕРС (**K02**), як самостійно функціонуючий об'єкт управління, що забезпечує неперервний розподіл електроенергії від виробників до споживачів.

На об'єкт керування мають місце впливи (**K01**) зовнішнього середовища  $X_2[X_{21};X_{22}]$ , як фізичні (погодно-кліматичні умови, сезонні зміни температурних режимів, тощо), так і соціально-економічні (пов'язані із розвитком економіки, зміною тарифів на розподіл та постачання електроенергії, воєнними діями, тощо). Впливи зовнішнього середовища  $X_2$  (**K01**) можна поділити на контрольовані  $X_{21}$ , що можуть бути виміряні і зафіксовані в процесі експлуатації ЕРС, та неконтрольовані  $X_{22}$  - величини які не можуть вимірюватися та фіксуватися. Водночас, основними з точки зору управління ТВЕ є цілеспрямовані регулюючі впливи системи керування  $X_1[X_{11};X_{11}]$ , які спричиняють необхідні зміни у електроенергетичній (**E**) системі (включаючи: електроустановки (**EU**), засоби керування та захисту (**EC**) та потоки електроенергії (**EF**)), а також у системі електрофізичних вимірювань (**M**) та у системі опрацювання вимірної інформації (**I**), яка в кінцевому випадку дає можливість визначити величину потоків електроенергії  $W_0$  (кВт\*год) на межі балансової належності мереж та на межах фрагментів розподільчих мереж. При цьому, слід розрізняти реальні потоки електроенергії  $W$  та величини їх вимірювань  $W_m$  та довізначених в результаті розрахунків значень  $W_0$ . Одним із найбільш актуальних завдань оптимізації управління ТВЕ є забезпечення максимальної достовірності, точності та повноти визначення  $W$ :  $\min(W_m - W)$  та  $\min(W_0 - W)$ .

Впливи на ЕРС  $X_1$  це сукупність всіх дій по відношенню до ЕРС (**K02**) зі сторони персоналу ОСП та підрядних організацій, власників об'єктів ЕРС, які націлені на забезпечення нормального функціонування (діагностика, технічне обслуговування, поточні і капітальні ремонти), а також модернізацію і розвиток усіх складових частин ЕРС **O(E(U; C; F); M; I; R( $\Delta W$ ))** незалежно від їх власності (розподільчі електричні мережі ОСП (**OD**) чи мережі на межі балансової належності споживачів (**OJ**) або ж інших учасників ринку електроенергії (**OQ**) – виробників, сусідніх ОСПів, ОСП). Ці впливи в першу чергу мають на меті забезпечити надійність (скоротити тривалість аварійних відключень), якість (дотримання параметрів потоків електроенергії в межах допустимого) та безпеку (по відношенню до оточуючого середовища і персоналу всіх учасників процесу) розподілу електроенергії, а також можливість приєднання до розподільчих мереж нових потужностей генерації і споживання електроенергії.

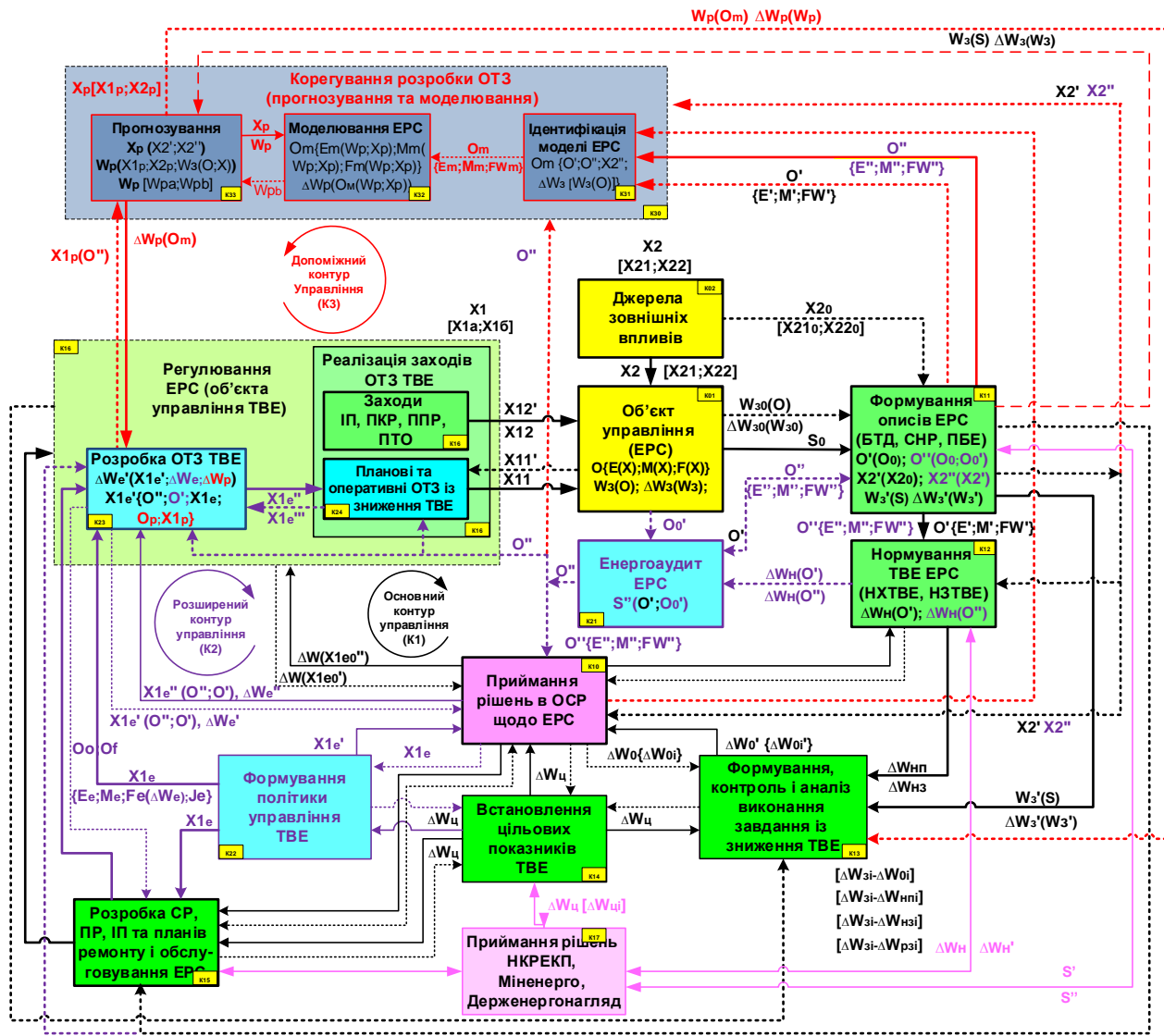


Рисунок 3 – Узагальнена концептуальна модель управління ТВЕ в системі розподілу електроенергії (ЕРС) (у розподільчих мережах 150–0,38 кВ)

За своїми наслідками вищезазначені впливи можуть мати як довготривалу дію (заміна силового, регулюючого та вимірювального обладнання, зміни у схемах нормального режиму, приєднання чи від'єднання потужностей генерації-споживання електроенергії, тощо) так і короточасне дію (оперативні перемикання в мережах, тимчасова зміна схеми живлення об'єктів споживання-генерації, регулювання режимів розподілу електроенергії, тощо). При плануванні та реалізації більшості довготривалих та короточасних управляючих впливів ЕРС (X1) зниження ТВЕ не є основною метою, але обов'язково повинно передбачатися в усіх капіталозатратних проектах модернізації і розвитку розподільчих мереж. При цьому слід розділяти впливи пов'язані із зниженням ТВЕ X11, а також впливи X12, – зниження ТВЕ при яких не буде мати місця чи буде незначним, або ж навпаки ТВЕ зростатимуть (наприклад внаслідок аварійної заміна силового трансформатора на резервний із більшими потужностями навантажувальних втрат та втрат неробочого ходу).

Впливи X [X1;X2] приводять до відповідних фізичних змін ТВЕ ( $\Delta W$ ) в електроенергетичній системі, які можна оцінити після розрахунку  $\Delta W_0(W_0)$  на стадії визначення ТВЕ в ЕРС (R), яке здійснюється як для ЕРС в цілому  $\Delta W_0$ , так і пофрагментно  $\Delta W_0\{\Delta W_{0i}(W_{0i})\}$  (де i – номер фрагмента на які поділено ЕРС), – по окремих підрозділах ЕРС, якими є райони електричних мереж (РЕМ) та енергодільниці в межах РЕМ або ж по фідерах за різними ступенями напруги чи пооб'єктно (на рівні підстанцій та розподільчих пунктів, ліній електропередачі).

Система керування ТВЕ представлена трьома контурами керування які відповідають етапам її розвитку. На рис. 3 графічно відображено процеси та інформаційні зв'язки між ними для кожного контуру управління (K1,K2,K3). Кожен процес в концептуальній моделі керування ТВЕ має своє формальне представлення через узагальнені функціональні залежності, а інформаційні зв'язки між процесами відповідають аргументам та значенням цих функцій. Центральне місце в усіх контурах керування, займає

процес прийняття рішень в ОСР(К10) щодо ЕРС (К02), який взаємодіє в основному контурі керування із усіма описаними нижче процесами.

Окремо слід виділити зовнішній по відношенню до ЕРС (К17) процес приймання рішень національного регулятора та галузевих органів державного управління (НКРЕКП, Міненерго, Держенергонагляд), – який передбачає: а) щорічну перевірку повноти і достовірності та підтвердження можливості використання для нормування ТВЕ окремих описів ЕРС (баз технічних даних, схем електричних мереж, даних щодо режимів експлуатації розподільчих мереж в помісячному зрізі); б) встановлення щорічних цільових показників із зниження ТВЕ; в) затвердження схем (10 років) та планів (5 років) розвитку систем розподілу електроенергії, а також щорічних інвестиційних програм ОСР та тарифів на розподіл електроенергії для ОСР, із фіксуванням тарифної складової на відшкодування ТВЕ. Рішення які приймаються по відношенню до ОСР що є власником ЕРС обмежують можливості ОСР до реалізації заходів із зниження ТВЕ в силу регламентування фінансових витрат як на розвиток і модернізацію ЕРС так і на проведення ремонтних робіт і технічне обслуговування мереж (включаючи оплату праці персоналу ОСР). Такі обмеження дещо знімаються при застосуванні зі сторони НКРЕКП стимулюючого RAB-регулювання в порівнянні із регулюванням по схемі “Затрати+”, але вимагають від ОСР зобов’язань щодо істотного покращення показників надійності, якості, безпеки та зниження ТВЕ.

У відповідності до схеми на рис. 1 основний контур управління ТВЕ (К1) передбачає послідовне виконання наступних процедур: формування описів ЕРС (К11) нормування ТВЕ в мережах ЕРС(К12); встановлення цільових показників ТВЕ(К14), а також відповідно до цих показників – формування, контролю і аналізу виконання завдання із зниження ТВЕ(К13); розробки стратегічних та поточних планів розвитку, ремонту та експлуатації ЕРС (К15); які уже містять заходи із зниження ТВЕ; регулювання ЕРС як об’єкта управління ТВЕ (К16), – через які безпосередньо здійснюються управляючі впливи на ЕРС (К02) з метою підтримки її надійного, якісного і безпечного функціонування, включаючи зниження ТВЕ. Кожен цикл управління (тривалість якого один календарний місяць) у відповідності до процесів основного контура (К1) завершується збором, опрацюванням та аналізом звітної інформації, порівнянням (К13) досягнутих результатів (звітних ТВЕ  $\Delta W_{0z}$ ) із цільовими ( $\Delta W_{ц}$ ) показниками ТВЕ (К14) та нормативними ( $\Delta W_{0z}$ ) значеннями ТВЕ(К12).

Підготовка процесу управління ТВЕ для ЕРС (К01) розпочинається із щорічного формування описів ЕРС (К11) які включають бази технічних даних (БТД) та схеми нормальних режимів (СНР) мереж ЕРС, зафіксовані щомісячно потоки і баланси електроенергії (ПБЕ), режимні дані для мереж 150-20кВ та 10-0,4кВ (за минулий річний звітний період) та розроблення на підставі цих описів нормативної характеристики ТВЕ (НХТВЕ) у відповідності до вимог ГНД 34.09.104-2003 [1] на наступний річний період у взаємодії із

уповноваженою експертною організацією. На цьому етапі також здійснюється розробка нормативу ТВЕ на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів згідно ГНД 34.09.203-2004 [2]. Сформована таким чином НХТВЕ разом із базою технічних даних ЕРС, що міститься в описах ЕРС (К11) в кінцевому разі повинна бути розглянута і погоджена Міненерго і затверджена (К17) постановою національного регулятора НКРЕКП (К17). Розробка НХТВЕ для підрозділів ОСР – РЕМ та їх енергодільниць (ЕД) здійснюється ОСР самостійно шляхом розбиття розподільчих електричних мереж ЕРС на фрагменти за балансовим принципом по відношенню до своєї організаційної структури. Слід зазначити, що НХТВЕ являє собою функціональну залежність величини ТВЕ ( $\Delta W_{н}$ ) від зафіксованих щомісячно обсягів перетікання електроенергії в ЕРС, яка дозволяє визначити нормативні значення ТВЕ (НЗТВЕ), а саме: постійні і змінні складові ТВЕ за ступенями напруги та типами елементів розподільчих мереж (силові лінії та трансформатори, інші елементи мереж) умовно-постійні втрати та витрати на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів. В основу НХТВЕ покладена структурно-балансова модель розрахунку ТВЕ [1]. При затвердженні НХТВЕ здійснюється макропрогнозування обсягів відпуску/відбору електроенергії у/із розподільчої мережі ОСР (як правило на рівні минулого річного звітного періоду) та розраховуються відповідні прогнозні щомісячні НЗТВЕ на наступний річний звітний період. Ці розрахунки є основою для щорічної розробки та корегування (К15) Схем розвитку електричних мереж (СР), Планів перспективного розвитку (ППР) та Інвестиційних програм (ІП) ОСР, - у яких фіксуються та затверджуються (К17) серед іншого всі капіталозатратні заходи із зниження ТВЕ.

На першому етапі щомісячного циклу управління ТВЕ (К1) перед визначенням прогнозованих значень НЗТВЕ (К12) здійснюється прогнозування величини потоків електроенергії  $W_0(\text{кВт}\cdot\text{год})$  для усіх точок на межі балансової належності мереж 150–10 кВ та окремо мереж 10–0,4 кВ із щомісячним прогнозуванням корисного відпуску (відбору) електроенергії з мереж ЕРС для споживачів  $W_0-$  та надходження електроенергії (відпуску електроенергії в мережу) від виробників та інших учасників ринку електроенергії  $W_0+$  – за ступенями напруги 150–110 кВ, 35 кВ, 27 кВ, 20 кВ, 10 кВ, 6 кВ, 0,38 кВ. Це прогнозування здійснюється для горизонту не більше як один календарний місяць із врахуванням помісячної передісторії функціонування ЕРС у поточному і попередніх звітних календарних роках (яка фіксується у відповідності до щомісячної форми відомчої статистичної звітності 1Б-ТВЕ. Розрахунок прогнозованих НЗТВЕ для ЕРС в цілому здійснюється у відповідності до щорічно затвердженої НХТВЕ та прогнозованих потоків електроенергії  $W_0\{W_{j0};W_{j0}-\}$ , де  $j$  – точки комерційного обліку (ТКО) чи групи ТКО, за якими здійснюється прогнозування перетоків електроенергії. Такий розрахунок проводиться також для РЕМ та енергодільниць РЕМ. Інструментами визначення як звітних так і прогнозованих НЗТВЕ є програмні комплекси TRANZ (розрахунок НЗТВЕ для

мереж 150-27кВ) та SLAMO (розрахунок НЗТВЕ для мереж 10-0,38кВ), які реалізують НХТВЕ затверджену НКРЕКП. В результаті проведених розрахунків отримується множина прогнозованих нормативних ТВЕ на календарний місяць для ЕРС в цілому та пофрагментно  $\Delta W_0\{\Delta W_i\}$ , де  $i$  – фрагменти розподільчої мережі які входять до складу ЕРС. Ця інформація (разом із історичними даними щомісячних звітних НЗТВЕ) є вихідною для формування завдання із зниження ТВЕ (K13) шляхом встановлення гранично допустимих рівнів ТВЕ для ОСР в цілому і кожного його підрозділу зокрема. При формуванні завдання із зниження ТВЕ для структурних підрозділів ОСР, кожен із яких закріплений за певним фрагментом розподільчих електричних мереж, - в першу чергу беруться до уваги цільові показники зниження ТВЕ встановлені (K14) та скоординовані із іншими цілями діяльності ОСР (надійність, якість, безпека) із врахуванням вимог НКРЕКП (K17), поточного стану ЕРС та можливостей ОСР.

З метою виконання завдання із зниження ТВЕ підрозділи ОСР переглядають свої щомісячні плани роботи та завдання які ставляться їх персоналу. На цьому етапі також можливі невеликі корегування (за погодженням із НКРЕКП) інвестиційної програми та річних планів капітальних і поточних ремонтів, планів технічного обслуговування, які можуть бути переглянуті, уточнені та перезатверджені (K15). Усі перелічені вище довнострокові плани в тій чи іншій мірі містять ОТЗ, націлені на зниження ТВЕ в ЕРС, роботи по виконанню яких організуються, виконуються, контролюються і аналізуються персоналом підрозділів ОСР впродовж поточного календарного місяця в ході регулювання ЕРС (K16). Контроль за виконанням цих планів можливий лише за результатами кожного звітного місяця, коли в повній мірі буде доступна інформація щодо обсягів корисного відпуску електроенергії по усіх категоріях споживачів, приєднаних до розподільчих мереж ОСР. Після завершення фіксування даних щодо режимів експлуатації і опрацювання даних обліку електроенергії по усіх категоріях приєднань до розподільчої мережі, – здійснюється не лише визначення загального та пофрагментного обсягів відпуску-відбору електроенергії (K11), але та розрахунок НЗТВЕ(12), результати якого дають змогу оцінити рівень виконання завдання із зниження ТВЕ за звітний період (календарний місяць).

Розширений контур управління (K2) включає до свого складу усі процеси основного контура (K1) із розширенням їх функціональних можливостей та окремі додаткові процеси: Енергоаудиту ЕРС (K21), Формування політики управління ТВЕ (K22), Розробки ОТЗ із зниження ТВЕ (K23), Реалізації ОТЗ із зниження ТВЕ (K24).

В ході реалізації процесу Енергоаудиту ЕРС (K21) проводяться дослідження усіх аспектів функціонування ЕРС, включаючи її технічну (t), організаційну (o) та документальну (d) складові. За результатами здійснюваних в ході енергоаудиту обстежень ЕРС (оглядів, документальних звірок та додаткових електротехнічних вимірювань) не тільки підвищується

достовірність Формування інформаційних описів ЕРС (K11)  $O''\{E''; M''; F''; R''\}$  із уточненням даних щодо складу, зв'язків і структури ЕРС, але і що більш важливо, – отримується інформація про реальний експлуатаційний стан усіх складових частин ЕРС. Уточнені інформаційні описи ЕРС (K11) дають змогу покращити процес Нормування ТВЕ (K12), включаючи щомісячне прогнозування відбору-відпуску електроенергії в розподільчих мережах ЕРС. В результаті Енергоаудиту (K21) формується необхідна інформація для розробки і реалізації ОТЗ із зниження ТВЕ, – шляхом локалізації фрагментів та об'єктів мереж (підстанцій, ліній електропередачі, розподільчих пунктів) із найбільшими ТВЕ (зокрема шляхом застосування пофідерного аналізу) та визначення причин понаднормативних ТВЕ, а також поточного оперативного контролю за результатами реалізації ОТЗ із зниження ТВЕ із забезпеченням можливості виконання коригуючих дій щодо розробки та реалізації ОТЗ ще до завершення звітного календарного місяця.

Завданням Формування Політики управління ТВЕ (K23) є пріоритизація типових ОТЗ із зниження ТВЕ та категорій об'єктів розподільчих мереж для їх впровадження, а також визначення пріоритетних напрямків зниження ТВЕ при модернізації та розвитку СРЕ, включаючи приєднання до розподільчих мереж нових потужностей генерації і споживання. В загальному вигляді політика управління ТВЕ представляється множиною типових ОТЗ (X1e), які класифіковані у відповідності до складових частин (рис. 1 і 2) концептуальної моделі ЕРС [7]:  $X1e\{(Ee; Me; Fe(\Delta We)); Je\}$ , де  $Je$  – пріоритети типових ОТЗ, а  $\Delta We$  – очікувана величина зниження ТВЕ внаслідок запровадження типових ОТЗ. Політика управління ТВЕ передбачає також пріоритизацію об'єктів (Oo) та фрагментів (Of) розподільчих мереж на яких повинні бути реалізовані ОТЗ за важливістю зниження ТВЕ на цих об'єктах  $Oo\{(Eo; Mo; Fo(\Delta Wo)); Jo\}$  та фрагментах  $Of\{(Ef; Mf; Ff(\Delta Wf)); Jf\}$ , де  $Jo$  та  $Jf$  – відповідно пріоритети об'єктів Oo та фрагментів Of для запровадження на них ОТЗ із зниження ТВЕ, а  $\Delta Wo$  та  $\Delta Wf$  – очікувана величина зниження ТВЕ на цих об'єктах/фрагментах.

Процес Регулювання об'єкта управління ТВЕ (K16), який був орієнтований на реалізацію усіх заходів, пов'язаних із розвитком, надійністю, якістю і безпекою розподілу електроенергії, доповнюється двома окремими процесами – Процесом розробки ОТЗ із зниження ТВЕ (K23) та Процесом реалізації ОТЗ із зниження ТВЕ (K24) який в неявному вигляді уже був присутній при регулюванні ТВЕ (K16). В ході розробки ОТЗ із зниження ТВЕ (K23) обов'язково враховується Політика управління ТВЕ (K22), у відповідності до якої здійснюється вибір ОТЗ для реалізації із переліку типових ОТЗ згідно встановлених пріоритетів, – із орієнтацією на конкретні об'єкти та фрагменти розподільчих мереж. Із врахуванням описів ЕРС (O' та уточнених в результаті енергоаудиту O'') визначається перелік заходів  $X1e'\{O''; O'; X1e; Oe; Of\}$  для конкретних складових частин ЕРС(O) та відповідний обсяг

очікуваних ТВЕ  $\Delta W_e(X1e'; \Delta W_e; \Delta W_o; \Delta W_f)$  за емпіричними статистичними оцінками.

Особливістю розширення контура управління (K1) контуром (K2) є не лише те що управління здійснюється згідно уточнених внаслідок Енергоаудиту (K21) даних, а вибір об'єктів для реалізації ОТЗ і самих ОТЗ із зниження ТВЕ здійснюється системно згідно єдиної Політики (K22), але і те що при реалізації ОТЗ (K24) появляється можливість враховувати оперативні дані експрес-енергоаудиту (K21) до завершення звітнього періоду експлуатації ЕРС та здійснювати корегуючі дії по відношенню до окремих ОТЗ до отримання звітних даних і оцінки кінцевих результатів реалізації ОТЗ.

Однак сам підхід до управління принципово не змінюється, оскільки обидва контури управління (K1, K2) орієнтовані на кінцеву оцінку результатів виконання ОТЗ із зниження ТВЕ лише після завершення тривалого періоду (календарного місяця), - коли будуть доступні в повному обсязі звітні дані щодо корисного відпуску електроенергії споживачам. Водночас прогнозування очікуваного енергозберігаючого ефекту із зниження ТВЕ в ЕРС при виборі конкретних ОТЗ (K23) та прийняття рішень щодо їх впровадження (K10) проводиться лише за статистичними даними на основі емпіричних оцінок.

Врегулювати ситуацію дозволяє введення допоміжного контура управління (K3), який передбачає Прогнозування (K33) режимів експлуатації  $W_p$  розподільчої мережі (включаючи впливи зовнішнього середовища  $X1_p$ ) і поведінки ЕРС шляхом її моделювання (K32) у відповідності до прогнозованих режимів експлуатації ЕРС та запланованих цілеспрямованих впливів на ЕРС ОТЗ із зниження ТВЕ ( $X2_p$ ). Управління із застосуванням допоміжного контура (K3) може здійснюватися завдяки прогнозуванню змін режимів експлуатації мережі (зміни потоків електроенергії, які надходять та відбираються із розподільчої мережі  $W_p(X1_p; X2_p; W_z(O; X))$  та зміни впливів зовнішнього середовища  $X_p$  ( $X2'; X2''$ ), - в темпі процесу функціонування ЕРС. На основі програмно реалізованої математичної моделі ЕРС  $Om\{Em(W_p; X_p); Mm(W_p; X_p); Fm(W_p; X_p)\}$  та прогнозованих режимів експлуатації мережі  $W_p$  та  $X_p$  здійснюється поелементний розрахунок прогнозованих ТВЕ  $\Delta W_p(Om(W_p; X_p))$  для кожного із запланованих до пооб'єктної реалізації ОТЗ із зниження ТВЕ. Порівняння результатів прогнозування поведінки ЕРС до і після виконання запланованих заходів із зниження ТВЕ дає можливість оцінювати очікуваний енергозберігаючий ефект від впровадження запланованих ОТЗ та приймати рішення щодо доцільності їх фізичної реалізації

Вибір об'єктів електричних мереж та розробка і реалізація ОТЗ із зниження ТВЕ на цих об'єктах для основного (K1) і розширеного (K2) контурів управління здійснюються з використанням фіксованих алгоритмів приймання рішень із врахуванням встановлених пріоритетів, без прогнозування поведінки ЕРС (K02). Допоміжний контур управління (K3) доповнює основний (K1) та розширений (K2) контури і забезпечує реалізацію схеми адаптивного управління ("предиктор-

коректор"). При реалізації алгоритму адаптивного управління зміни (корегування) до алгоритму розробки ОТЗ із зниження ТВЕ (K23) за результатами прогнозування (K33) та математичного моделювання (K32) поведінки ЕРС (K32) у відповідності до уточнених даних прогнозу режимів експлуатації та поточного стану ЕРС (K02), – можуть вноситися багаторазово протягом календарного місяця на кожному циклі основного контура управління (K1) до моменту його повного завершення. Слід також зазначити що результати прогнозування  $W_p(Om)$  та відповідно  $\Delta W_p(W_p)$  при введенні допоміжного контура управління (K02) є доступними для формування та аналізу виконання завдань із зниження ТВЕ (K13).

Моделювання (K32) ЕРС  $Op$  (яка включає систему електричних мереж  $E_p(W_p; X_p)$ , систему електричних вимірювань  $M_p(W_p; X_p)$  та систему обробки інформації  $I_p(W_p; X_p)$ ), – повинно здійснюватися з використанням результатів прогнозування (K31) величини потоків відпуску-відбору електроенергії  $W_p(X_p)$  ЕРС, які в свою чергу залежать також і від прогнозу зовнішніх впливів ( $X_p$ ), у тому числі зовнішнього середовища ( $X2_p$ ). Ідентифікація математичної моделі ЕРС (K31) здійснюється регулярно за описами ЕРС, які щомісячно поповнюються звітними даними щодо ЕРС та зовнішніх впливів (K11) та результатами Енергоаудиту ЕРС (K21).

Інформація, отримана із допоміжного контура управління (K3) – дозволяє визначити очікуваний результат запланованих ОТЗ із зниження ТВЕ та адекватно оцінювати ефективність цих ОТЗ і (за необхідності) здійснювати вибір інших, більш оптимальних та економічно ефективних заходів. Очевидно, що для практичної реалізації схеми адаптивного управління необхідно розробити відповідні адаптивні алгоритми вибору ОТЗ із зниження ТВЕ для процесу їх розробки. Процес адаптивного управління ТВЕ (K1, K2, K3) потребує розробки та програмної реалізації такої математичної моделі ЕРС, яка дозволяла би максимально враховувати не тільки впливи зовнішнього середовища але і зміни у ЕРС спричинені старінням та зношуванням обладнання, а також давала би можливість оперативно враховувати зміни поелементного складу та експлуатаційних характеристик ЕРС після реалізації ОТЗ із зниження ТВЕ.

**Висновки.** Запропонована концептуальна модель процесу управління ТВЕ в розподільчих мережах 150–0,38 кВ ЕРС – розроблена шляхом узагальнення і розвитку опису предметної області (управління ТВЕ) здійсненого авторами у роботах [6–10] на основі досвіду виконання робіт із зниження ТВЕ в розподільчих мережах оператора системи розподілу АТ "Хмельницькобленерго". Концептуальна модель описує процес управління ТВЕ в ЕРС, як процес регулярного покращення (оптимізації) функціонування ЕРС через підвищення її енергоефективності.

Ця модель може бути застосована для вирішення завдань не тільки стратегічного і тактичного управління (в розрізі років та місяців) при формуванні планів розвитку та поточної експлуатації систем розподілу (ЕРС), але і оперативного управління (оптимізації) ТВЕ в темпі процесу експлуатації ЕРС, – за умови розробки



відповідного програмного забезпечення (включаючи прогнозування режимів експлуатації ЕРС та впливів зовнішнього середовища) та його реалізації в середовищі автоматизованих систем управління та диспетчерсько-технологічного керування ЕРС.

### Список літератури

- ГНД 34.09.104-2003. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії. На заміну ГКД 34.09.104-96; чинний від 2004-04-01. Вид. офіц. Київ: Міністерство палива та енергетики України, 2003.
- ГНД 34.09.203-2004. Нормування витрат електроенергії на власні потреби підстанцій 35-750 кВ і розподільчих пунктів 6-10 кВ. На заміну РД 34.09.208:81; чинний від 2009-04-01. Вид. офіц. Київ: Міністерство палива та енергетики України, 2003.
- СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82:2013. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Чинний від 2014-01-01. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2013.
- СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014. Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження. На заміну ГНД 34.09.204-2004; чинний від 2014-06-01. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2014.
- Про затвердження Кодексу систем розподілу: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 р. № 310: станом на 23 лют. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text>.
- Шпак О. Л., Луців П. Д. Управління технологічними витратами електроенергії в енергопостачальній компанії ВАТ ЕК «Хмельницькобленерго». *Електричні мережі і системи*. 2010. Спецвипуск. С. 32–40.
- Lutsiv P. D. Konzeptionelles Modell eines Stromverteilungssystems als Steuerungsobjekt der Technologischen Verlusten an Elektrizität. *Vseukrainska naukovo-praktychna internet-konferentsiia "Molod v nauci: doslidzhennia, problemy, perspektivi (MN-2021)"*, м. Вінниця, Україна, 1–14 трав. 2021 р. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2021/paper/view/13261>. (німецькою)
- Луців П. Д. Організація робіт із зменшення технологічних витрат електроенергії у ВАТ ЕК «Хмельницькобленерго». *Новини енергетики*. 2005. № 6. С. 46–51.
- Калінчик В. П., Побігайло В. А., Луців П. Д. Реалізація концепції Smart Grid для побудови системи обліку електроенергії. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. Теорія і практика*. 2020. № 2 (4). С. 33–37. DOI: <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2020.2.07>.
- Автоматизована система комерційного обліку електроенергії ВАТ ЕК «Хмельницькобленерго» / О. Л. Шпак та ін. *Електричні мережі і системи*. 2010. Спецвипуск. С. 22–31.
- for compiling the structure of the electricity balance in 0.38-150 kV power networks, analysing its components and rationing technological electricity consumption], HND 34.09.104-2003, Kyiv, 2003. (in Ukrainian)
- Normuvannia vytrat elektroenerhii na vlasni potreby pidstantsii 35-750 kV i rozpodilchyykh punktiv 6-10 kV [Rationing of electricity consumption for auxiliary needs of 35-750 kV substations and 6-10 kV distribution points], HND 34.09.203-2004, Kyiv. (in Ukrainian)
- Metodychni rekomendatsii vyznachennia tekhnolohichnykh vytrat elektrychnoi enerhii v transformatorakh i liniyakh elektroperedavannia [Methodological recommendations for determining the technological consumption of electricity in transformers and power lines], SOU-NEE 40.1-37471933-82:2013, Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, Kyiv, 2013. (in Ukrainian)
- Metodychni rekomendatsii z analizu tekhnolohichnykh vytrat elektrychnoi enerhii ta vyboru zakhodiv shchodo yikh znyzhennia [Methodological recommendations for analysing technological electricity consumption and selecting measures to reduce it], SOU-NEE 40.1-00100227-96:2014, Kyiv, 2014. (in Ukrainian)
- Ukraina, National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities. (2018, Mar. 14). *Resolution of the National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities no. 310, Pro zatverdzhennia Kodeksu system rozpodilu [On approval of the Distribution Systems Code]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text> (in Ukrainian)
- O. L. Shpak and P. D. Lutsiv, "Upravlinnia tekhnolohichnykh vytratamy elektroenerhii v enerhohostachalnyi kompanii VAT EK "Khmelnyskoblennerho" [Management of technological electricity consumption in the energy supply company OJSC EC Khmelnytskoblennergo]", *Elektrychni merezhi i systemy [Electrical networks and systems]*, Special issue, pp. 32–40, 2010. (in Ukrainian)
- P. D. Lutsiv, "Konzeptionelles Modell eines Stromverteilungssystems als Steuerungsobjekt der Technologischen Verlusten an Elektrizität", in *Vseukrainska naukovo-praktychna internet-konferentsiia "Molod v nauci: Doslidzhennia, problemy, perspektivy (MN-2021)" [All-Ukrainian Scientific and Practical Internet Conference "Youth in Science: Research, Problems, Prospects (MN-2021)"]*, Vinnytsia, Ukraine, May 1–14, 2021. [Online]. Available: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2021/paper/view/13261> (in German)
- P. D. Lutsiv, "Orhanizatsiia robit iz zmeshennia tekhnolohichnykh vytrat elektroenerhii u VAT EK "Khmelnyskoblennerho" [Organisation of work to reduce the technological consumption of electricity at OJSC EC Khmelnytskoblennergo]", *Novyny enerhetyky [Energy news]*, no. 6, pp. 46–51, 2005. (in Ukrainian)
- V. Kalynchuk, V. Pobigaylo, and P. Lutsiv, "Implementation of Smart Grid concept for construction of electricity accounting system", *Bulletin of NTU "KhPI". Series: Problems of Electrical Machines and Apparatus Perfection. The Theory and Practice*, no. 2 (4), pp. 33–37, Dec. 2020, doi: <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2020.2.07> (in Ukrainian)
- O. L. Shpak, P. D. Lutsiv, A. V. Prakhovnyk, V. P. Kalynchuk, and O. O. Shyianov, "Avtomatyzovana systema komertsiihnoho obliku elektroenerhii VAT EK "Khmelnyskoblennerho" [Automated system of commercial electricity metering of OJSC EC Khmelnytskoblennergo]", *Elektrychni merezhi i systemy [Electrical networks and systems]*, Special issue, pp. 22–31, 2010. (in Ukrainian)

Надійшла (received) 17.06.2024

### References

- Metodyka skladannia struktury balansu elektroenerhii v elektrychnykh merezhakh 0,38-150 kV, analizu yoho skladovykh i normuvannia tekhnolohichnykh vytrat elektroenerhii [Methodology

### Відомості про автора (-іє) / About the Author (-s)

**Луців Петро Денисович (Petro Lutsiv)** – аспірант кафедри електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет, Директор департаменту розвитку та координації міжнародних проєктів АТ «Хмельницькобленерго»; м. Вінниця, м. Хмельницький; Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-2193-562X>; e-mail: [plutsiv@gmail.com](mailto:plutsiv@gmail.com).

**Остра Наталія Вікторівна (Natalia Ostra)** – кандидат технічних наук, доцент, Вінницький національний технічний університет, доцент кафедри електричних станцій та систем; м. Вінниця, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8245-2937>; e-mail: [natalyaostra@ukr.net](mailto:natalyaostra@ukr.net).

*Т. Д. МЕШКОВ, Д. О. ДАНИЛЬЧЕНКО, М. ВОЛЬТЕР*

## ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕПЛООВОГО СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРА В ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД РЕЖИМУ РОБОТИ

Точний аналіз та передбачення теплового стану трансформатора в залежності від режиму роботи, наприклад, в холодну зиму з дефіцитом електроенергії, дозволяє ефективно планувати регулярні технічні обслуговування. В ході роботи було створено математичні моделі для аналізу теплового стану трансформатора, зокрема це моделі для знаходження температури верхніх шарів масла та найвищої температури на обмотці трансформатора. Проведено верифікацію даних математичних моделей шляхом порівняння з вже ідентифікованою моделлю-аналогом. Визначено, що розбіжність між результатами становить не більше ніж 7%. Встановлено, що на тепловий стан трансформатора температура навколишнього середовища впливає значно більше, ніж навантаження. Це пояснюється тим, що без випадків перенавантаження та аварійних ситуацій навантаження на трансформатор, залежно від пори року, змінюється не суттєво. Визначено, що найбільше зменшення строку та найвища температура на обмотці високої та низької напруги спостерігаються в серпні, що збігається з піком температури навколишнього середовища. Найнижча температура на обмотках, а також найнижче зменшення строку служби трансформатора спостерігаються в січні, що також корелює з найнижчими показниками температури навколишнього середовища. Визначено, що за таких умов експлуатації, враховуючи, що номінальний строк служби трансформатора становить 20 років, фактичний строк служби становитиме приблизно 90 років. Також встановлено, що взимку зменшення строку служби в 5 разів менше ніж влітку. Це дозволяє прогнозувати зниження потреби у технічному обслуговуванні в холодні місяці та більш інтенсивне технічне обслуговування влітку. Крім того, такі моделі дозволяють передбачати потенційні проблеми та аварійні ситуації, що може значно знизити ризики непередбачених відключень та підвищити надійність електропостачання. Регулярний моніторинг та аналіз теплового стану трансформатора дають можливість оперативно реагувати на зміни в умовах експлуатації та приймати своєчасні рішення щодо технічного обслуговування, що сприяє оптимізації витрат та підвищенню ефективності роботи електромереж.

**Ключові слова:** тепловий стан, трансформатор, пора року, строк служби, температура на обмотці.

*T. MESHKOV, D. DANYLCHENKO, M. WOLTER*

## STUDY OF THE THERMAL STATE OF THE TRANSFORMER DEPENDING ON THE OPERATING MODE

Accurate analysis and prediction of the transformer's thermal condition depending on the operating mode, for example, in cold winters with a shortage of electricity, allows for effective planning of regular maintenance. In the course of the work, mathematical models were created to analyze the thermal state of the transformer, in particular, models for finding the temperature of the upper layers of oil and the highest temperature on the transformer winding. The data from these mathematical models were verified by comparing them with an already identified analog model. It was determined that the difference between the results is no more than 7%. It has been established that the thermal state of the transformer is influenced by the ambient temperature much more than by the load. This is due to the fact that without cases of overload and emergencies, the load on the transformer, depending on the season, does not change significantly. It has been determined that the highest time utilization and the highest temperature on the high and low voltage windings are observed in August, which coincides with the peak ambient temperature. The lowest temperature on the windings and the lowest life utilization of the transformer are observed in January, which also correlates with the lowest ambient temperature. It is determined that under such operating conditions, given that the nominal service life of the transformer is 20 years, the actual service life will be approximately 90 years. It was also found that the reduction in service life in winter is 5 times less than in summer. This allows us to predict a reduction in maintenance needs during the cold months and more intensive maintenance in the summer. In addition, such models can predict potential problems and emergencies, which can significantly reduce the risk of unforeseen outages and increase the reliability of power supply. Regular monitoring and analysis of the thermal condition of the transformer makes it possible to respond quickly to changes in operating conditions and make timely maintenance decisions, which helps to optimize costs and increase the efficiency of power grids.

**Keywords:** thermal condition, transformer, season, service life, winding temperature.

**Вступ.** Точний аналіз та передбачення теплового стану трансформатора дозволяє ефективно планувати регулярні технічні обслуговування, через можливість прогнозування строку служби [1]. В свою чергу вчасне обслуговування забезпечує безперебійну роботу. Також можливість прогнозувати тепловий стан, дозволяє передбачити перегрів трансформатора, що дозволить завчасно прийняти усі необхідні міри. Це все призведе до підвищення строку служби трансформатора.

**Мета статті.** Дослідження теплового стану та строку служби силових масляних трансформаторів залежно від режиму роботи в різні пори року.

**Виклад основного матеріалу.** Для моделювання та аналізу теплового стану трансформатора було створено математичні моделі для визначення температури верхніх шарів масла, а також на обмотці

трансформатора. Для математичної моделі верхніх шарів масла було використано 2 характеристики масла – теплоємність та теплопровідність. Ці характеристики фіксовані для певного обсягу масла. Для визначення даних параметрів електричні закони для визначення опору та ємності було переведено у термічний аналог [2]:

$$\begin{aligned} \theta &= q \times R; \\ q &= C \frac{d\theta}{dt}. \end{aligned} \quad (1)$$

де  $\theta$  – температура,  $q$  – тепловиділення,  $R$  – термічний опір,  $C$  – теплоємність.

Моделювання температури верхніх шарів масла можливе за допомогою масляно-повітряної моделі трансформатора (рис. 1). На рис. 1 показано

© Т. Д. Мешков, Д. О. Данильченко, М. Вольтер, 2024

електричну еквівалентну теплову модель верхніх шарів масла трансформатора, тобто між поверхнею масла трансформатора та температурою навколишнього середовища, що оточує сталевий бак трансформатора [3].

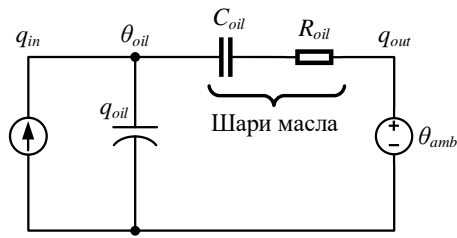


Рисунок 1 – Модель верхніх шарів масла

Скориставшись схемою на рис. 1 та рівнянням (1) було отримане рівняння, [3] за допомогою якого можна отримати, необхідну для знаходження температури гарячої точки, температуру масла:

$$q_{in} \times R_{oil} = C_{oil} \times R_{oil} \times \frac{d\theta_{oil}}{dt} + [\theta_{oil} - \theta_{amb}]^{\frac{1}{n}}, \quad (2)$$

де  $q_{in}$  – кількість теплоти, генерована загальними втратами,

- $\theta_{oil}$  – температура масла,
- $C_{oil}$  – термічна ємкість масла,
- $R_{oil}$  – термічний опір масла,
- $n$  – нелінійна експонента.

Доповнивши дане рівняння більш детальним описом тепловиділення трансформатора було отримане наступне рівняння [4]:

$$\frac{I_{pu}^2 \times \beta + 1}{\beta + 1} \times [\Delta\theta_{oil-rated}]^{\frac{1}{n}} = \tau_{oil} \times \frac{d\theta_{oil}}{dt} + [\theta_{oil} - \theta_{amb}]^{\frac{1}{n}}, \quad (3)$$

де  $I_{pu}$  – сила струму на одиницю,  
 $\beta$  – відношення втрат короткого замикання та втрат холостого ходу [5],

- $\tau_{oil}$  – константа часу для верхніх шарів масла,
- $\Delta\theta_{oil-rated}$  – номінальне перевищення температури верхніх шарів масла над температурою навколишнього середовища.

Гарячі точки – це зосереджені локалізовані високотемпературні області обмотки трансформатора, які можуть бути результати сукупної активності вихрових струмів. Як і модель верхніх шарів масла, модель гарячої точки також була реалізована як простий RC-ланцюг для аналізу температури гарячої точки. Як джерело струму, що вводить тепло в систему, використовуються загальні втрати трансформатора на обмотці в місці гарячої точки. Тут показник ступеня, що визначає нелінійність буде  $m$ , тобто охолоджуюча рідина є маслом. Диференціальне рівняння, що представляє модель гарячої точки [6]:

$$\frac{I_{pu}^2 \times [1 + P_{EC-R(pu)}]}{1 + P_{EC-R(pu)}} \times [\Delta\theta_{hs-R}]^{\frac{1}{m}} =$$

$$= \tau_{hs} \frac{d\theta_{hs}}{dt} + [\theta_{hs} - \theta_{oil}]^{\frac{1}{m}}, \quad (4)$$

де  $P_{EC-R(pu)}$  – номінальні втрати на вихрові струми у гарячій точці,

- $\tau_{hs}$  – константа часу для обмотки у гарячій точці,
- $\Delta\theta_{hs-R}$  – номінальне перевищення температури гарячої точки над температурою верхніх шарів масла [7],

- $I_{pu}$  – сила струму на одиницю,
- $m$  – нелінійна експонента,
- $\theta_{hs}$  – температура гарячої точки,
- $\theta_{oil}$  – температура верхніх шарів масла.

Через поточну ситуацію в енергосистемі України, отримати достовірні дані навантаження на трансформатор є надскладним завданням. Тому було прийнято рішення використовувати дані про навантаження для трансформатора, який розташований у Німеччині. Для дослідження були використано дані за 2023 рік (рис. 2).

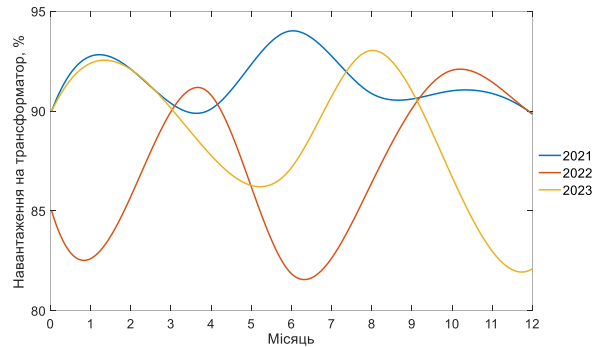


Рисунок 2 – Дані навантаження на трансформатор за 2021–2023 роки

Однією із основних змінних запропонованих математичних моделей є температура навколишнього середовища. Враховуючи розташування трансформатора було обрано дані по температурі для одного із найбільших міст Німеччини – Берліну (рис. 3).

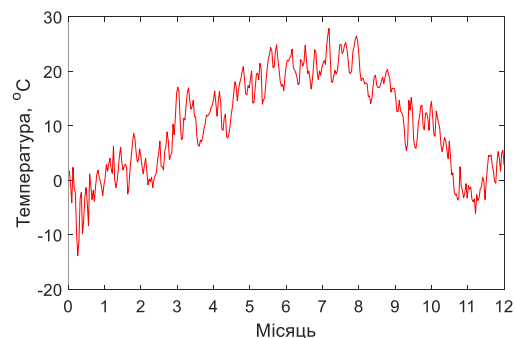


Рисунок 3 – Температура навколишнього середовища навколо трансформатора в Берліні

Для розрахунків було обрано 3 трансформатора різної потужності – низької (2500 кВА), середньої (80 МВА) та високої (400 МВА). Для кожного із трансформаторів враховано характеристики низької (НН) та високої напруги (ВН). Усі вхідні дані для моделей наведені у табл. 1.

Таблиця 1 – Вхідні дані для математичних моделей

Параметри трансформатора	Обмотка					
	НН		ВН		НН	
Потужність, кВА	80000		2500		400000	
Нелінійна експонента $n$	0,9		0,8		0,8	
Нелінійна експонента $m$	0,8		0,8		0,9	
Втрати холостого ходу $\Delta P_{xx}$ , Вт	24796		1041		65772	
Втрати короткого замикання $\Delta P_{кз}$ , Вт	166435		16028		637100	
Загальні (сумарні) втрати $\Delta P_{tot}$ , Вт	191231		17069		702872	
Відношення втрат короткого замикання ( $\Delta P_{кз}$ ) до втрат холостого ходу ( $\Delta P_{xx}$ ) $\beta$	6,71		15,39		9,68	
Вага масла $m_{oil}$ , кг	34800		1090		96018	
Константа часу для верхніх шарів масла $\tau_{oil}$ , хв	179,24		88,27		149,50	
Різниця між температурою верхніх шарів масла і температурою навколишнього середовища $\Delta\theta_{oil-rated}$ , °C	34,2		48		38	
Різниця між температурою гарячої точки і температурою навколишнього середовища $\Delta\theta_{hs-rated}$ , °C	21	25,6	24,5	21,8	20,28	18,6
Втрати на вихрові потоки $P_E$ , Вт	17340		1170		59778	
Константа часу для обмотки у гарячій точці $\tau_{hs}$ , хв	8	7	7,5	7,8	5,3	8,2

Використовуючи запропоновані математичні моделі для визначення температури верхніх шарів масла (3) та температури гарячої точки (4) було проведено розрахунки та визначено, що найбільша температура для усіх типів трансформаторів спостерігається в серпні (рис. 4).

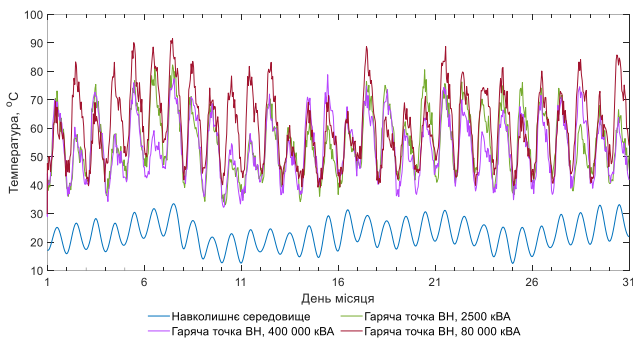


Рисунок 4 – Температура гарячої точки на обмотці ВН протягом серпня

В свою чергу найнижча температура на обмотці як високої так і низької напруги спостерігається в січні (рис. 5).

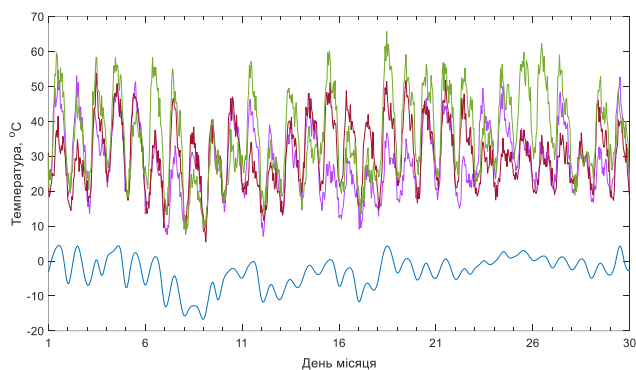


Рисунок 5 – Температура гарячої точки на обмотці ВН протягом січня

В обох випадках, максимум та мінімум температур на обмотці корелює з максимум та

мінімумом температури навколишнього середовища. Загальнорічні дані максимальної (рис. 6 а), середньої (рис. 6 б) та мінімальної (рис. 6 в) температури також вказують на те, що температура навколишнього середовища значно більше впливає на температуру на обмотці, аніж навантаження на трансформатор.

Строк служби залежить від температури на паперовій ізоляції, а вона, в свою чергу, залежить від максимальної температури на обмотці трансформатора ( $\theta_{hs}$ ). Для визначення строку служби на одиницю використовувалось наступне рівняння [8, 9]:

$$life_{pu} = 9.8 \times 10^{-18} e^{\left(\frac{15000}{\theta_{hs} + 273}\right)}. \quad (5)$$

За допомогою перетворення рівняння (5) можна отримати формулу для знаходження прискорення старіння ізоляції трансформатора:

$$life_A = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_{hs} + 273}\right)}. \quad (6)$$

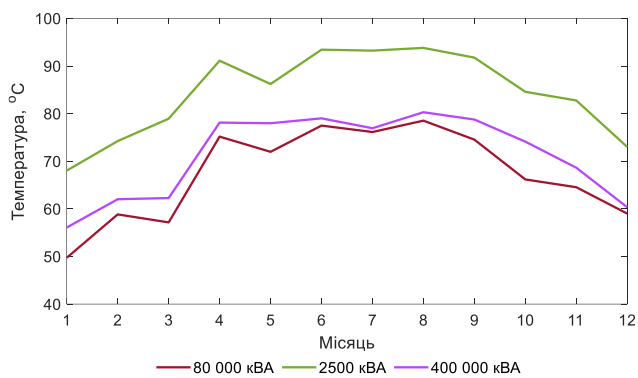
Втрата строку служби трансформатора за деякий проміжок часу при не постійній температурі гарячої точки визначається за допомогою рівняння:

$$life_t = \frac{\sum_{n=1}^N life_{A,n} \times \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n}. \quad (7)$$

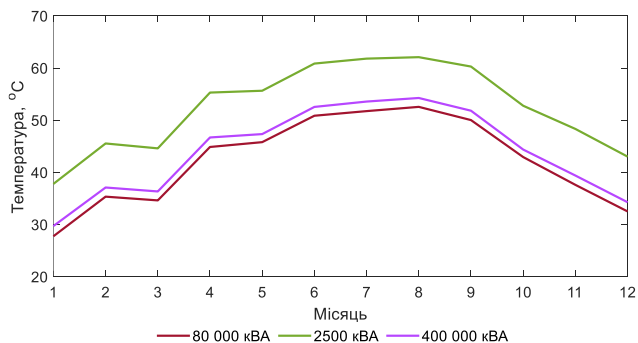
де  $n$  – індекс інтервалу часу,  
 $N$  – загальна кількість інтервалів часу,  
 $\Delta t_n$  – часовий інтервал,  
 $life_{A,n}$  – прискорення старіння ізоляції в  $n$  інтервал часу.

Для визначення загальної втрати строку служби за певний період часу використовується наступна формула, де 180 000 годин – це номінальний строк служби ізоляції трансформатора, згідно IEEE C57.12 [10].

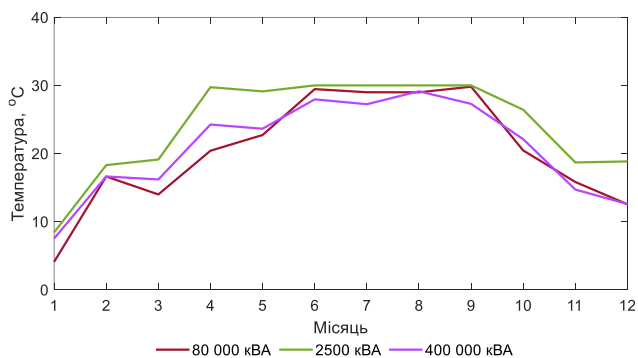
$$Loss [\%] = \frac{life_t \times t \times 100}{180000}. \quad (8)$$



а



б



в

Рисунок 6 – Загальнорічні дані температури на обмотці:  
а – максимальне значення; б – середнє значення;  
в – мінімальне значення

Використовуючи дані проведених раніше розрахунків, було визначено втрату строку служби трансформатора (рис. 7). На рисунку видно, що як пік температури на обмотці, так і пік втрати строку служби співпадає з піком температури навколишнього середовища. Це означає, що максимальні втрати строку служби трансформатора спостерігаються під час найбільш жарких періодів року. За умов роботи, які враховуються в даних розрахунках, без перенавантажень, строк служби трансформатора становитиме приблизно 90 років. Це можна пояснити тим, що температура на обмотці трансформатора, хоча й досягає високих значень у літній період, все ж залишається нижчою за номінальну температуру, яка складає 110 °C [11]. Відповідно, трансформатор не перевищує допустимі межі нагрівання, що дозволяє зберегти його працездатність протягом довгого часу.

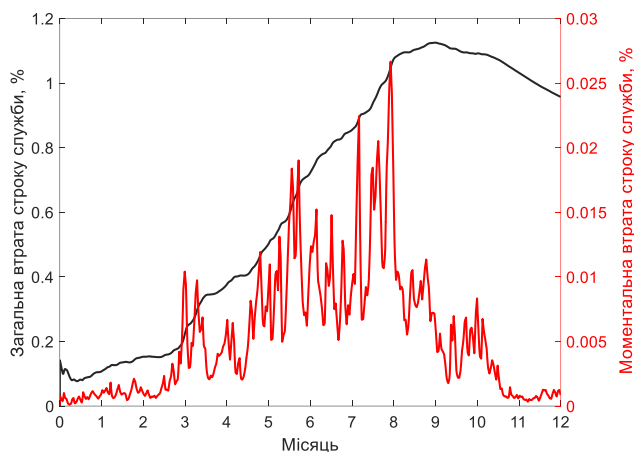


Рисунок 7 – Загальна втрата строку служби та моментальна втрата строку служби трансформатора

Додатково можна відзначити, що в серпні строк служби трансформатора зменшується в 5 разів швидше, ніж у січні. Це знову ж таки пов'язано з високими температурами навколишнього середовища в літній період, які призводять до більш інтенсивного нагрівання обмоток трансформатора. Зростання температури навколишнього середовища влітку створює умови для швидшого старіння ізоляційних матеріалів та збільшення навантаження на систему охолодження трансформатора.

**Висновки.** В роботі було детально досліджено тепловий стан трансформатора за різних умов протягом року. Для цього були створені математичні моделі, які є універсальними та підходять для усіх силових масляних трансформаторів. Проведені розрахунки теплового режиму для трансформаторів різної потужності протягом року дозволили отримати такі результати:

1. **Температурні коливання.** Визначено, що максимальна температура обмоток трансформатора спостерігається в серпні, тоді як мінімальна температура — в січні. Це пов'язано з сезонними змінами температури навколишнього середовища, що значно впливають на тепловий стан трансформатора.

2. **Втрата строку служби.** Було встановлено, що в літній період строк служби трансформатора зменшується приблизно в 5 разів швидше, ніж взимку. Це пояснюється тим, що висока температура навколишнього середовища влітку призводить до більш інтенсивного нагрівання обмоток, що прискорює процес старіння ізоляційних матеріалів та збільшує навантаження на систему охолодження трансформатора.

3. **Температурні режими та строк служби.** Хоча влітку температура обмоток досягає високих значень, вона все ж залишається нижче номінальної температури, яка складає 110 °C. Це дозволяє зберегти працездатність трансформатора протягом тривалого часу, і загальний строк його служби оцінюється приблизно в 90 років за умов, що враховувалися в даних розрахунках.

## Список літератури

- Noah M. S., Shaltout A. A. Fault discrimination and protection of power transformers using voltage and current signals. *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Cavtat, Croatia, 13–16 May 2014. P. 254–261. DOI: <https://doi.org/10.1109/energycon.2014.6850437>.
- Temperature rises in an OFAF transformer at OFAN cooling mode in service / D. Susa et al. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005. Vol. 20, no. 4. P. 2517–2525. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2005.852284>.
- Dynamic thermal model for power transformers / M. Aslam et al. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. P. 71461–71469. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3078759>.
- Susa D. Dynamic thermal modelling of power transformers : Doctoral Dissertation. Helsinki, 2005. 130 p. URL: <http://lib.tkk.fi/Diss/2005/isbn9512277425/>.
- Грабко В. В., Розводок М. П., Левицький С. М. Експериментальні дослідження електричних машин. Частина IV. Трансформатори : навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2009. 219 с.
- Swift G., Molinski T. S., Lehn W. A fundamental approach to transformer thermal modeling. I. Theory and equivalent circuit. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2001. Vol. 16, no. 2. P. 171–175. DOI: <https://doi.org/10.1109/61.915478>.
- Susa D., Lehtonen M., Nordman H. Dynamic thermal modelling of power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005. Vol. 20, no. 1. P. 197–204. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2004.835255>.
- Najdenkoski K., Rafajlovski G., Dimcev V. Thermal Aging of Distribution Transformers According to IEEE and IEC Standards. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, FL, USA, 24–28 June 2007. DOI: <https://doi.org/10.1109/pes.2007.385642>.
- IEEE Std C57.91-2011. IEEE guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators. На заміну IEEE Std C57.91-1995 ; чинний від 2012-03-07. Вид. офіц. 123 с. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6166928>.
- IEEE Std C57.12.00-2010. IEEE standard for general requirements for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers. На заміну IEEE Std C57.12.00-2006 ; чинний від 2010-09-10. Вид. офіц. 70 с. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2010.5575268>.
- Transformer Insulation Classes. *TestGuy Electrical Testing Network*. URL: <https://wiki.testguy.net/t/transformer-insulation-classes/60> (дата звернення: 08.05.2024).
- M. S. Noah and A. A. Shaltout, “Fault discrimination and protection of power transformers using voltage and current signals”, in *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Cavtat, Croatia, May 13–16, 2014. pp. 254–261, doi: <https://doi.org/10.1109/energycon.2014.6850437>
- D. Susa, J. Palola, M. Lehtonen, and M. Hyvarinen, “Temperature rises in an OFAF transformer at OFAN cooling mode in service”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 4, pp. 2517–2525, Oct. 2005, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2005.852284>
- M. Aslam et al., “Dynamic thermal model for power transformers”, *IEEE Access*, vol. 9, pp. 71461–71469, 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3078759>
- D. Susa, “Dynamic thermal modelling of power transformers”, Doctoral Dissertation, Helsinki Univ. Technol., Helsinki, 2005. [Online]. Available: <http://lib.tkk.fi/Diss/2005/isbn9512277425/>
- V. V. Hrabko, M. P. Rozvodiuk, and S. M. Levytskyi, *Eksperymentalni doslidzhennia elektrychnykh mashyn. Chastyna IV. Transformatory [Experimental studies of electric machines. Part IV. Transformers]*. Vinnytsia: VNTU, 2009. (in Ukrainian)
- G. Swift, T. S. Molinski, and W. Lehn, “A fundamental approach to transformer thermal modeling. I. Theory and equivalent circuit”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, no. 2, pp. 171–175, Apr. 2001, doi: <https://doi.org/10.1109/61.915478>
- D. Susa, M. Lehtonen, and H. Nordman, “Dynamic thermal modelling of power transformers”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 1, pp. 197–204, Jan. 2005, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2004.835255>
- K. Najdenkoski, G. Rafajlovski, and V. Dimcev, “Thermal aging of distribution transformers according to IEEE and IEC standards”, in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, FL, USA, Jun. 24–28, 2007, doi: <https://doi.org/10.1109/pes.2007.385642>
- IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*, IEEE Std C57.91-2011, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6166928>
- IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*, IEEE Std C57.12.00-2010, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2010.5575268>
- “Transformer Insulation Classes.” *TestGuy Electrical Testing Network*. Accessed: May 8, 2024. [Online]. Available: <https://wiki.testguy.net/t/transformer-insulation-classes/60>

## References

Надійшла (received) 04.06.2024

## Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

**Мешков Тимофій Денисович (Tymofii Meshkov)** – учень 11 класу Комунального закладу «Харківський ліцей № 55 Харківської міської ради»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-2026-7877>; e-mail: [tymofey.meshkov@gmail.com](mailto:tymofey.meshkov@gmail.com).

**Данильченко Дмитро Олексійович (Dmytro Danylchenko)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри передачі електричної енергії; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7912-1849>; e-mail: [dmytro.danylchenko@khpri.edu.ua](mailto:dmytro.danylchenko@khpri.edu.ua).

**Мартін Вольтер (Martin Wolter)** – доктор технічних наук, професор, Університет Отто фон Геріке, завідувач кафедри електричних мереж та відновлюваних джерел енергії; м. Магдебург, Німеччина; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0281-0501>; e-mail: [martin.wolter@ovgu.de](mailto:martin.wolter@ovgu.de).

*Л. Ю. НАЗЮТА, Д. В. СТЕПАНЕНКО*

## АТОМНА ЕНЕРГЕТИКА КИТАЮ В КОНТЕКСТІ ДЕКАРБОНІЗАЦІЇ СВІТОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

Проаналізовано глобальну структуру споживання енергетичних ресурсів. Показано, що загальне споживання енергоресурсів у 20 столітті зросло майже в 15 разів і становило у 2000 році близько 118 ПВт·год. З них понад 80 % припадало на викопні (природні) енергоносії, 13 % – на поновлювані джерела енергії і понад 6 % – на атомну енергетику. Така тенденція зберігалася протягом багатьох років. Згідно з прогнозами, відновлювальні джерела енергетики та атомна енергетика домінуватимуть у зростанні світового енергоспоживання, задовольняючи в середньому понад 90 % додаткового попиту. Китай посідає перше місце у світі за ВВП і темпами розвитку електроенергетичного комплексу, а також за обсягом виробництва і темпами розвитку атомної енергетики. Проаналізовано структуру вироблення електроенергії за видами палива в країнах (ТОП 5, 2021) з високим рівнем енергоспоживання. Показано, що основними гравцями на цьому ринку займають три країни: Китай (30 %), США (13 %) та Індія (6 %). Обсяг виробництва електричної енергії в Китаї майже втричі більший, ніж у країнах ЄС і майже в 7 разів більший, ніж у Росії. Розглянуто структуру атомної енергетики та досягнення Китаю в цій галузі. Показано, що в контексті ядерних технологій (створення реакторів четвертого покоління, розробка технологій, близьких до повного замкнутого циклу переробки ядерних відходів) Китай уже зараз готовий значно розширити масштаби застосування атомної енергетики. Особливе місце в роботі приділено безпеці експлуатації ядерних об'єктів. Основна проблема, з якою зіткнеться Китай, – це відсутність нездоланного бар'єру між цивільним і військовим застосуванням таких технологій. Це створює серйозну загрозу екології та безпеці життєдіяльності країни. У довгостроковій перспективі атомній енергетиці належить вирішити також проблему безпечної, довготривалої утилізації радіоактивних відходів. Показано, що надалі Китаю необхідно ще раз розглянути свою ядерну програму в контексті співпраці з Міжнародними організаціями з ядерної безпеки.

**Ключові слова:** Китай, декарбонізація, енергетика, викопне паливо, відновлювальні джерела енергетики (ВДЕ), атомна енергетика, енергетична криза, ядерна безпека.

*L. YU. NAZYUTA, D. V. STEPANENKO*

## CHINA'S NUCLEAR POWER IN THE CONTEXT OF DECARBONIZATION OF THE GLOBAL ENERGY INDUSTRY

The global structure of energy resource consumption is analyzed. It is shown that the total consumption of energy resources in the 20th century increased almost 15 times and amounted to about 118 PWh in 2000. Of these, more than 80% were fossil (natural) energy carriers, 13 % were renewable energy sources and more than 6 % were nuclear power. This trend has continued for many years. Renewable energy sources and nuclear power are projected to dominate the growth of global energy consumption, meeting on average more than 90 % of the additional demand. China ranks first in the world in terms of GDP and the rate of development of the electric power complex, as well as in terms of production volume and the rate of development of nuclear power. The structure of electricity generation by fuel type in countries (TOP 5, 2021) with high energy consumption has been analyzed. It is shown that the main players in this market are three countries: China (30 %), USA (13 %) and India (6 %). The volume of electricity production in China is almost three times larger than in the EU countries and almost 7 times larger than in Russia. The structure of nuclear energy and China's achievements in this field are considered. It is shown that in the context of nuclear technologies (creation of fourth-generation reactors, development of technologies close to the full closed cycle of nuclear waste processing) China is already ready to significantly expand the scope of nuclear energy. Special attention is paid to the safety of nuclear facilities operations. The main problem China will face is the absence of an insurmountable barrier between civilian and military use of such technologies. This poses a serious threat to the ecology and life safety of the country. In the long term, nuclear power must also solve the problem of safe, long-term disposal of radioactive waste. It is shown that in the future China needs to re-examine its nuclear program in the context of cooperation with International Nuclear Security Organizations.

**Keywords:** China, decarbonization, energy, fossil fuels, renewable energy sources (RES), nuclear power, energy crisis, nuclear safety.

**Вплив енергетичних криз.** Сучасні тенденції розвитку світової цивілізації характеризуються стрімким зростанням економіки країн, що розвиваються (Китаю, Індії, країн Південно-Східної Азії), і, відповідно, споживанням енергетичних ресурсів. За даними Міжнародного енергетичного Агентства (International Energy Agency, IEA) загальне споживання енергоресурсів у 20 столітті зросло майже в 15 разів і становило у 2000 році близько 118 ПВт·год. З них понад 80 % припадало на викопні (природні) енергоносії, 13 % – на поновлювані джерела енергії (ВДЕ) і понад 6 % – на атомну енергетику. Така тенденція зберігалася протягом багатьох років. Так, наприклад, 2021 року загальна витрата енергії у світі зросла в півтора раза. Однак, як і раніше, близько 82 % її витрат припадало на викопні вуглеводні [1, 2].

Щодо дефіциту енергетичних ресурсів, то за даними British Petroleum за останні 50 років їхнє світове споживання зросло майже вчетверо. Згідно з

розрахунками цієї компанії при збереженні рівня видобутку світових запасів вугілля вистачить на 250 років, а нафти і природного газу на 50 років.

Швидке зростання споживання природних копалин (здебільшого вуглеводнів) чинить негативний вплив на клімат планети (сприяє глобальному потеплінню) і є причиною енергетичних криз [3, 4]. Світова енергетична криза 2021–2023 рр. нагадала про те, на скільки світ залежить від викопного палива в забезпеченні енергетичної безпеки, яка стає основним елементом національної (зокрема економічної) безпеки практично всіх країн. Залежно від структури виробництва та наявності власних енергетичних ресурсів розглядають кілька моделей подолання кризи. Вважають, що найуразливішими є країни-імпортери природних копалин, які розвиваються [5, 6].

Згідно з прогнозами IEA, ВДЕ та атомна енергетика домінуватимуть у зростанні світового електропостачання найближчими роками,

© Н. Ю. Назюта, Д. В. Степаненко, 2024

задовольняючи в середньому понад 90 % додаткового попиту. Разом з тим, поновилися дискусії щодо майбутньої ролі атома в енергобалансі економічно розвинених країн (ЄС і США), які прагнуть розширити використання альтернативних джерел енергії, щоб витіснити викопні види палива в таких секторах, як транспорт, опалення та промисловість.

Основною галуззю енергетичного комплексу кожної країни є виробництво електричної енергії. За даними British Petroleum світове виробництво електроенергії починаючи з 1980 року мало тенденцію зростання. За період з 1991 по 2021 роки вироблення електроенергії зросло в 2,4 рази і склало 28460 ТВт-год. Глобальний тренд збільшення вироблення і споживання електроенергії (переважно завдяки альтернативним джерелам енергії) викликаний високими темпами зростання економіки в країнах, що розвиваються, і прагненням економічно розвинених країн поліпшити екологічну безпеку завдяки скороченню витрат викопного палива і переходу на альтернативні джерела енергії.

При цьому слід зазначити, що в період енергетичної кризи протягом 2020 року світове виробництво електроенергії збільшилося на 6,5 %. Насамперед за рахунок її зростання в країнах, що розвиваються, на які припадає понад 70 % світового попиту на електроенергію. За цей рік виробництво електроенергії збільшилося в Індії на 9,7 %, Саудівській Аравії – на 6 %, Китаї – на 3,7 %, США – на 3,2 % [7, 8].

У таблиці 1 наведено рейтинг країн (ТОП 5) з вироблення електроенергії у 2021 році за видом палива. Як випливає з представлених даних, основну частину ринку електроенергетики займають три країни – Китай (30 %), США (13 %) та Індія (6 %). Обсяг виробництва електричної енергії в Китаї майже втричі більший, ніж у країнах ЄС і майже в 7 разів більший, ніж у Росії.

Структура виробництва електроенергії в цих країнах залежить від наявності власних копалин. Тому в Китаї та Індії основним енергоносієм є вугілля, у Росії – природний газ. У Канаді основний акцент роблять на гідроенергетику, у США – на скраплений природний газ (СПГ) і альтернативні джерела енергії.

Сучасну структуру атомної енергетики, досягнення та екологічні ризики в роботі цього сектору проаналізовано у [9]. У зазначеній статті показано, що в умовах глобальної енергетичної кризи атомна

енергетика продовжувала розвиватися і відіграла ключову роль у відновленні світової економіки, забезпечивши стрімке зростання електроенергетичного комплексу.

Головні гравці на ринку енергоресурсів США та Китай мають стратегію власної енергетичної безпеки і протистоять один одному в тактиці та стратегії розвитку своєї економіки. І хоча в Китаї частка атомної енергетики в загальному балансі виробітку майже вчетверо менша, ніж у США (4,8 порівняно з 18,5 %) загальний обсяг виробництва атомної складової практично не відрізняється. Крім того, за темпами розвитку цієї галузі Китай значно випереджає США і посідає перше місце у світі.

У зв'язку з цим **метою статті** є аналіз структури атомної енергетики Китаю, зокрема особливості експлуатації сучасних типів атомних реакторів у контексті ядерної безпеки та обслуговування їхньої роботи. Цей аналіз може бути корисним у період реформування енергетичного комплексу України після закінчення воєнних дій.

**Структура атомної енергетики Китаю.** Нині, за даними Світового банку, Китай посідає перше місце у світі за ВВП і темпами розвитку електроенергетичного комплексу – ключовою галуззю його економіки. Китай посідає перше місце у світі за обсягом виробництва і темпами розвитку атомної енергетики. І друге місце після США за виробництвом електроенергії та кількістю діючих і споруджуваних атомних електростанцій (АЕС).

У період енергетичної кризи, щоб не знижувати темпи зростання економіки, відмовився від штучного обмеження споживання енергії та зберіг високу частку вугільної складової у виробленні електричної енергії. Тому питання екології Китаю набувають особливого значення.

В умовах зростаючої конкуренції за доступ до енергоресурсів з боку країн, що розвиваються, позиція Китаю залишається вразливою. Раніше Китай забезпечував енергоресурсами не тільки себе, а й своїх сусідів – Південну Корею і Японію. Однак нині він є найбільшим імпортером нафти (понад 18 % світового ринку) і природного газу. З 2016 року – є імпортером СПГ (з Австралії). Згідно з прогнозами, частка природного газу в енергобалансі Китаю до 2050 року зросте з 9 % до 14 %.

Таблиця 1 – Список країн за кількістю вироблення електроенергії у 2022 році за видом палива за даними British Petroleum

Країна	Обсяг виробництва ТВт-год (%)	Структура виробництва, % від загального виробітку в країні					
		Викопні енергоносії, %			Альтернативні джерела енергії, %		
		Вугілля	Газ	Нафта	Гідроенергетика	ВДЕ	Атомна
Китай	8334 (30)	62,6	3,2	0,1	15	14	4,8
США	4406 (16)	22,2	38,4	0,5	5,8	14	18,5
Індія	1715 (6)	74	3,7	0,1	9,3	10,1	2,6
Росія	1159 (4)	17,7	43	0,7	18,5	0,5	19,2
Канада	641 (2)	6	11,8	0,5	59,4	7,8	14,4
Країни ЄС	2895 (10)	15,2	19	1,5	12	25	25,3
Усього	28466 (100)	36	23	2,5	15	12,8	9,8





Таблиця 2 – Встановлена потужність і вироблення електроенергії Китаю за період 2018–2021 року

Встановлена потужність електроенергетики Китаю (ГВт)			
	2018	2019	2021
ТЕС	1144,08	1190,55	1300,0
ГЕС	352,59	356,40	390,0
АЕС	44,66	48,74	50,0
Вітер	184,27	210,05	330,0
Сонце	174,33	204,68	310,0
<b>УСЬОГО</b>	<b>1900,12</b>	<b>2010,65</b>	<b>2380,0</b>
Вироблення електростанцій Китаю (ТВт·год)			
	2018	2019	2021
ТЕС	4924,9	5045,0	5623,8
ГЕС	1232,1	1301,9	1300,0
АЕС	295,0	348,7	405,5
Вітер	365,8	405,7	775,7
Сонце	176,9	223,8	427,0
<b>УСЬОГО</b>	<b>6994,7</b>	<b>7325,3</b>	<b>8534,3</b>

У Китаї також розроблено і запущено у виробництво реактор третього покоління «Хуалун-1» (Hualong One, Hualong-1, HPR1000, англ.) – китайський трипетельовий ВВЕР з водою під тиском. Був розроблений CGN і CNNC. Його презентація відбулася в березні 2018 року на виставці в Пекіні. Вважають, що Хуалун-1 (у перекладі – «Китайський дракон») стане вирішальним фактором у декарбонізації енергетики країни, оскільки практично не залежить від імпорту обладнання. У 2021–2022 році ці реактори встановлені на 5 і 6 блоці АЕС у місті Фуцин (провінція Фуцзянь, Східний Китай) і повністю відповідають вимогам безпеки.

У 2022 році цей реактор був запропонований Управлінню з ядерного регулювання (ONR) і Агентству з охорони навколишнього середовища Великої Британії. Вони повідомили, що китайський ядерний реактор «Хуалун-1» (HPR1000) придатний для будівництва на території країни за умови отримання повного пакета дозвільних документів.

Вирішальну роль у переході економіки Китаю на атомну енергетику може стати використання реакторів четвертого покоління. Це малий модульний реактор (small modular reactors, SMR) потужністю до 300 МВт на енергоблок, що становить третю частину генерованої потужності промислових ядерних реакторів. Існують різні типи реакторів на повільних і швидких нейтронах, а також моделі реакторів на розплавах солей із газовим охолодженням. У нових реакторах замість води може бути використаний гелій.

SMR – сучасний ядерний реактор відносно невеликих розмірів, який може бути побудований на заводі, а потім використаний на будь-якому підготовленому майданчику. Вони можуть бути під'єднані до наявної електромережі або працювати автономно. Найефективніше їх використовувати в парі

з ВДЕ (вітер і сонце) з метою підвищення їх ефективності [15]. Існує 70 комерційних проєктів SMR.

У січні 2022 року керована державою компанія China Huaneng Group, п'ятий виробник електроенергії в країні, відвітувала про успішний запуск першого реактора SMR на АЕС Шидаовань потужністю 200 МВт. Він був успішно синхронізований і підключений до електромереж провінції Шаньдун. Китайські атомники позиціонують свій новий реактор, як об'єкт наступного – четвертого покоління.

У майбутньому SMR можуть розв'язати проблему забезпечення світлом і теплом населених пунктів, де немає сенсу будувати звичайну АЕС, а поставки інших видів палива значно дорожчі й підвищують вартість послуг для населення. Тому вважають, хто першим поставити виробництво SMR на потік – стане монополістом на світових ринках атомної енергетики. Вироблені в Китаї реактори планують розміщувати не тільки на території країни, а й у суміжних державах – уздовж так званого нового «Шовкового шляху», що проходить через країни Центральної Азії та Пакистан.

Серед реакторів четвертого покоління слід відзначити реактор CFR-600 (China Fast Reactor) – частина проєкту з досягнення замкнутого ядерного циклу. Це ядерний реактор басейнового типу з натрієвим охолодженням на швидких нейтронах. Наразі під'єднаний на АЕС у повіті Сяпу, провінція Фуцзянь на острові Чанбяо. Це проєкт IV покоління Китайської національної ядерної корпорації (CNNC). Проєкт також відомий як пілотний проєкт реактора на швидких нейтронах у Сяпу. Будівництво реактора почалося наприкінці 2017 року. Там же планують встановити ще один реактор CFR-600 і чотири реактори більшої потужності CFR-1000.

Слід зазначити, що CFR-600 дає змогу в 10 разів збільшити потенціал ядерного палива до 30 %. Він є частиною амбітної програми Китаю вартістю 440 млрд. дол., спрямованої на те, щоб до середини наступного десятиліття обігнати США і стати найбільшим у світі постачальником ядерної енергії. На відміну від традиційних реакторів, він працює на комбінації високозбагаченого урану і так званого змішаного оксидного пального, внаслідок якого як побічний продукт отримують збройовий плутоній.

У вересні 2021 року китайські енергетики запустили експериментальний атомний реактор LFTR (liquid fluoride thorium reactor). Він є реактором-розмножувачем на теплових нейтронах, який потенційно може змінити всю галузь атомної енергетики. У новому реакторі замість урану-235 як паливо використовуються уран-233 і торій-232, які формують рідке паливо. Воно являє собою розплави солей – фторидів торію та урану і деяких допоміжних речовин і набагато ефективніше за уран, а також створює менше радіоактивних відходів. Торій більш поширений у надрах землі, ніж уран і має у 200 разів більший енергетичний потенціал. Такі реактори не потребують водяного охолодження, тому їх можна буде будувати в пустельних районах. Якщо експериментальний реактор запрацює на повну

потужність, то Китай отримає доступ до дешевшої та безпечнішої ядерної енергії.

У США перший реактор, що працював на торії, був побудований наприкінці 1940-х років і закритий 1969 року. Китай уперше спробував освоїти цю технологію ще в 1970-ті роки. Однак проєкт закрили, не впоравшись із технологічними складнощами. Дослідження було відновлено в 2011 році. Пекін інвестував у цей проєкт щонайменше 3 млрд євро.

Таким чином за останні 20 років Китай став світовим лідером із введення АЕС і використання атомної енергії в загальному балансі електроенергетики країни. У зв'язку з цим представники МАГАТЕ вважають, що КНР необхідно вжити термінових заходів для розв'язання проблем ядерної безпеки, зокрема щодо створення інфраструктури атомної енергетики та міжнародних центрів утилізації ядерного палива.

**Проблеми ядерної безпеки та їх вирішення.** У 2009 році на 25 асамблеї Ради Європи було ухвалено резолюцію 1679 – низку документів, спрямованих на врегулювання проблем атомної енергетики в контексті сталого розвитку та ядерної безпеки [16]. Такі країни, як Фінляндія, Франція, Росія, Китай, Індія, Республіка Корея, США та Японія оголосили про намір будувати або вже будують нові атомні електростанції. Наприклад, у Японії до 2030 року атомна енергетика може стати важливим джерелом енергії, покриваючи понад 40 % енергетичних потреб країни.

Виходячи з цього, Асамблея вважає, що міжнародне співтовариство має відшукати ефективні рішення трьох взаємопов'язаних проблем: енергетичної безпеки, економічного зростання і захисту навколишнього середовища. Розвиток атомної енергетики має підкріплюватися створенням національної системи забезпечення безпеки та охорони ядерних матеріалів і об'єктів. При цьому слід зазначити, що енергетичний ринок став більш глобальним і відкритим. Широкомасштабний розвиток атомної енергетики у світі нерозривно пов'язаний з отриманням дедалі більшим числом країн доступу до ядерних технологій, матеріалів та обладнання. Тому жодна країна у світі не може діяти абсолютно самостійно.

У 2016 році в Китаї ухвалено закон про ядерну безпеку. До теперішнього часу питання безпеки в китайському ядерному секторі не регулювалися на законодавчому рівні. Згідно з новим правовим актом, посилюються правила будівництва атомних реакторів, а також підвищуються вимоги до імпортованого обладнання, що використовується в ядерній галузі. Крім того, затверджується чіткий механізм експортного контролю операцій з продажу ядерного обладнання за кордон [17].

Разом із розвитком атомної енергетики в Китаї збільшується потреба розроблення технологічних схем з переробки відпрацьованого палива і реакторів для його виробництва, під час якого утворюється величезна кількість матеріалів, придатних для створення бойової зброї.

Що стосується переробки ядерних відходів, то МАГАТЕ розглядає кілька варіантів таких технологій. Одна з них захоронення ядерних відходів глибоко під землею. У контексті цього в пустелі Гобі Китай почав будівництво великої підземної лабораторії для дослідження технологій захоронення високоактивних радіоактивних відходів. Лабораторія повинна буде підготувати ґрунт для майбутнього сховища, яке зможе безпечно ізолювати ці матеріали протягом кількох десятків тисяч років. Експериментальне сховище розташоване на 560 м нижче поверхні.

Вартість лабораторії оцінюють у 422 млн дол. і на її будівництво піде 7 років. Якщо лабораторія в пустелі Гобі підтвердить безпеку, то до 2050 року в тому самому районі побудують довготривале глибинне сховище для захоронення високорадіоактивних відходів із китайських атомних електростанцій. Зокрема відпрацьованого ядерного палива, яке наразі не підлягає переробці і становить приблизно 1 % від усіх радіоактивних відходів. Решта 99 % – це низькорадіоактивні відходи (наприклад, одяг персоналу) і середньорадіоактивні, до яких можна зарахувати компоненти реакторів. Це буде найглибше сховище радіоактивних відходів у світі [18].

В інших країнах, зокрема в Росії, поступово розвивають технологію близьку до повного замкнутого циклу переробки відпрацьованого ядерного палива. У Китаї такої технології немає, а проблема накопичення відпрацьованого палива зростає рік за роком. Тому Китай почав розробляти технологію спалювання радіоактивних відходів. У пустелі Гобі провінції Ганьсу Китай планує ввести в експлуатацію завод, призначений для вилучення плутонію з відпрацьованого пального CFR-600.

Запропонованим варіантом переробки ядерних відходів є розробка в Китаї на базі CFR-600 системи CIADS (China Initiative Accelerator Driven System), яка передбачає спалювання в реакторі ядерних відходів за допомогою прискорювача заряджених частинок (протонів або позитивно заряджених іонів). Для охолодження реактора використовуватимуть не воду, а високо корозійні рідкі метали. Пучком частинок пропонується обстрілювати вольфрамову мішень, яка після цього почне випускати швидкі нейтрони і руйнувати відходи. Перспективний сплав дасть змогу реактору втримати високотемпературні навантаження. Площа установки становитиме 60 гектарів [19].

Будівництво установки планують з 2022 року в прибережній провінції Гуандун. Комерційне введення реактора для спалювання відходів від атомних електростанцій може зайняти ще одне десятиліття. Створенням перспективного реактора і нового матеріалу займаються профільні інститути Китайської академії наук. Перспективна технологія, за словами вчених, дасть змогу зробити ядерні відходи та експлуатацію реактора безпечними. Установка може бути зупинена вимиканням прискорювача частинок. Тестова модель реактора для спалювання радіоактивного палива пройшла випробування і встановлена в східній провінції Шаньдун.

Експерти МАГАТЕ вважають, що ядерна енергетика може сприяти пом'якшенню зміни клімату не тільки в Китаї, а й в інших країнах, що розвиваються. Оскільки попит на електричну енергію випереджає її виробництво з вуглеводнів і ВДЕ. На думку фахівців, нові типи реакторів дадуть змогу наблизити енергетику Китаю до вуглецево-нейтральної.

Водночас у резолюції Ради Європи №1649 наголошується, що атомну енергетику не можна вважати «стійкою», оскільки запаси урану кінцеві й на них можна розраховувати у найкращому разі лише в середньостроковій перспективі протягом близько 30 років. Концентрація урану в земній корі становить  $2,4 \cdot 10^{-4} \%$ , у морській воді  $3,3 \cdot 10^{-7} \%$ . Основна причина дефіциту урану – низька концентрація його в рудах, придатних для розробки. Основні запаси урану знаходяться в Казахстані, Австралії, Канаді та Намібії. За запасами урану світовим лідером є Австралія (31,2 % усіх світових запасів урану, що в чисельному еквіваленті відповідає 661 тис. т). Китай посідає 9 місце у світі за запасами уранових руд (4 % від світового видобутку). З 2020 року лідером з виробництва урану є Казахстан – 41 % від світового видобутку. До трійки лідерів входять Австралія і Намібія з виробленням – 13 % і 11 % відповідно.

На відміну від багатьох іноземних держав у Китаї абсолютно відсутня фобія на атомну енергетику. За даними CNNC китайські АЕС мають найкращі у світі показники безпеки їхньої експлуатації, а ядерна енергія є найбезпечнішим, найефективнішим і найстабільнішим джерелом чистої енергії.

Однак, на думку експертів МАГАТЕ, китайські служби безпеки не завжди мають у своєму розпорядженні необхідні ресурси для того, щоб забезпечити якісну перевірку роботи об'єктів. Це створює серйозну загрозу екології та безпеці життєдіяльності країни. У довгостроковій перспективі атомній енергетиці належить вирішити також проблему безпечної, довготривалої утилізації радіоактивних відходів. Слід зазначити, що з роками раніше створені реактори старіють, у їхньому корпусі відбуваються незворотні зміни структури металу. Для переробки таких відходів потрібне спеціальне дослідження.

Крім того, жодна інша технологія не схильна такою мірою до різних загроз. Однієї важкої аварії або терористичної атаки на АЕС буде достатньо, щоб остаточно підірвати довіру людей до цієї технології. У такому разі довелось б достроково зупинити більшість реакторів, принаймні в демократичних країнах.

На скільки безпечні Китайські АЕС? Досить поглянути на карти Китаю з активними сейсмічними районами та місцями розташування АЕС. Китай розташований у регіоні, де сходяться кілька тектонічних плит – зокрема, Євразійська, Індійська та Тихоокеанська, – і особливо схильний до землетрусів.

Окрім цього слід враховувати, що на виробництво енергії з альтернативних джерел знижуються, собівартість атомної енергії може тільки зрости. Капітальні витрати Китайських АЕС станом на 2022 рік

становлять 5550 дол/кВт порівняно з 2200 дол/кВт потужності вітрових станцій.

Згідно з розрахунками найбільшого у світі приватного інвестиційного банку Lazard, у період з 2009 по 2018 роки витрати на реалізацію проєктів сонячної генерації промислового масштабу знизилися на 88 %, вітрової – на 69 %, у той час як атомна енергетика подорожчала на 23 %. У сучасних ринкових умовах, високі капітальні витрати на нові проєкти в атомній енергетиці є критичною проблемою [20].

При цьому слід звернути увагу на різке відставання атомної енергетики від відновлюваної з точки зору залучення інвестицій. Так, у 2018 році валовий обсяг інвестицій у проєкти нових енергоблоків на АЕС у світі становив 33 млрд. дол. США, тоді як аналогічний показник щодо вітрової та сонячної енергетики сягав відповідно 134 і 139 млрд дол. США. Інвестиційні рішення слід розглядати як важливий барометр поточного стану політичної кон'юнктури, а також економічної привабливості технологій на глобальному та регіональному рівнях.

Крім того, разом із розвитком атомної енергетики збільшується і потреба у створенні технологічних схем переробки відпрацьованого палива та реакторів розмножувачів для виробництва ядерного палива. Тому на вільному ринку дуже важко знайти джерело фінансування для будівництва нових АЕС третього та четвертого покоління. До того ж до кінця не розв'язана проблема з імпортованою сировиною та переробкою ядерних відходів [21].

Багато фахівців у галузі екології та безпеки життєдіяльності вважають, що атомна енергетика і ВДЕ конкурують одна з одною не тільки за інвестиції. Атомна енергетика не може зробити вирішальний внесок у захист навколишнього середовища. На думку Ральфа Фокса, голови фонду імені Генріха Бюлля, загроза неконтрольованого розповсюдження ядерних технологій зростає разом зі збільшенням кількості АЕС у всьому світі. Незважаючи на всі зусилля з контролю за ними з боку МАГАТЕ, не існує нездоланного бар'єру між цивільним і військовим застосуванням таких технологій. Останнім прикладом може слугувати багаторічна (4 роки) війна Ірану на Близькому сході з використанням касетних бомб і хімічної зброї. Звертає на себе увагу позиція керівництва Німеччини впродовж останніх 10 років щодо атомної енергетики. У квітні 2023 року останні три АЕС припинили свою роботу і ера ядерної енергетики в цій країні, яка тривала понад 60 років, підійшла до кінця.

У контексті ядерної безпеки слід зазначити, що в грудні 2022 року «Росатом» відправив велику партію ядерного палива на віддалений китайський острів Чанб'яо (6,5 т.) для реактора CFR-600, який вироблятиме плутоній збройової якості. За даними відкритих джерел, у період з вересня по грудень Росія експортувала до Китаю для CFR-600 майже в 7 разів більше збагаченого урану, ніж усього матеріалу, вивезеного по всьому світу під егідою США і МАГАТЕ за останні три десятиліття. У цей період Китай заплатив близько 384 млн. дол. з траншами за 25 т

палива для CFR-600 від «Росатома». При цьому слід зазначити, що з 2017 року Пекін припинив добровільно повідомляти МАГАТЕ про запаси плутонію [22].

Міф про атомну енергію як про невичерпне, найвигідніше і найнадійніше джерело енергії сильно похитнувся в багатьох країнах. Офіційно суперечки точаться тільки про те, до якого терміну можна і потрібно зупинити наявні АЕС. У Німеччині зараз навіть великі енергетичні концерни визнають, що майбутнє – виключно за поновлюваними джерелами енергії. До цих давно вже відомих аргументів проти атомної енергії додаються нові.

Однак, водночас у деяких частинах планети (Китаї, Індії та інших країнах, що розвиваються) спостерігається зростання цього сектора енергетики. Прихильники атомної енергії запустили в обіг новий аргумент: атомна енергетика – необхідний етап на шляху в еру сонячної енергії та необхідна умова енергопостачання з мінімальними викидами CO<sub>2</sub>.

Виникає питання, чи будуть зусилля Китаю з переведення своєї енергетики на нові рейки успішними та чи не є відповідні заяви піаром, щоб відволікти світову спільноту від глобальних процесів. Однак навіть якщо повна реалізованість цих програм викликає сумніви, очевидним є той факт, що розвиток альтернативної енергетики – це необхідний захід стимулювання економіки в епоху енергетичної кризи.

Перед Китаєм стоїть дуже складне завдання. За даними різних авторів програма декарбонізації китайської економіки обійдеться країні в 5–12 трлн. міжнародних доларів. Тому компроміс між захистом довкілля та економічним зростанням становить найбільшу проблему для Китаю.

**Висновки.** У контексті ядерних технологій (створення реакторів четвертого покоління, розробка технологій близьких до повного замкненого циклу переробки ядерних відходів) Китай уже зараз готовий значно розширити масштаби застосування атомної енергетики.

Основна проблема, з якою зіткнеться Китай, буде відсутність нездоланного бар'єру між цивільним і військовим застосуванням таких технологій. Однак, основною перешкодою в цьому напрямку буде економічна та політична нестабільність Світового співтовариства.

Тому надалі Китаю слід переглянути свою ядерну програму в контексті співробітництва з Міжнародними органами з ядерної безпеки і, особливо, МАГАТЕ.

У контексті безпеки життєдіяльності на планеті особливу увагу слід звернути на те, куди і з якою метою буде спрямований отриманий на китайських АЕС плутоній. Можливі його застосування на інших континентах (наприклад, на Близькому Сході) і країнах, що матиме негативний вплив на ядерну безпеку не лише в інших країнах, а й у самому Китаї.

### Список літератури

1. Global Energy & CO<sub>2</sub> Data. *Enerdata*. URL: <https://www.enerdata.net/research/energy-market-data-co2-emissions-database.html>.

- United Nations Environment Programme, International Resource Panel. *Global Resources Outlook 2019: Natural Resources for the Future We Want*. 2019. URL: <https://wedocs.unep.org/20.500.11822/27517>.
- Назюта Л. Ю., Степаненко Д. В. На шляху до декарбонізації світової економіки. Глобальне потепління. Кліматичні конференції ООН. *Вісник Приазовського Державного Технічного Університету. Серія: Технічні науки*. 2022. № 45. С. 97–108. DOI: <https://doi.org/10.31498/2225-6733.45.2022.276242>.
- Дімітров О. О., Яковлева О. Ю., Хмельнюк М. Г. Енергетична криза або майбутнє альтернативної енергетики? *Холодильна техніка та технологія*. 2014. Т. 50, № 4. С. 30–36. DOI: <https://doi.org/10.15673/0453-8307.4/2014.28048>.
- United Nations Economic Commission for Europe. *Energy efficiency and energy security in the Commonwealth of Independent States*. New York and Geneva: United Nations, 2001. URL: [https://digitalibrary.un.org/record/451738/files/ece\\_energy\\_4\\_4\\_e.pdf](https://digitalibrary.un.org/record/451738/files/ece_energy_4_4_e.pdf).
- Маляренко В. А. Введение в инженерную экологию энергетики: навч. посіб. 2-ге вид. Харків: САГА, 2008. 243 с.
- Global Energy Trends - 2023 Edition. *Enerdata*. URL: <https://www.enerdata.net/publications/reports-presentations/world-energy-trends.html>.
- UNSD Energy statistics. *UNdata*. URL: <https://data.un.org/SdmxBrowser>.
- Назюта Л. Ю., Степаненко Д. В. Енергетична та екологічна безпека в контексті розвитку атомної енергетики. *Метал та литейні України*. 2023. Т. 31, № 4 (335). С. 64–74. DOI: <https://doi.org/10.15407/steelcast2023.04.08>.
- Ping Z. Nuclear power development in China. The country is seeking to develop a diversified energy base. *IAEA Bulletin*. 1987. Vol. 29, no. 2. URL: <https://www.iaea.org/publications/magazines/bulletin/29-2/nuclear-power-development-china-country-seeking-develop-diversified-energy-base>.
- Review of nuclear power development in China: environment analysis, historical stages, development status, problems and countermeasures / M. Zeng et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 59. P. 1369–1383. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.045>.
- Hua S. Atomic Power Is In Again—and China Has the Edge. *The Wall Street Journal*. URL: <https://www.wsj.com/world/china/atomic-power-is-in-again-and-china-has-the-edge-5f8a8b84>.
- Лачан Т., Шпросс Х., Елкина А. Почему Китай намерен развивать атомную энергетику. *Deutsche Welle*. URL: <https://www.dw.com/ru/почему-китай-намерен-развивать-атомную-энергетику/a-39104562>.
- De Clercq G. China to build at least 60 nuclear plants in coming decade - industry official. *Reuters*. URL: <https://www.reuters.com/article/china-nuclear-idUSL8N1BS3VB/>.
- Small modular reactors (SMR). *International Atomic Energy Agency / Atoms for Peace and Development*. URL: <https://www.iaea.org/topics/small-modular-reactors>.
- Parliamentary Assembly of the Council of Europe. Nuclear energy and sustainable development. 2009. 3 p. URL: <https://pace.coe.int/pdf/8409d84215387e5ed786ad188d4c58e94cd7f9995a4c6294d88a39810879e0dc/res.%201679.pdf>.
- China's legislature passes nuclear safety law. *Reuters*. URL: <https://www.reuters.com/article/us-china-nuclearpower/chinas-legislature-passes-nuclear-safety-law-idUSKCN1BC4ER/>.
- Xie E. China builds bunker to test whether nuclear waste can be dumped underground. *South China Morning Post*. URL: <https://www.scmp.com/news/china/science/article/3138484/china-builds-bunker-test-whether-nuclear-waste-can-be-dumped>.
- Chen S. Heavy metal: nation's first nuclear waste 'incinerator' gets boost as Chinese team create new steel alloy that can take the heat. *South China Morning Post*. URL: <https://www.scmp.com/tech/science-research/article/1913490/heavy-metal-nations-first-nuclear-waste-incinerator-gets-boost>.
- Renewable investment. *Bloomberg*. URL: <https://www.bloomberg.com/graphics/climate-change-data-green/investment.html>.

21. Ядерная энергия: мифы и реальность. Тематические исследования по ядерной энергетике / ред. А. Н. Мартынюк. 2-ге вид. Рівне: Представництво Фонду ім. Г. Бюлля в Україні та Екоclub, 2010. 352 с.
22. Tirone J. China's imports of Russian uranium spark fear of new arms race. *Bloomberg*. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-03-01/china-nuclear-trade-with-russia-risks-tipping-military-balance>.
- ### References
1. "Global Energy & CO2 Data." Enerdata. [Online]. Available: <https://www.enerdata.net/research/energy-market-data-co2-emissions-database.html>
  2. United Nations Environment Programme and International Resource Panel, "Global Resources Outlook 2019: Natural Resources for the Future We Want", DTI/2226/NA, 2019. [Online]. Available: <https://wedocs.unep.org/20.500.11822/27517>
  3. L. Nazyuta and D. Stepanenko, "On the way to decarbonization of the world economy. Global warming. UN climate conferences", *Reporter of the Priazovskiy State Technical University. Section: Technical Sciences*, no. 45, pp. 97–108, Dec. 2022, doi: <https://doi.org/10.31498/2225-6733.45.2022.276242> (in Ukrainian)
  4. A. Dimitrov, O. Yakovleva, and M. Khmelniuk, "Power crisis or the future of alternative power engineering?", *Refrigeration Engineering and Technology*, vol. 150, no. 4, pp. 30–36, Oct. 2014, doi: <https://doi.org/10.15673/0453-8307.4/2014.28048> (in Russian)
  5. United Nations Economic Commission for Europe, *Energy Efficiency and Energy Security in the Commonwealth of Independent States*. New York and Geneva: United Nations, 2001. [Online]. Available: [https://digitallibrary.un.org/record/451738/files/ece\\_energy\\_44\\_e.pdf](https://digitallibrary.un.org/record/451738/files/ece_energy_44_e.pdf)
  6. V. A. Maliarenko, *Vvedenie v Inzhenernuju Jekologiju Jenergetiki [Introduction to Power Engineering Ecology]*, 2nd ed. Kharkiv: SAHA, 2008. (in Russian)
  7. "Global energy trends - 2023 edition." Enerdata. [Online]. Available: <https://www.enerdata.net/publications/reports-presentations/world-energy-trends.html>
  8. "UNSD Energy statistics." UNdata. [Online]. Available: <https://data.un.org/SdmxBrowser>
  9. L. Yu. Naziuta and D. V. Stepanenko, "Energy and environmental safety in the context of nuclear energy development", *Metal and Casting of Ukraine*, vol. 31, no. 4 (335), pp. 64–74, 2023, doi: <https://doi.org/10.15407/steelcast2023.04.08> (in Ukrainian)
  10. Z. Ping, "Nuclear power development in China. The country is seeking to develop a diversified energy base", *IAEA Bulletin*, vol. 29, no. 2, 1987. [Online]. Available: <https://www.iaea.org/publications/magazines/bulletin/29-2/nuclear-power-development-china-country-seeking-develop-diversified-energy-base>
  11. M. Zeng, S. Wang, J. Duan, J. Sun, P. Zhong, and Y. Zhang, "Review of nuclear power development in China: Environment analysis, historical stages, development status, problems and countermeasures", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1369–1383, Jun. 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.045>
  12. S. Hua. "Atomic power is in again—and China has the edge." *The Wall Street Journal*. [Online]. Available: <https://www.wsj.com/world/china/atomic-power-is-in-againand-china-has-the-edge-5f8a8b84>
  13. T. Lachan, Kh. Shpross, and A. Elkyna. "Pochemu Kitaj nameren razvivat' atomnuju jenergetiku [Why China intends to develop nuclear power]." *Deutsche Welle*. [Online]. Available: <https://www.dw.com/ru/почему-китай-намерен-развивать-атомную-энергетику/a-39104562> (in Russian)
  14. G. De Clercq. "China to build at least 60 nuclear plants in coming decade - industry official." *Reuters*. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/article/china-nuclear-idUSL8N1BS3VB/>
  15. "Small modular reactors (SMR)." International Atomic Energy Agency | Atoms for Peace and Development. [Online]. Available: <https://www.iaea.org/topics/small-modular-reactors>
  16. Parliamentary Assembly of the Council of Europe, "Nuclear energy and sustainable development", Resolution 1679, Jun. 2009. [Online]. Available: <https://pace.coe.int/pdf/8409d84215387e5ed786ad188d4c58e94cd7f9995a4c6294d88a39810879e0dc/res.%201679.pdf>
  17. "China's legislature passes nuclear safety law." *Reuters*. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/article/us-china-nuclearpower/chinas-legislature-passes-nuclear-safety-law-idUSKCN1BC4ER/>
  18. E. Xie. "China builds bunker to test whether nuclear waste can be dumped underground." *South China Morning Post*. [Online]. Available: <https://www.scmp.com/news/china/science/article/3138484/china-builds-bunker-test-whether-nuclear-waste-can-be-dumped>
  19. S. Chen. "Heavy metal: Nation's first nuclear waste 'incinerator' gets boost as Chinese team create new steel alloy that can take the heat." *South China Morning Post*. [Online]. Available: <https://www.scmp.com/tech/science-research/article/1913490/heavy-metal-nations-first-nuclear-waste-incinerator-gets-boost>
  20. "Renewable investment." *Bloomberg*. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/graphics/climate-change-data-green/investment.html>
  21. A. N. Martynjuk, Ed., *Jadernaja Jenergija: Mify I Real'nost'. Tematicheskie Issledovanija Po Jadernoj Jenergetike [Nuclear Energy: Myths and Reality. Case Studies on Nuclear Energy]*, 2nd ed. Rівne: Predstavnytstvo Fondu im. H. Bollija v Ukraini ta Ekoclub, 2010. (in Russian)
  22. J. Tirone. "China's imports of Russian uranium spark fear of new arms race." *Bloomberg*. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-03-01/china-nuclear-trade-with-russia-risks-tipping-military-balance>

Надійшло (received) 18.03.2024

### Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

**Назюта Людмила Юрійвна (Lyudmyla Nazyuta)** – доктор технічних наук, професор; м. Маріуполь, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-8692-5243>; e-mail: [nazutaludmila3@gmail.com](mailto:nazutaludmila3@gmail.com).

**Степаненко Данило Вадимович (Stepanenko Danylo)** – аспірант Інституту електрозварювання ім. Є. О. Патона НАН України; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-2032-6861>; e-mail: [Danikstepanenko.95@gmail.com](mailto:Danikstepanenko.95@gmail.com).

*V. S. NOZDRENKOV, I. M. DYAGOVCHENKO, M. V. PETROVSKYI, V. V. VOLOKHIN*

## МОДЕЛЬ ОЦІНЮВАННЯ СТАРІННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ЗА ДОПОМОГОЮ НЕЧІТКОЇ ЛОГІКИ

Зараз світ рухається до більш екологічних видів транспорту. Як наслідок, продажі електромобілів зростають за експоненціальним законом, а нові навантаження, пов'язані з їх заряджанням, можуть негативно впливати на роботу електромереж та їх елементів. Нерегульоване одночасне застосування великої кількості пристроїв заряджання електромобілів може викликати аварійні відключення в електричній мережі. Враховуючи стохастичний характер додаткового навантаження від електромобілів, важко передбачити таке навантаження аналітичними методами. Математичний апарат нечіткої логіки може бути використаний для формалізації задач з невизначеністю. В даній роботі у середовищі MATLAB-Simulink було розроблено блок схему алгоритму на основі нечіткої логіки, яка оцінює вплив навантаження від заряджання електромобілів на старіння масляних силових трансформаторів, а також побудована нечітка модель й оцінено вплив для різних відсотків кількості електромобілів. Модель на основі нечіткої логіки включає вплив температури навколишнього середовища, показників якості електроенергії та перевантажень трансформатора. Вона містить діагностичну частину, яка попереджає диспетчера електромережі про можливі проблеми, надаючи актуальну інформацію про стан трансформатора. Крім того, було проаналізовано ефективність застосування фотоелектричних станцій для збільшення терміну служби розподільних трансформаторів. Результати показують, що для високих рівнів використання електромобілей фотоелектричні станції не дають достатнього ефекту і потрібно використати більш просунуті стратегії.

**Ключові слова:** електромобілі, старіння трансформатора, акумуляторна батарея, фотоелектрична генерація, розподільна система електропостачання, якість електричної енергії, компенсація реактивної потужності, нечітка логіка, блок схема алгоритму.

*V. S. NOZDRENKOV, I. M. DIAHOVCHENKO, M. V. PETROVSKYI, V. V. VOLOKHIN*

## FUZZY LOGIC-BASED ESTIMATION MODEL OF DISTRIBUTION TRANSFORMERS AGING

Currently, we are moving towards more ecological modes of transport. As a result, the demand for electric vehicles is growing exponentially, and new loads, related to charging, can negatively affect the operation of electrical grids and their elements. Concurrent and uncontrolled charging of electric vehicles can cause a blackout. Considering the stochastic nature of the additional load from electric cars, it is difficult to predict such a load by analytical methods. The fuzzy logic approach can be used to formalize the tasks with ambiguity. In this paper, a fuzzy-based block diagram of the algorithm was developed in the MATLAB-Simulink environment for evaluating the impact of the charging load of electric vehicles on the aging of transformers, as well as a model was built and the effect of various penetrations of electric cars was evaluated. The fuzzy logic-based model includes the effects of ambient temperature, power quality, and overloads. It contains a diagnostic part that warns the dispatcher of the power distribution network about possible problems, providing up-to-date information about the state of the transformer. In addition, the efficiency of photovoltaic generators to increase the service life of distribution transformers was analyzed. The results show that photovoltaic power plants are not effective enough for high levels of electric vehicle penetration, and more advanced strategies should be used.

**Keywords:** electric vehicles, transformer aging, battery energy storage, photovoltaic generation, power distribution grid, reactive power compensation, fuzzy logic, block diagram of the algorithm.

**Вступ.** Щоб задовольнити майбутні потреби в мобільності, зменшити викиди, пов'язані з кліматом і здоров'ям, а також поступово відмовитися від залежності від нафти, традиційні технології двигунів повинні бути замінені більш ефективними та екологічними альтернативами, такими як електромобілі (ЕМ) [1]. У той же час кілька країн (наприклад, Німеччина, Данія, Швеція) вирішили перевести виробництво електроенергії з нафти на відновлювані джерела енергії, зробивши електромобілі ще більш екологічними порівняно з автомобілями внутрішнього згоряння. Дослідження виявили докази того, що перехід на електромобілі має величезне значення для навколишнього середовища, включаючи загальну якість повітря та скорочення викидів вуглецю [2]. Електромобілі, порівняно з дизельними або бензиновими автомобілями, виробляють менше викидів протягом життєвого циклу, і ці викиди можна ще більше зменшити за допомогою електроенергії, виробленої з екологічно чистих відновлюваних джерел, таких як вітер і сонце. До цього часу електромобілі поступово збільшували свою кількість на ринку. Відповідно до останнього випуску «Global Electric Vehicle Outlook» від Міжнародного

енергетичного агентства [3], у 2021 році продажі електромобілів подвоїлися до нового рекорду в 6,6 мільйона, і інтерес продовжував стрімко зростати до 2022 року, незважаючи на перебої у світовому постачанні електромобілей.

**Мета статті.** Метою статті є розробка інформаційної моделі старіння мережевих трансформаторів за допомогою нечіткої логіки.

**Постановка проблеми та мотивація.** Для розподільчої електричної мережі електромобілі є передусім додатковим навантаженням стохастичного характеру, що ускладнює процес управління енергосистемою та впливає на її надійність. Наприклад, заряджання електромобілів у години пік збільшує загальну потребу в потужності енергосистемі та може призвести до перевантаження трансформатора та порушення енергопостачання [4].

За даними [5], до 4 із 5 випадків підзарядки електромобілів відбувається в житлових будинках, а приблизно 1 із 5 випадків підзарядки відбувається на робочому місці. Як правило, живлення житлових будинків в Європі здійснюється через електричні мережі, які підключені до розподільних трансформаторів. Тому ця робота зосереджена на

© В. С. Ноздренков, І. М. Дяговченко, М. В. Петровський, В. В. Волохін, 2024

виявленні впливу домашнього зарядного пристрою на розподільні трансформатори, що живлять ці електромережі. Сучасні житлові будинки адаптовані до потужних швидких зарядних пристроїв на 10–22 кВт на відміну від традиційної зарядки на 3–6 кВт [6]. Декілька пристроїв зі швидкою зарядкою 20 кВт, що працюють одночасно, можуть стати причиною відключення в невеликій мережі з трансформаторами, які не розраховані на таке навантаження. Перевищення номінальної потужності призводить до підвищення температури обмоток, відводів, ізоляції та масла, яка може досягати неприпустимих значень. Крім того, збільшується індукція магнітного потоку, що веде до збільшення вихрових струмів, які нагрівають металеві частини трансформатора. У результаті виникає ризик пошкодження, пов'язаний із величиною струму та температурою, а також прискорюється старіння. Паралельно з цим продовжують зростати гармонійні спотворення в електроенергетичних системах через поширення нелінійних навантажень та електронних пристроїв [7]. Крім того, фотоелектричні (ФЕ) системи з низькою потужністю короткого замикання можуть впливати на профіль напруги та спричиняти гармонійні спотворення напруги та струму [8], [9]. Коли нелінійні навантаження підключаються до розподільних мереж, вони, як правило, споживають нелінійні струми і, як наслідок, спотворюють напругу системи [10]. Найбільш суттєвим ефектом гармонійних спотворень в мережі розподілу електроенергії є підвищення температури, що призводить до збільшення втрат потужності, зниження номінальних характеристик трансформатора та можливих поломок обладнання [11]. Крім того, гармонійні спотворення можуть негативно впливати на пристрої з мікроконтролерами, лічильники електроенергії, вимикачі та реле, викликаючи їх нестабільну роботу [12, 13].

#### Споживання потужності в електричній мережі.

Як об'єкт дослідження розглядається розподільна електромережа, яка характерна для електропостачання сільської місцевості Європи. Можлива конфігурація такої мережі показана на рис. 1. Радіальна фідерна лінія оснащена масляним трансформатором 20/0,4 кВ або 10/0,4 кВ і живить житлові будинки та місцеве підприємство.

Погодинне навантаження трансформатора на кожному  $t$ -му кроці вибірки можна розрахувати як

$$S_{T,t}^{3\phi} = \sqrt{(P_{\text{спож},t} + P_{EMs,t} - P_{\text{ФЕ},t})^2 + Q_{\text{спож},t}^2}, \quad (1)$$

де  $P_{\text{спож},t}$ ,  $Q_{\text{спож},t}$  – активна та реактивна потужності споживачів відповідно;  $P_{EMs,t}$  – потреба в потужності електромобілів;  $P_{\text{ФЕ},t}$  – вихідна потужність сонячної панелі. Тривалість кожного етапу становить 1 годину.

Для значень  $P_{\text{спож},t}$  і  $Q_{\text{спож},t}$  у цій роботі використовуються дані споживання електроенергії 11 реальних житлових будинків і малого підприємства.

Середній коефіцієнт потужності (КП) загального навантаження від побутових та виробничих споживачів становить 0,8. Передбачається, що

фотоелементи та електромобілі мають коефіцієнт потужності, що дорівнює одиниці.

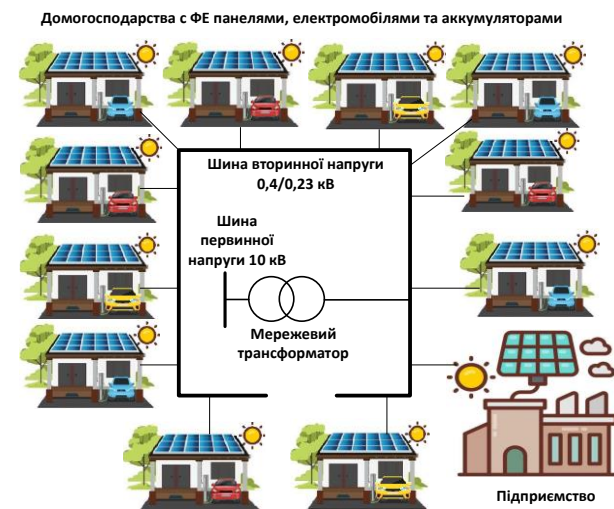


Рисунок 1 – Розподільна мережа

Крива погодинного навантаження  $P_{EMs,t}$ , що створюється електромобілями була відтворена з [14]. Відповідно до результатів [15], відмінності в поведінці заряджання електромобілів у різні пори року є обмеженими (тобто немає конкретних сезонних закономірностей), і немає суттєвої різниці в часі початку зарядки між будніми або між вихідними. Таким чином, для цього дослідження використовуються дві узагальнені криві споживання для цілого року: одна для робочих днів, інша для вихідних. Події нарахування плати за святкові дні розглядаються як будні або вихідні, залежно від дня тижня, коли відбулося свято. Крім того, передбачається, що попит на зарядку електромобілів у вихідні приблизно в 2/3 рази менший, ніж у робочий день. Електрична потужність фотоелементу,  $P_{\text{ФЕ},t}$ , розраховується на основі математичної моделі з [16], використовуючи дані про сонячне опромінення та дані температури навколишнього середовища з фотоелектричної геоінформаційної системи (PVGIS) [17] для географічних координат міста Херсона. Такий підхід розрахунку є універсальним і може бути застосований до будь-якої ділянки мережі за наявності вихідних даних про цю ділянку.

**Вищі гармоніки і температура.** Ще два фактори, які слід включити в модель, це температура навколишнього середовища та якість електроенергії. Дані про температуру навколишнього середовища для розглянутого географічного розташування були взяті з PVGIS [17]. Аспект якості електроенергії представлений через гармонічні спотворення напруги. Гармоніка напруги основної частоти та вищі гармоніки були синтетично згенеровані з використанням випадкового розподілу в таких діапазонах:

- 90–110 % для основної гармоніки;
- 0–7,5 % для 3-ї гармоніки;
- 0–9 % для 5-ї гармоніки;
- 0–7,5 % для 7 гармоніки;
- 0–5,25 % для 11-ї гармоніки.



Ці діапазони в 1,5 рази ширші порівняно з допустимими відносними рівнями напруги, встановленими в EN 50160:2010. У цьому випадку передбачається, що електрична мережа насичена вищими гармоніками, які можуть надходити від нелінійних навантажень, фотоелектричних інверторів і, певною мірою, від інверторів [8, 13, 18]. Кумулятивний вплив вищих гармонік на розподільний трансформатор можна опосередковано оцінити через повний коефіцієнт гармонійних спотворень (THD) [10]:

$$V_{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1}, \quad (2)$$

де  $V_{THD}$  – сумарне гармонійне спотворення напруги;  $V_h$  – середньоквадратичні значення амплітуд відповідних гармонік (RMS);  $V_1$  – амплітуда основної (першої) гармоніки напруги RMS.

**Моделі роботи системи.** У цій роботі було розроблено дві моделі роботи системи. Їх опис наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Моделі роботи системи

Модель	Опис
Базова модель	Фідер містить лише житлові та виробничі навантаження та електромобілі. Було розглянуто шість рівнів кількості електромобілів, а саме 15 %, 33 %, 50 %, 67 %, 85 % і 100 %. Середній КП навантажень, за винятком зарядних навантажень ЕМ, становить 0,8.
Модель 1	Блоки фотоелектричної генерації були додані до електричної мережі. Це можуть бути фотоелектричні системи на даху, автономні фотоелектричні системи або громадські фотоелектричні системи на вторинній стороні трансформатора. Встановлена потужність фотоелектричних установок становить 100 % від паспортної потужності трансформатора. Вихід генерації ФЕ можна регулювати для керування КП.

**Алгоритм і опис моделі.** Розробка діагностичного інструменту, для застосування в енергетиці може бути складною, оскільки його потрібно налаштувати на конкретну систему, і зазвичай потрібно провести кілька вимірювань і порівняти їх для отримання прийнятної достовірності [11]. Тому для аналізу граничних станів (перевантаження, температурний перегрів) під час роботи трансформатора було обрано математичний інструмент нечіткої логіки. Модель на основі нечіткості може працювати з нечітко визначеними вхідними даними; вона аналізує параметри та фактори, що впливають на нормальну роботу трансформатора, і допомагає передбачити аварійні ситуації. Використовуючи сигнали від контролера нечіткої логіки, автоматика запобігає перевантаженню трансформатора.

Блок-схема на рис. 2 описує етапи реалізації запропонованого алгоритму на основі нечіткої логіки. Цей алгоритм є загальним для кожного сценарію, представленого в табл. 1, але деякі блоки можуть бути

активовані чи ні в процесі, залежно від досліджуваного випадку.

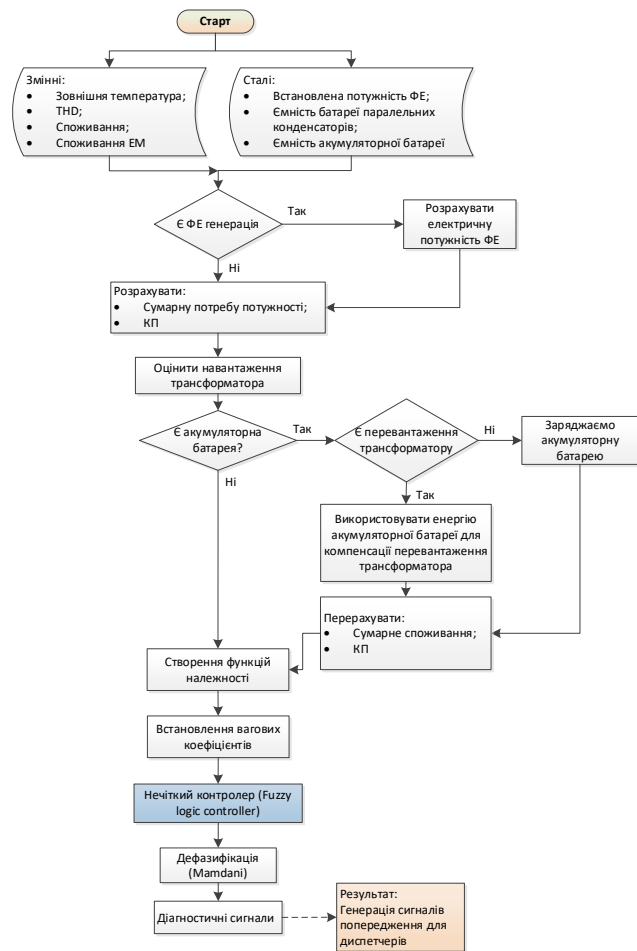


Рисунок 2 – Алгоритм запропонованого фази контролеру

Після завантаження вхідних даних необхідно розрахувати параметри електричної мережі, такі як сумарне споживання електроенергії на вторинній шині трансформатора та КП. Далі має бути використана система керування з нечіткою логікою для діагностики розподільного трансформатора. Алгоритм складається з набору вхідних функцій належності (MF), контролера на основі правил і процесу дефазифікації. MF – це криві, які визначають, як кожна точка у вхідному просторі відображається на значення приналежності між 0 і 1 [19]. Нечіткий логічний вхід використовує MF для визначення нечіткого значення вхідного сигналу [19]. У MATLAB Fuzzy Logic Toolbox доступні різні топології MF, такі як трикутна, трапецієподібна, гаусова, поліноміальна, сигмоподібна. Гармонічні спотворення напруги (harmonic\_voltage), температура навколишнього середовища (temperature) та результуюче навантаження трансформатора (loading) є трьома входами в систему нечіткої логіки для діагностики (рис. 3), і кожен вхід має кілька MF. Потім задаються атрибути, щоб додати вагу до різних входів. Для дефазифікації була обрана нечітка система Мамдані з методом центроїда [20].

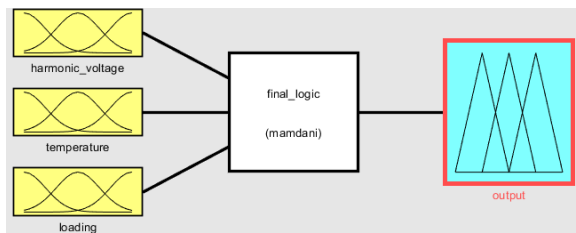


Рисунок 3 – Нечітка система діагностики

Діагностична система використовує випадково згенеровані дані для гармонік напруги, як описано раніше. Існує три функції належності гармонік напруги, які визначають THD в діапазоні від 0 % до 12 % як низький, середній або високий (рис. 4 а). Температура навколишнього середовища має чотири функції належності, що знаходяться в межах від  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$  (рис. 4 б). Для навантаження (рис. 4 в) є три функції належності, які розділяють діапазон від 0 % до 200% на зони «низького», «нормального» та «перевантаження». Крім того, вхід «гармонійна напруга» має вагу 1, вхід «температура» має вагу 1,15, а вхід «навантаження» має вагу 1,25.

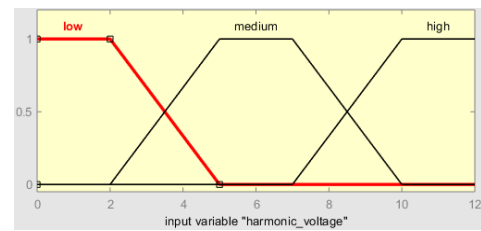
Вихід також має набір функцій належності, які визначають можливі реакції та виходи досліджуваної системи [11]. У створеній моделі є чотири вихідних MF (рис. 4 з):

- «Немає проблеми – No\_issue»,
- «Увага – Attention»,
- «Можлива проблема – Possible\_issue»,
- «Неминуча проблема – Inevitable\_issue».

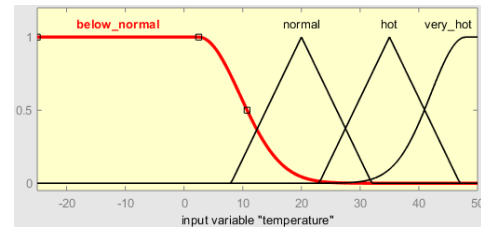
Далі всі вихідні MF об'єднуються в один агрегований нечіткий набір. Чітке значення для представлення невизначених даних із цієї агрегованої топології отримується за допомогою процесу дефазифікації. Правила для діагностичної частини алгоритму визначаються користувачем і наведені в табл. 2.

Таблиця 2 – Нечіткі правила алгоритму діагностики

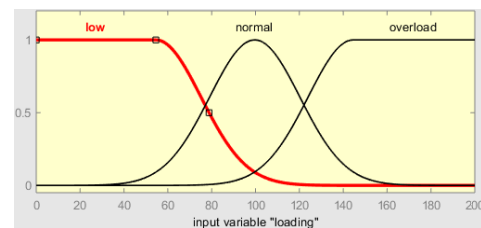
Temperature	THD	Loading	Output
below normal	low	low	No issue
below normal	low	normal	No issue
below normal	medium	low	No issue
below normal	medium	normal	Attention
below normal	high	low	No issue
below normal	high	normal	Possible issue
normal	low	low	No issue
normal	low	normal	Attention
normal	medium	low	Attention
normal	medium	normal	Possible issue
normal	high	low	Attention
normal	high	normal	Possible issue
hot	low	low	Attention
hot	low	normal	Possible issue
hot	medium	low	Possible issue
hot	medium	normal	Inevitable issue
hot	high	low	Possible issue
hot	high	normal	Inevitable issue
very hot	—	—	Inevitable issue
—	—	overload	Inevitable issue



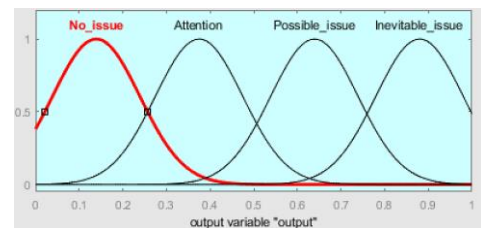
а



б



в



г

Рисунок 4 – Графіки функцій належності:  
а – THD напруги; б – температура навколишнього середовища; в – навантаження; г – вихід діагностичного контролера нечіткої логіки

Коли система нечіткого управління визначена, її можна експортувати в модель Simulink. Вхідні дані обробляються контролером нечіткої логіки, нечіткий вихід декодується та розбивається на чотири діапазони, а потім виводиться ціле число від 0 до 3 і надсилається до областей і змінних робочої області. Ці цілі числа відображають стан трансформатора та можуть бути розшифровані як повідомлення про ступінь попередження для диспетчера системи розподілу, які мають наступні чотири типи: «Немає проблем», «Увага», «Можлива проблема», «Неминуча проблема». У разі «неминучої проблеми» сигнал тривоги може бути надісланий до центру управління системою розподілу. Таким чином, діагностична частина моделі контролює стан розподільного трансформатора та генерує попереджувальне повідомлення для диспетчера системи розподілу.

Модель в MATLAB, що реалізована на основі алгоритму нечіткої логіки показано на рис. 5.

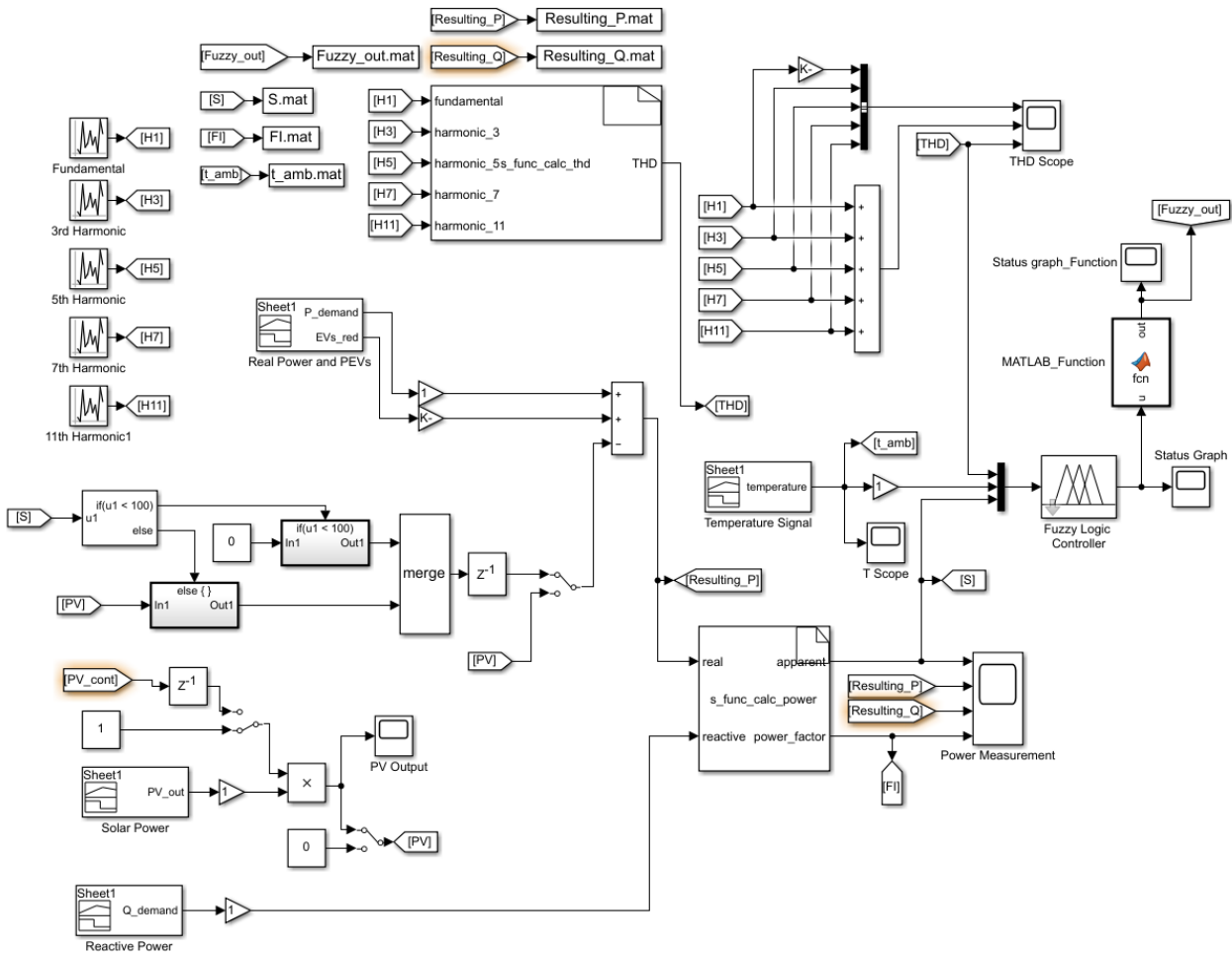


Рисунок 5 – Модель на основі нечіткої логіки для MATLAB-Simulink

**Модель старіння трансформатора.** Старіння трансформатора в основному пов'язане з погіршенням ізоляції обмотки, яка є функцією температури, зокрема температури найгарячішої точки обмотки ( $\theta_{HS}$ ) [21]:

$$\theta_{HS,t} = \theta_{A,t} + \Delta\theta_{O,t} + \Delta\theta_{HSO,t}, \quad (3)$$

де  $\theta_A$  – температура охолоджувального середовища (температура навколишнього середовища), °C;  $\Delta\theta_O$  – перевищення температури масла у верхній частині трансформатора (тобто температури у верхніх шарах) над температурою навколишнього середовища, °C;  $\Delta\theta_{HSO}$  – перевищення температури гарячої точки трансформатора над температурою масла у верхній частині, °C.

Деградацію ізоляції котушок можна оцінити за допомогою індексу деградації ( $LoL$ ), який використовується в теплових моделях реального трансформатора [22–24]. Вважається, що підвищення температури  $\Delta\theta_{O,t}$  і  $\Delta\theta_{HSO,t}$  не залежать від температури охолоджувального середовища в діапазоні її зміни від +40 до -20 °C [24]. Динаміка членів, що характеризують підвищення температури (тобто  $\Delta\theta_O$  і  $\Delta\theta_{HSO}$ ), залежить від зміни температури в перехідних теплових процесах і зміни навантаження. Більш детально методика їх розрахунку представлена в [21]. Відносне зношування трансформатора оцінюється

за допомогою  $\theta_{HS}$  шляхом обчислення коефіцієнта прискорення старіння [22]:

$$F_{AA} = e^{\left( \frac{15000}{\theta_{HS}^{ref} + 273} - \frac{15000}{\theta_{HS} + 273} \right)}, \quad (4)$$

де  $\theta_{HS}^{ref}$  є сталонною температурою найгарячішої точки [22].

Сумарне відносне зношування для даного температурного циклу можна оцінити за допомогою еквівалентного коефіцієнта старіння, який дорівнює сумі відносного зношування для всіх інтервалів часу  $\Delta t_i$  ( $i = 1, 2, \dots, M$ ), поділеного на суму інтервалів часу:

$$F_{EqA} = \frac{\sum_{i=1}^M F_{AA,i} \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^M \Delta t_i}, \quad (5)$$

де  $F_{AA,i}$  – коефіцієнт прискорення старіння для температури, яка існує протягом  $\Delta t_i$ ;  $M$  – загальна кількість інтервалів часу.

Річна деградація трансформатора визначається наступним чином:

$$LoL_y \% = \frac{F_{EqA} \cdot T}{L_N} \cdot 100, \quad (6)$$

де  $L_N$  – нормальний ресурс ізоляції, який дорівнює 180000 год, згідно [21],  $T$  – період часу. За один рік  $T = 8760$  год.

**Результати моделювання.** У цьому розділі аналізуються результати моделювання для електричної мережі, яка працює за різних рівнів споживання ЕМ. Сценарії експлуатації наведено в табл. 1. Оцінено старіння трансформаторів. Під час моделювання було отримано діаграми попиту від побутових і промислових споживачів для різних випадків. Як приклад, діаграми, агреговані на стороні 0,4 кВ для зимового робочого дня для 100 % використання ЕМ, показані на рис. 6. Значення на осі ординат були перетворені в умовні одиниці, використовуючи номінальну потужність трансформатора як основу, і представлені у відсотках. Як бачимо, профілі навантаження мають ранковий і вечірній максимум. Крива 1 (синього кольору) – це сукупний попит на вторинній стороні трансформатора (базова модель), крива 2 (зелений) – сукупний попит після розгортання фотоелектричної системи (модель 1), крива 3 (сірий) відповідає потужності споживання побутового та промислового навантаження (табл. 1).

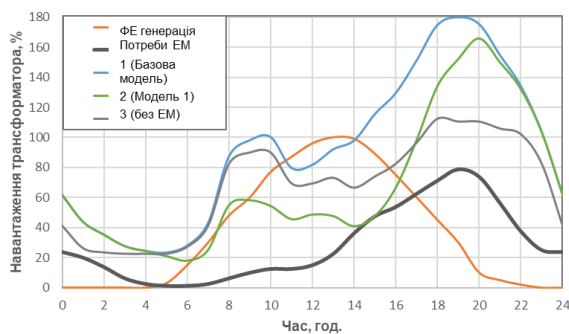


Рисунок 6 – Профілі споживання низьковольтної розподільної мережі при 100 % використанні ЕМ

Слід зауважити, що на рис. 6 лише демонструються профілі навантаження для певного дня для довідкових цілей, і протягом року ці профілі піддаються змінам відповідно до попиту на навантаження та вихідних даних ФЕ. З огляду на те, що потреби домогосподарства в енергії можуть

змінюватися в просторі та часі, електромобілі можуть мати більший або менший відносний вплив на певні типи профілів попиту. Однак із діаграм, рис. 6, можна зробити висновок, що заряджання ЕМ у поєднанні зі звичайним попитом на навантаження є найбільш небезпечним для трансформатора при високих рівнях використання ЕМ. Таким чином, трансформатор є найбільш вразливим місцем розглянутого розподільного фідера; його потужність, ймовірно, буде перевищена при високому проникненні електромобілів, що буде розкрито більш детально.

Вичерпні результати щодо старіння трансформатора можна отримати шляхом тестування алгоритму на річній моделі для розглянутих профілів попиту електричної мережі. Тривалість режимів роботи трансформатора, відповідно до виходу нечіткої логіки, відповідного агрегованого відносного зношування та значень  $LoL$  для різних рівнів проникнення ЕМ узагальнено в табл. 3.

Як видно, існує кореляція між тривалістю найнебезпечнішого ступеня попередження та річного коефіцієнту рівня деградації ( $LoL$ ) трансформатора у відсотках. Для рівнів проникнення ЕМ 15 %, 30 % і 50 %, навантаження заряджання мають незначний вплив на зношення трансформатора, і стратегії посилення мережі не потрібні, оскільки їх вплив незначний. Комбінований вплив заряджання електромобілів і регулярних навантажень (базовий варіант) є найбільш руйнівним для трансформатора: для екстремальних – 100 % проникнення ЕМ  $LoL$  досягає небезпечних 31,43 %, а для проникнення 85% ЕМ значення  $LoL$  становить 8,13 %. Для проникнення 67 % ЕМ рівень деградації становить до 1,67 %, що не є значним для трансформатора, з масляним охолодженням.

Введення фотоелектричних блоків (модель 1) лише незначною мірою пом'якшує старіння: фотоелектрична генерація має переривчастий характер і зазвичай робить свій основний внесок опівдні, що збігається ні з ранковим, ні з вечірнім піком попиту. Таким чином, фотоелектричні установки не можна розглядати як окремий захід для зменшення  $LoL$  трансформатора, і їх роль є лише допоміжною.

Таблиця 3 – Статуси трансформатора та індекс деградації  $LoL$  за цілий рік

Модель	Застосування ЕМ	Проміжок часу для стану, год.				$F_{EqA}$	$LoL$ , %
		Немає проблеми	Увага	Можлива проблема	Неминуча проблема		
Базова модель	15%	3444.99	4582.98	732.03	0	0.0066	0.0319
Модель 1		3580.78	4586.82	592.40	0	0.0052	0.0252
Базова модель	33%	3097.51	4674.65	985.57	2.26	0.0223	0.1084
Модель 1		3275.67	4700.90	783.44	0	0.0195	0.0947
Базова модель	50%	2864.85	4546.33	1340.34	8.48	0.0764	0.3717
Модель 1		2893.19	4596.10	1262.24	8.47	0.0758	0.3687
Базова модель	67%	2698.18	4230.47	1810.95	20.41	0.3416	1.6625
Модель 1		2720.21	4375.49	1650.29	14	0.3278	1.5951
Базова модель	85%	2573.57	3907.22	2175.67	103.54	1.6711	8.1328
Модель 1		2885.94	3978.13	1821.57	74.36	1.6276	7.9210
Базова модель	100%	2543.82	3699.94	2221.05	295.19	6.4589	31.4335
Модель 1		2883.30	3797.65	1837.59	241.47	6.3371	30.8405

**Висновки.** У цьому дослідженні представлено блок схему на основі нечіткої логіки для діагностики старіння трансформатора, що живить систему розподілу електроенергії з високим рівнем проникнення підключених електромобілів. Кілька негативних факторів, що впливають на трансформатори, були розглянуті та включені в модель: температура навколишнього середовища, низька якість електроенергії та перевантаження, спричинені надмірним споживанням електроенергії від регулярних навантажень і заряджання ЕМ. Було оцінено ефективність використання фотоелектричних елементів для підсилення мережі для запобігання неприйнятним значенням *LoL* трансформатора.

Запропонований алгоритм виконує діагностику стану масляного трансформатора, і видає ступінь попередження (тобто повідомлення) для диспетчера системи розподілу. Коли стан трансформатора відповідає «Неминучій проблемі», диспетчер системи розподілу повинен вжити заходів для запобігання потенційній аварійній ситуації.

Продемонстровано чітку залежність ймовірності неприпустимого перевантаження трансформатора та зниження терміну його служби від рівня проникнення ЕМ. За використання ЕМ на рівні 85 % навантаження заряджання в поєднанні зі звичайним попитом на навантаження призводять до втрати ресурсу трансформатора на 8,13 %, а при кінцевому проникненні ЕМ 100 % *LoL* досягає 31,43 %, що неминуче призведе до відмови.

Розроблений алгоритм і засіб на основі фазі-логіки є універсальними і можуть бути застосовані на будь-якій ділянці електричної мережі за наявності вихідних даних на цю ділянку. У майбутній роботі слід розглянути «м'які» стратегії для покращення *LoL* трансформаторів, які включають планування зарядки ЕМ та еластичність попиту. Також можна розглянути використання батареї статичних конденсаторів (SCB) і акумуляторних батарей (BESS).

### Список літератури

- Ahmadi P. Environmental impacts and behavioral drivers of deep decarbonization for transportation through electric vehicles. *Journal of Cleaner Production*. 2019. Vol. 225. P. 1209–1219. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.334>.
- Lattanzio R. K., Clark C. E. Environmental Effects of Battery Electric and Internal Combustion Engine Vehicles. 2020. 41 p. URL: <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/R/R46420>.
- International Energy Agency. Global EV Outlook 2022. Paris, 2022. URL: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022>.
- Uncontrolled Electric Vehicle Charging Impacts on Distribution Electric Power Systems with Primarily Residential, Commercial or Industrial Loads / C. B. Jones et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 6. 1688. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14061688>.
- Factors Affecting Demand for Plug-in Charging Infrastructure: An Analysis of Plug-in Electric Vehicle Commuters / G. Tal et al. 2020. DOI: <https://doi.org/10.7922/G2ST7N3K>.
- Solberg P. Electric vehicles and charging stations in Europe. 2021.
- The influence of nonsinusoidal supply voltage on the amount of power consumption and electricity meter readings / V. Volokhin et al. *Energetika*. 2017. Vol. 63, no. 1. P. 1–7. DOI: <https://doi.org/10.6001/energetika.v63i1.3503>.
- Volokhin V. V., Diahovchenko I. M., Derevyanko B. V. Electric energy accounting and power quality in electric networks with photovoltaic power stations. *2017 IEEE International Young Scientists' Forum on Applied Physics and Engineering (YSF)*, Lviv, 17–20 October 2017. P. 36–39. DOI: <https://doi.org/10.1109/ysf.2017.8126588>.
- Power quality experimental analysis of grid-connected photovoltaic systems in urban distribution networks / S. Seme et al. *Energy*. 2017. Vol. 139. P. 1261–1266. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.088>.
- Contemporary electric energy meters testing under simulated nonsinusoidal field conditions / I. Diahovchenko et al. *Electrical Engineering*. 2021. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01365-8>.
- Klingenberg B. R., Ribeiro P. F. Fuzzy Logic Application for Time-Varying Harmonics. *Time-Varying Waveform Distortions in Power Systems*. Chichester, UK. P. 197–209. URL: <https://doi.org/10.1002/9780470746752.ch17>.
- Volokhin V. V., Diahovchenko I. M., Derevyanko B. V. Prospects of nanomaterials use in current and voltage hall sensors to improve the measurements accuracy and reduce the external impacts. *2017 IEEE 7th International Conference "Nanomaterials: Application & Properties" (NAP)*, Odessa, 10–15 September 2017. DOI: <https://doi.org/10.1109/nap.2017.8190239>.
- Mantilla H. F. M., Pavas A., Duran I. C. Aging of distribution transformers due to voltage harmonics. *2017 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, Bogota, Colombia, 31 May – 2 June 2017. DOI: <https://doi.org/10.1109/pepqa.2017.7981649>.
- Spatio-temporal modelling of electric vehicle charging demand and impacts on peak household electrical load / P. Paevere et al. *Sustainability Science*. 2013. Vol. 9, no. 1. P. 61–76. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11625-013-0235-3>.
- Quiros-Tortos J., Ochoa L., Butler T. How Electric Vehicles and the Grid Work Together: Lessons Learned from One of the Largest Electric Vehicle Trials in the World. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2018. Vol. 16, no. 6. P. 64–76. DOI: <https://doi.org/10.1109/mpe.2018.2863060>.
- Application of photovoltaic panels in electric vehicles to enhance the range / I. Diahovchenko et al. *Heliyon*. 2022. Vol. 8, no. 12. e12425. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e12425>.
- Solar Energy Calculator and Mapping Tool | PVGIS. *PVGIS Photovoltaic Geographical Information System*. URL: <https://pvgis.com/>.
- Dao T., Phung B. T. Effects of voltage harmonic on losses and temperature rise in distribution transformers. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2018. Vol. 12, no. 2. P. 347–354. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0498>.
- Foundations of Fuzzy Logic. *MathWorks - Makers of MATLAB and Simulink - MATLAB & Simulink*. URL: <https://www.mathworks.com/help/fuzzy/foundations-of-fuzzy-logic.html>.
- Mamdani E. H., Assilian S. An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controller. *International Journal of Man-Machine Studies*. 1975. Vol. 7, no. 1. P. 1–13. DOI: [https://doi.org/10.1016/s0020-7373\(75\)80002-2](https://doi.org/10.1016/s0020-7373(75)80002-2).
- C57.91-2011. IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. Revision of IEEE Std C57.91-1995. Official edition. 123 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6166928>.
- A Deep Learning Approach to the Transformer Life Prediction Considering Diverse Aging Factors / L. He et al. *Frontiers in Energy Research*. 2022. Vol. 10. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.930093>.
- El-Bataway S. A., Morsi W. G. Distribution Transformer's Loss of Life Considering Residential Prosumers Owning Solar Shingles, High-Power Fast Chargers and Second-Generation Battery Energy Storage. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2019. Vol. 15, no. 3. P. 1287–1297. DOI: <https://doi.org/10.1109/tii.2018.2845416>.
- Mitigation of transformers' loss of life in power distribution networks with high penetration of electric vehicles / I. Diahovchenko et al. *Results in Engineering*. 2022. 100592. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2022.100592>.

### References

- P. Ahmadi, "Environmental impacts and behavioral drivers of deep decarbonization for transportation through electric vehicles", *Journal*

- of *Cleaner Production*, vol. 225, pp. 1209–1219, Jul. 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.334>
2. R. K. Lattanzio and C. E. Clark, “Environmental effects of battery electric and internal combustion engine vehicles”, R46420, Jun. 2020. [Online]. Available: <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/R/R46420>
  3. International Energy Agency, “Global EV outlook 2022”, Paris, May 2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022>
  4. C. B. Jones, M. Lave, W. Vining, and B. M. Garcia, “Uncontrolled electric vehicle charging impacts on distribution electric power systems with primarily residential, commercial or industrial loads”, *Energies*, vol. 14, no. 6, Mar. 2021, Art. no. 1688, doi: <https://doi.org/10.3390/en14061688>
  5. G. Tal, D. Chakraborty, A. Jenn, J. Lee, and D. Bunch, “Factors affecting demand for plug-in charging infrastructure: An analysis of plug-in electric vehicle commuters”, UC-ITS-2019-42, Dec. 2020, doi: <https://doi.org/10.7922/G2ST7N3K>
  6. P. Solberg, “Electric vehicles and charging stations in Europe”, 2021.
  7. V. Volokhin, I. Diahovchenko, V. Kurochkina, and M. Kanálik, “The influence of nonsinusoidal supply voltage on the amount of power consumption and electricity meter readings”, *Energetika*, vol. 63, no. 1, pp. 1–7, Aug. 2017, doi: <https://doi.org/10.6001/energetika.v63i1.3503>
  8. V. V. Volokhin, I. M. Diahovchenko, and B. V. Derevyanko, “Electric energy accounting and power quality in electric networks with photovoltaic power stations”, in *2017 IEEE International Young Scientists' Forum on Applied Physics and Engineering (YSF)*, Lviv, Oct. 17–20, 2017, pp. 36–39, doi: <https://doi.org/10.1109/ysf.2017.8126588>
  9. S. Seme, N. Lukač, B. Štumberger, and M. Hadžiselimović, “Power quality experimental analysis of grid-connected photovoltaic systems in urban distribution networks”, *Energy*, vol. 139, pp. 1261–1266, Nov. 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.088>
  10. I. Diahovchenko, B. Dolník, M. Kanálik, and J. Kurimský, “Contemporary electric energy meters testing under simulated nonsinusoidal field conditions”, *Electrical Engineering*, Aug. 2021, doi: <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01365-8>
  11. B. R. Klingenberg and P. F. Ribeiro, “Fuzzy logic application for time-varying harmonics”, in *Time-Varying Waveform Distortions in Power Systems*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, LTD, pp. 197–209, doi: <https://doi.org/10.1002/9780470746752.ch17>
  12. V. V. Volokhin, I. M. Diahovchenko, and B. V. Derevyanko, “Prospects of nanomaterials use in current and voltage hall sensors to improve the measurements accuracy and reduce the external impacts”, in *2017 IEEE 7th International Conference "Nanomaterials: Application & Properties" (NAP)*, Odessa, Sep. 10–15, 2017, doi: <https://doi.org/10.1109/nap.2017.8190239>
  13. H. F. M. Mantilla, A. Pavas, and I. C. Duran, “Aging of distribution transformers due to voltage harmonics”, in *2017 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, Bogota, Colombia, May 31–Jun. 2, 2017, doi: <https://doi.org/10.1109/pepqa.2017.7981649>
  14. P. Paevere, A. Higgins, Z. Ren, M. Horn, G. Grozev, and C. McNamara, “Spatio-temporal modelling of electric vehicle charging demand and impacts on peak household electrical load”, *Sustainability Science*, vol. 9, no. 1, pp. 61–76, Nov. 2013, doi: <https://doi.org/10.1007/s11625-013-0235-3>
  15. J. Quiros-Tortos, L. Ochoa, and T. Butler, “How electric vehicles and the grid work together: Lessons learned from one of the largest electric vehicle trials in the world”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 16, no. 6, pp. 64–76, Nov. 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/mpe.2018.2863060>
  16. I. Diahovchenko, L. Petrichenko, I. Borzenkov, and M. Kolcun, “Application of photovoltaic panels in electric vehicles to enhance the range”, *Heliyon*, vol. 8, no. 12, Dec. 2022, Art. no. e12425, doi: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e12425>
  17. “Solar energy calculator and mapping tool | PVGIS.” PVGIS Photovoltaic Geographical Information System. [Online]. Available: <https://pvgis.com/>
  18. T. Dao and B. T. Phung, “Effects of voltage harmonic on losses and temperature rise in distribution transformers”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 2, pp. 347–354, Jan. 2018, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0498>
  19. “Foundations of fuzzy logic.” MathWorks - Makers of MATLAB and Simulink - MATLAB & Simulink. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/fuzzy/foundations-of-fuzzy-logic.html>
  20. E. H. Mamdani and S. Assilian, “An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controller”, *International Journal of Man-Machine Studies*, vol. 7, no. 1, pp. 1–13, Jan. 1975, doi: [https://doi.org/10.1016/s0020-7373\(75\)80002-2](https://doi.org/10.1016/s0020-7373(75)80002-2)
  21. *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*, C57.91-2011, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6166928>
  22. L. He, L. Li, M. Li, Z. Li, and X. Wang, “A deep learning approach to the transformer life prediction considering diverse aging factors”, *Frontiers in Energy Research*, vol. 10, Jul. 2022, doi: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.930093>
  23. S. A. El-Bataway and W. G. Morsi, “Distribution transformer's loss of life considering residential prosumers owning solar shingles, high-power fast chargers and second-generation battery energy storage”, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 3, pp. 1287–1297, Mar. 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/tii.2018.2845416>
  24. I. Diahovchenko *et al.*, “Mitigation of transformers' loss of life in power distribution networks with high penetration of electric vehicles”, *Results in Engineering*, Aug. 2022, Art. no. 100592, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2022.100592>

Надійшло (received) 21.05.2024

*Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)*

**Ноздренков Валерій Станіславович (Nozdrenkov Valerii Stanislavovych)** – кандидат технічних наук, доцент, Codeminders/Tristero Consulting, інженер-програміст; м. Суми, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-0579-6821>; e-mail: [valerii.nozdrenkov@gmail.com](mailto:valerii.nozdrenkov@gmail.com).

**Дяговченко Ілля Миколайович (Diahovchenko Illia Mykolaiovych)** – кандидат технічних наук, доцент, Сумський державний університет, доцент кафедри електроенергетики; м. Суми, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8575-8280>; e-mail: [i.diahovchenko@etech.sumdu.edu.ua](mailto:i.diahovchenko@etech.sumdu.edu.ua).

**Петровський Михайло Васильович (Petrovskiy Mykhailo Vasylovych)** – кандидат фізико-математичних наук, доцент, Сумський державний університет, доцент кафедри електроенергетики; м. Суми, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0387-3136>; e-mail: [m.petrovskiy@etech.sumdu.edu.ua](mailto:m.petrovskiy@etech.sumdu.edu.ua).

**Волохін Віталій Васильович (Volokhin Vitalii Vasylovych)** – кандидат технічних наук, доцент, Державний університет інформаційно-комунікаційних технологій, доцент кафедри комп'ютерної інженерії; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-8000-3193>; e-mail: [v.volokhin@etech.sumdu.edu.ua](mailto:v.volokhin@etech.sumdu.edu.ua).

**В. С. НОЗДРЕНКОВ, М. В. ПЕТРОВСЬКИЙ, В. В. ВОЛОХІН, А. В. ПАВЛОВ**

## **ІНФОРМАЦІЙНА МОДЕЛЬ УПРАВЛІННЯ РОЗПОДІЛЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЖИВЛЕННЯ**

В умовах постійного розвитку розподілених джерел електроенергії з'явилась необхідність інтегрування їх у загальну електромережу. Але процес інтегрування повинен враховувати не тільки параметри керування розподіленим джерелом живлення, а й враховувати паралельну роботу декількох таких джерел та параметри енергосистеми у цілому. На самому високому рівні керування потрібно також враховувати економічні показники, які формуються енергоринком. Для здійснення інтегрування можуть ефективно використовуватися спеціальні прилади – керовані інвертори. Найбільш складною задачею є вибір системи управління для керованих інверторів. Існує багато різноманітних систем управління, наприклад, пропорційно-інтегральні, Deadbeat регулятори тощо. Метою даної роботи є побудова інформаційної моделі управління розподіленими джерелами живлення. Для контролю активної та реактивної потужності використовується метод контролю за струмом. Перевагою контролю за струмом є стійкість до варіації параметрів інвертора та зовнішньої мережі, відмінні динамічні показники та більша точність контролю. Запропонований варіант побудови системи автоматичного керування використовує стратегію Internal model control та враховує обмеження на керуючу змінну. Перевагами системи з Internal model control регулятором у порівнянні зі звичним пропорційно-інтегральним регулятором є використання потужного методу керування на основі моделі об'єкту, можливість впливати на нечутливість системи окремим параметром налаштувань, підвищена швидкодія при майже повній відсутності перерегулювання, полегшена процедура налаштування. Така система пропонується для використання в об'єктах, де висуваються жорсткі вимоги до мінімізації перерегулювання та швидкості відпрацювання збурень і завдань. Для моделювання результатів роботи використано програмний комплекс PSCAD.

**Ключові слова:** математична модель, розподілене джерело живлення, регулювання потужності, активна потужність, реактивна потужність.

**V. S. NOZDRENKOV, M. V. PETROVSKYI, V. V. VOLOKHIN, A. V. PAVLOV**

## **INFORMATION CONTROL MODEL OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES**

Currently, there is a constant growth of distributed energy resources, it became necessary to integrate them into the power grid. However, the integration process must consider not only the control parameters of the distributed energy resource but also the parallel operation of several such resources, the parameters of the power system as a whole. At the highest level of control, it is also necessary to consider the economic indicators formed by the energy market. Special devices – controlled inverters – can be effectively used for integration. The most difficult task is choosing a control system for controlled inverters. There are many different control systems such as Proportional-Integral, Deadbeat controllers, etc. The purpose of this paper is to build an information model for controlling distributed power resources. The current control method was used to control active and reactive power. The advantage of current control is resistance to variations in the parameters of the inverter and the external grid, excellent dynamic performance, and higher control accuracy. The proposed approach for building an automatic control system using the Internal model control strategy and taking into account restrictions on the control variable. The advantages of a system with an Internal model control controller compared to a conventional Proportional-Integral controller are the use of a powerful control method based on the object model, the ability to influence the roughness of the system with a separate setting parameter, increased speed with almost complete absence of over-regulation, simplified setup procedure. Such a system is proposed for use in facilities with strict requirements to minimize over-regulation and the speed of working out disturbances and tasks. The PSCAD software app was used to model the work results.

**Keywords:** mathematical model, distributed energy resources, power regulation, active power, reactive power.

**Вступ.** Величина електроенергії, яка подається в електричну мережу від розподілених електростанцій, потенційно може створити проблеми для операторів енергосистем. Ці проблеми варіюються від коливань напруги та зворотного потоку потужності до перегріву компонентів. Збільшення надходження електроенергії до електромережі вимагає значного посилення мережі, особливо в розподільних мережах, де стабільність напруги є обов'язковою. Факторами, що спонукають до збільшення рівня проникнення відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), є надійність, безпека, прогрес у технологіях, нормативні проблеми та проблеми зі скороченням викидів. Крім того, зростання конкуренції на ринку електроенергії, проблеми застарілого мережевого обладнання та обмеження потужності спонукали до прийняття технологій розподіленої генерації (РГ) як частини нових енергосистем для вирішення цих проблем [1]. У нинішньому дерегульованому секторі електроенергетики інвестори зазвичай скептично ставляться до інвестиційних рішень щодо енергетичних проєктів, які передбачають величезні суми через надзвичайно довгі періоди

окупності. Ці фактори, а також дерегуляція / децентралізація сектору електроенергії разом зі зростаючим глобальним споживанням електроенергії зробили РГ-технології стабільним варіантом електропостачання в найближчому майбутньому [2]. В електромережах, де домінують розподілені системи відновлюваної енергії, може виникнути велике перевантаження мережі через збільшення виробництва електроенергії з розподілених систем відновлюваної енергії, яке не відповідає зростаючому попиту на електроенергію [3].

**Мета статті.** Метою статті є розробка інформаційної моделі та стратегії управління розподіленими джерелами живлення. Модель повинна враховувати не тільки показники первинного рівня – струм, напруга та опір, а й рівні електромережі та енергоринку.

**Інформаційна модель управління розподіленими джерелами живлення.** В загальному випадку можна виділити три рівні управління розподіленими джерелами живлення [4] (рис. 1).

© В. С. Ноздренков, М. В. Петровський, В. В. Волохін, А. В. Павлов, 2024

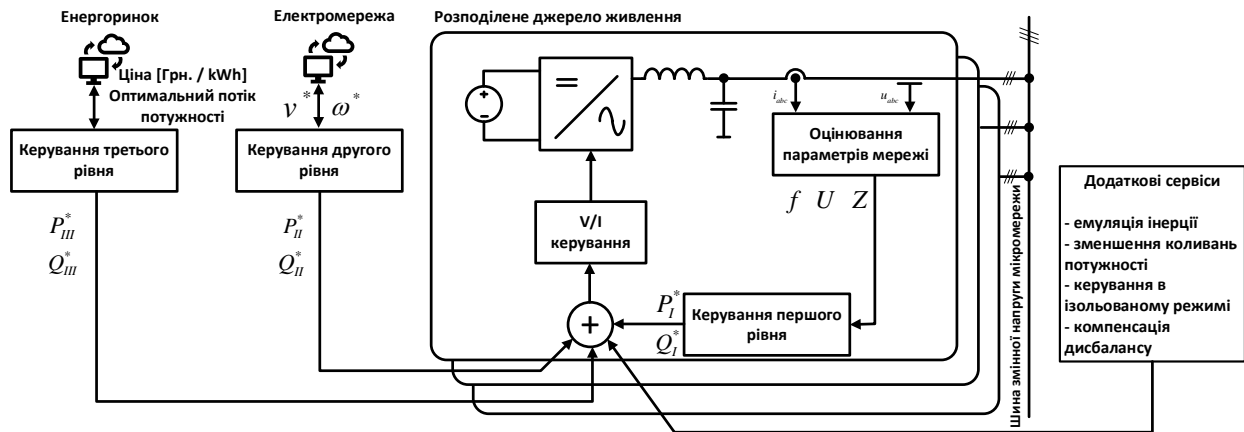


Рисунок 1 – Інформаційна модель управління розподіленими джерелами живлення

На першому рівні керування (рис. 1) аналізуються параметри електричної мережі і формуються значення  $P_I^*$  та  $Q_I^*$ , які може видати конкретне розподілене джерело живлення. На другому рівні встановлюються значення  $P_{II}^*$  та  $Q_{II}^*$ , які мінімізують відхилення напруги та частоти від номінальних значень. На третьому рівні встановлюються значення потужності  $P_{III}^*$  та  $Q_{III}^*$  оптимальні з економічної точки зору, беручи до уваги ціну генерації джерела, доступність джерела, ціну придбання енергії та цілі прибутку.

**Система управління перетворювачем джерела напруги.** Схема управління перетворювачем джерела напруги наведена на рис. 2. Існує два режими управління перетворювачем: управління струмом та управління напругою. Управління джерелом струму: перетворювач відстежує опорні значенням потужності та подає струм у фазі мережі завдяки блоку синхронізації фазового автопідналаштування частоти [5]. Це відповідає режиму генерації потужності, який також називається режим відстеження мережі. У режимі підтримки мережі перетворювач регулюється для забезпечення мережі. Управління джерелом напруги: перетворювач працює як джерело напруги і тому може працювати в ізолюваному режимі. Він використовує варіації потужності для синхронізації з мережею, так що фазове автопідналаштування частоти більше не потрібне.

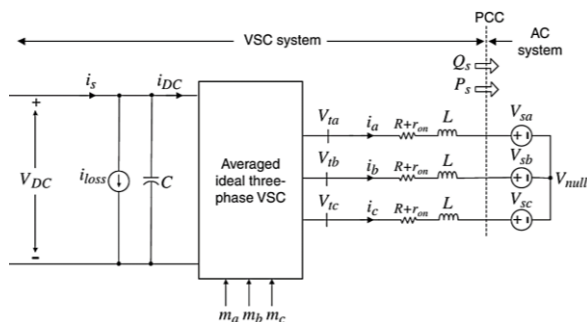


Рисунок 2 – Система управління джерелом напруги

**Вибір системи координат.** Напівмостовий перетворювач є основним будівельним блоком трифазного перетворювача напруги, і трифазне управління перетворювачем має справу з одночасним

керуванням трьома напівмостовими перетворювачами. Поки тільки пропорційно-інтегральний (ПІ) регулятор може дозволити системі напівмостового перетворювача відстежувати команду постійного струму, регулятор має бути вищого порядку та пропускну здатності, якщо потрібно відстежувати синусоїдну команду. В трифазній системі нас цікавить відстеження синусоїдальної напруги. Можна зазначити, що  $\alpha\beta$  система координат і  $dq$  система координат, два основних класи двовимірних систем координат. Відомо, що  $\alpha\beta$  система координат дозволяє трансформувати задачу керування системою трьох напівмостових перетворювачів до еквівалентної задачі керування двома еквівалентами підсистеми. Крім того, можна визначити поняття миттєвої реактивної потужності в  $\alpha\beta$  системі координат [6]. Відомо, що  $dq$  система координат має ті ж переваги, що й  $\alpha\beta$ , але з доповненням. Якщо керування здійснюється в  $dq$  системі координат, задача відстеження синусоїдальної величини перетворюється на еквівалентну проблему відстеження постійної величини. Отже, для контролю можна використовувати ПІ-регулятори. У  $abc$  системі координат моделі конкретних типів електричних машин демонструють зміну в часі, взаємно зв'язаних індуктивних елементів. Якщо модель виражена в  $dq$  системі координат, змінні за часом індуктивності перетворюються на (еквівалентні) постійні параметри. Традиційно аналізуються компоненти великих енергетичних систем в  $dq$  системі координат [6]. Отже, представлення систем інверторів у  $dq$  системі координат дає змогу аналізувати та розробляти завдання на основі загальноприйнятих методологій, які використовуються для енергосистем, в уніфікованій структурі.

**Управління за струмом.** Основні рівняння для схеми управління рис. 3 можна записати в такому вигляді:

$$L \frac{di_d}{dt} = L\omega_0 i_q - (R + r_{on})i_d + V_{td} - V_{sd},$$

$$L \frac{di_q}{dt} = -L\omega_0 i_d - (R + r_{on})i_q + V_{tq} - V_{sq}, \quad (1)$$

в яких



$$V_{td}(t) = \frac{V_{DC}}{2} m_d(t),$$

$$V_{tq}(t) = \frac{V_{DC}}{2} m_q(t). \quad (2)$$

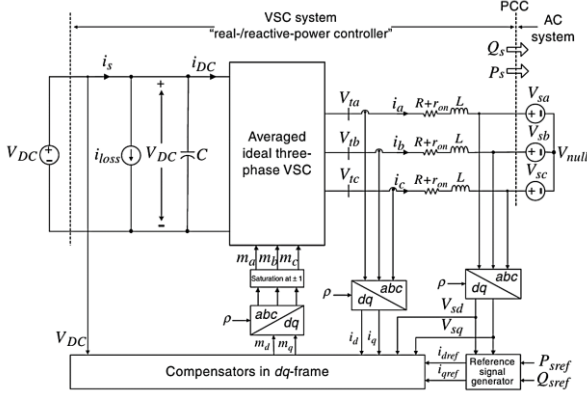


Рисунок 3 – Схема управління джерелом напруги за струмом

В рівнянні (1)  $i_d$  та  $i_q$  це змінні стану,  $V_{td}$  та  $V_{tq}$  входи управління,  $V_{sd}$  та  $V_{sq}$  це входи збурення. Завдяки наявності  $L\omega_0$  в рівнянні (1) динаміка  $i_d$  та  $i_q$  взаємопов'язана. Щоб їх зробити незалежними ми визначаємо  $m_d$  та  $m_q$  як:

$$m_d = \frac{2}{V_{DC}}(u_d - L\omega_0 i_q + V_{sd}),$$

$$m_q = \frac{2}{V_{DC}}(u_q - L\omega_0 i_d + V_{sq}), \quad (3)$$

де  $u_d$  та  $u_q$  нові входи управління. Підставляємо їх в (2) і отримуємо рівняння (4). Рівняння (3) описують дві роз'єднані лінійні системи першого порядку. На основі (3),  $i_d$  та  $i_q$  можна керувати  $u_d$  та  $u_q$  відповідно.

$$L \frac{di_d}{dt} = -(R + r_{on})i_d + u_d,$$

$$L \frac{di_q}{dt} = -(R + r_{on})i_q + u_q. \quad (4)$$

На рис. 4 показано блочне представлення регуляторів струму  $d$ - і  $q$ -вісей системи інвертора, де  $u_d$  та  $u_q$  є виходами двох відповідних компенсаторів. Вісь  $d$  компенсатору формує  $e_d = i_{dref} - i_d$  і забезпечує  $u_d$ . Тоді, виходячи з (3),  $u_d$  є складовою частиною  $m_d$ . Подібним чином компенсатор осі  $q$  формує  $e_q = i_{qref} - i_q$  і забезпечує  $u_q$ , який, на основі (3), є складовою частиною  $m_q$ . Потім інвертор підсилює  $m_d$  і  $m_q$  на коефіцієнт  $V_{DC}/2$  і генерує  $V_{td}$  та  $V_{tq}$ , які, в свою чергу, контролюють  $i_d$  та  $i_q$  на основі (1). На основі вищезазначеного процесу контролю можна накреслити спрощену блок-схему керування рис. 5, яка є еквівалентною до системи керування на рис.4. Слід зазначити, що в системі управління на рис. 4 в

стаціонарному стані усі сигнали керування, прямого та зворотного зв'язку є величинами постійного струму.

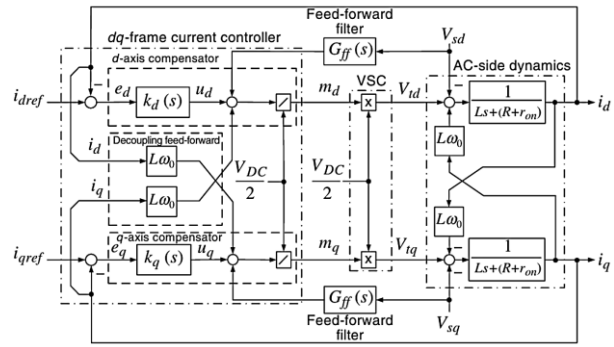


Рисунок 4 – Блочне представлення регулятора

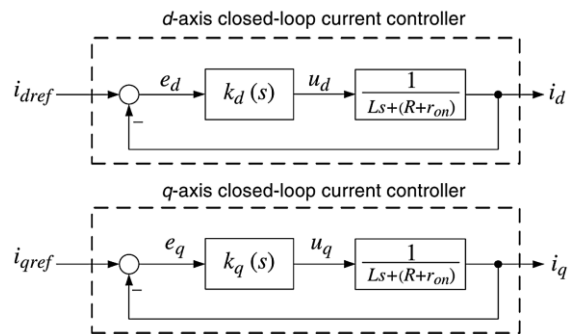


Рисунок 5 – Спрощена схема струмового управління

Рис. 5 показує, що контрольні блоки за обидвома  $d$ - та  $q$ -вісями є ідентичними між собою. Таким чином, відповідні компенсатори також можуть бути ідентичними. Розглянемо  $d$ -вісь. Компенсатор  $k_d(s)$  може бути простим ПІ компенсатором, що дозволяє відслідковування базового постійного сигналу. Наприклад,

$$k_d(s) = \frac{k_p s + k_i}{s}, \quad (5)$$

де  $k_p$  та  $k_i$  є пропорційним та інтегральним коефіцієнтами підсилення відповідно. Тоді, коефіцієнт підсилення кола:

$$l(s) = \left(\frac{k_p}{Ls}\right) \frac{s + \frac{k_i}{k_p}}{s + \frac{R+r_{op}}{L}}. \quad (6)$$

Слід відмітити, що у зв'язку з наявністю полюса  $s = -(R + r_{op})/L$ , який досить близький до початку координат, амплітуда та фаза підсилення кола починає знижуватись починаючи з відносно низьких частот. Таким чином, полюс спочатку скасовується нулем компенсатора при  $s = -k_i/k_p$ , і коефіцієнт посилення кола стає рівним  $l(s) = k_p/(Ls)$ . Тоді передаточна функція замкнутого контуру, яка є  $l(s) = l(s)/(1 + l(s))$ , стає рівною:

$$\frac{I_d(s)}{I_{dref}(s)} = G_i(s) = \frac{1}{\tau_i s + 1}, \quad (7)$$

якщо

$$k_p = L/\tau_i, \quad (8)$$

$$k_i = (R + r_{op})/\tau_i, \quad (9)$$

де  $\tau_i$  є сталою часу результуючого замкнутого контуру.

Рівняння (7) показує, якщо  $k_p$  та  $k_i$  вибрані на основі (8) та (9), то відповідь вихідного сигналу  $i_d$  на  $i_{dref}(t)$  оснований на базі передаючої функції першого порядку, чия стала часу  $\tau_i$  може бути обрана довільно.  $\tau_i$  повинна бути обрана малою для швидкої відповіді, але і адекватно великою, щоб  $1/\tau_i$ , тобто ширина смуги частот системи управління із зворотним зв'язком, була значно менше, наприклад, у 10 разів, ніж частота перемикання інвертора. Залежно від вимог конкретного застосування і частоти перемикання перетворювача,  $\tau_i$  вибирають в межах 0,5–5 мс. Аналогічний компенсатор, як  $k_d(s)$ , може бути застосований і для компенсатора  $k_q(s)$  за  $q$ -віссю.

**Синтез системи управління за внутрішньою моделлю об'єкта.** Нижче запропонований варіант побудови системи автоматичного керування з використанням стратегії Internal model control (ІМС) та врахуванням обмежень на керуючу змінну [7, 8]. ІМС спочатку був розроблений для хімічної промисловості і розглядався як робастний метод управління. Під поняттям «робастність» у роботі розуміється здатність зберігати високі показники якості керування в умовах параметричних збурень об'єкта керування.

Структура такої системи зображена на рис. 6. Структура використовує внутрішню модель  $\hat{G}(s)$ , яка з'єднана паралельно з об'єктом керування  $G(s)$ . В контур керування додається блок  $C(s)$  – ІМС модуль.  $\hat{G}(s)$ ,  $G(s)$  і  $C(s)$  це матричні передаточні функції. Слід зазначити, що ІМС це особливий випадок класичної структури управління, яка наведена на рис. 7. Перевагами системи з ІМС-регулятором у порівнянні зі звичним ПІ-регулятором є використання потужного методу керування на основі моделі об'єкта, можливість впливати на нечутливість системи окремим параметром налаштувань, підвищена швидкість при майже повній відсутності перерегулювання, полегшена процедура налаштування. Така система пропонується для використання в об'єктах, де висуюються жорсткі вимоги до мінімізації перерегулювання та швидкості відпрацювання збурень і завдань [9].

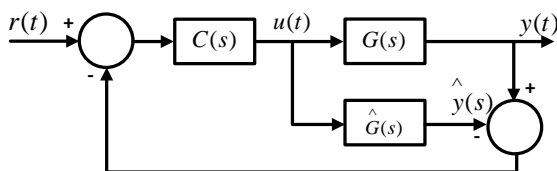


Рисунок 6 – Структура ІМС регулятора

Складовими частинами такої системи є модель об'єкта керування та ІМС-регулятор. ІМС-регулятор містить у собі частину моделі об'єкта керування, яка може бути обернена, та фільтр. Фільтр призначений

для зменшення впливу похибок при визначенні моделі та підвищенні нечутливості системи.

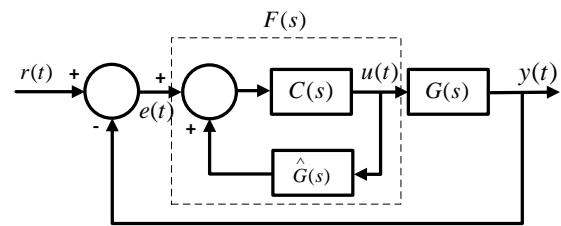


Рисунок 7 – ІМС регулятор в класичній формі

Синтез системи з внутрішньою моделлю починається з визначення структури моделі та представлення її у вигляді двох частин: такої, що може бути оберненою та такою, що не може (транспортні запізнення та елементи, які матимуть додатні нулі).

Тобто,

$$G(s) = G_A(s)G_M(s), \quad (10)$$

де  $G_M(s)$  – частина моделі, яка може бути обернена,  $G_A(s)$  – частина моделі, яка не може бути обернена.

Далі  $G_M(s)$  включається до складу регулятора.

$$C(s) = G_M^{-1}(s). \quad (11)$$

Для зменшення впливу похибок при визначенні моделі та підвищення стійкості системи до складу  $C(s)$  вводиться фільтр  $L(s)$  – фільтр нижніх частот.

$$L(s) = \text{diag} \left[ \begin{array}{c} \frac{a_1^n}{(s + \alpha_1)^n}, \frac{a_2^n}{(s + \alpha_2)^n}, \\ \dots, \frac{a_{n_y}^n}{(s + \alpha_{n_y})^n} \end{array} \right], \quad (12)$$

де позитивне ціле  $n$  вибирається досить великим, щоб  $C(s)$  стало відповідним.

Таким чином, замкнута система буде робастною при виборі значення  $\alpha_i$  якомога меншим.

Так як  $G(s)$  не має нулів у правій півплощині і поводить як система першого порядку отримуємо:

$$C(s) = G_M^{-1}(s)L(s), \quad (13)$$

де всі діагональні елементи можуть бути обрані рівними,

$$L(s) = \frac{\alpha}{s + \alpha} I, \quad (14)$$

де  $I$  – це одинична матриця.

У цьому і є перевага використання ІМС контролера. Налаштування ПІ-регулятора зводиться до вибору одного параметра  $\alpha$  – бажаної смуги пропускання замкнутої системи.

Для системи першого порядку час наростання  $t_r$  пов'язано з  $\alpha$  співвідношенням:

$$t_r = \frac{\ln 9}{\alpha}. \quad (15)$$

Особливість часу наростання в тому, що вона відразу ж дає потрібну ширину смуги пропускання. Отже, передавальна функція регулятора з моделлю об'єкта у загальному випадку матиме вигляд:

$$F(s) = [I - C(s)\hat{G}(s)]^{-1}C(s). \quad (16)$$

Вважаючи  $\hat{G} = G$  отримуємо:

$$F(s) = [I - \frac{\alpha}{s + \alpha}I]^{-1}G^{-1}(s)\frac{\alpha}{s + \alpha} = \frac{\alpha}{s}G^{-1}(s) = \frac{\alpha}{s} \begin{bmatrix} sL + (R + r_{on}) & -\omega L \\ \omega L & sL + (R + r_{on}) \end{bmatrix} = \alpha \begin{bmatrix} L(1 + \frac{R + r_{on}}{sL}) & -\frac{\omega L}{s} \\ \frac{\omega L}{s} & L(1 + \frac{R + r_{on}}{sL}) \end{bmatrix}. \quad (17)$$

Далі необхідно позбутися поперечного зв'язку (cross-coupling). ІМС регулятор з усуненням поперечного зв'язку показаний на рис. 8.

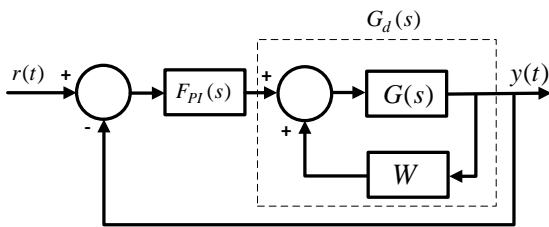


Рисунок 8 – ІМС регулятор з усуненням поперечним зв'язком

На рис. 9 представлена імплементація блоку ІМС регулятора з усуненням взаємозв'язків (decoupling) в програмному комплексі PSCAD.

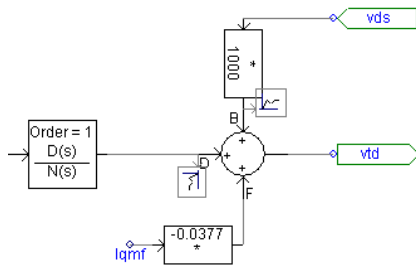


Рисунок 9 – Реалізація decoupling в PSCAD

Далі, замінивши:

$$K_d = \alpha L; K_q = \alpha L; \quad T_{id} = \frac{L}{R + r_{on}}; T_{iq} = \frac{L}{R + r_{on}}. \quad (18)$$

В кінцевому випадку отримуємо:

$$F_{PI}(s) = \begin{bmatrix} K_d \left(1 + \frac{1}{sT_i}\right) & 0 \\ 0 & K_q \left(1 + \frac{1}{sT_i}\right) \end{bmatrix}. \quad (19)$$

**Розрахунок параметрів регулятора.** Використовуючи наведені раніше рівняння розраховуємо параметри регуляторів:

$$L = 10^{-4} \text{Гн}, \\ R + r_{on} = 10^{-4} \text{Ом}, \\ t_r = 10^{-2} \text{с}, \\ \alpha = \frac{\ln 9}{t_r} = \frac{2,2}{10^{-2}} = 220, \\ K_p = \alpha \cdot L = 220 \cdot 10^{-4} = 0,22, \\ K_i = \frac{1}{T_i} = \frac{R + r_{on}}{L} = \frac{10^{-4}}{10^{-4}} = 1.$$

Налаштовуємо розроблений ПІ-регулятор в програмному комплексі в PSCAD [10] за допомогою отриманих параметрів рис. 10.

Провівши моделювання схеми, отримуємо реакції на збурення, які зображені на рис. 11.

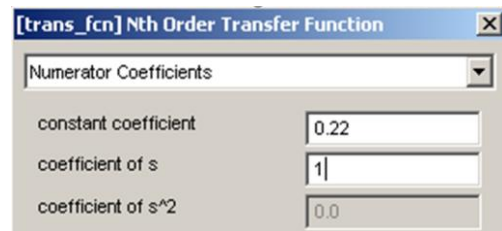


Рисунок 10 – Налаштування ПІ регулятора в PSCAD

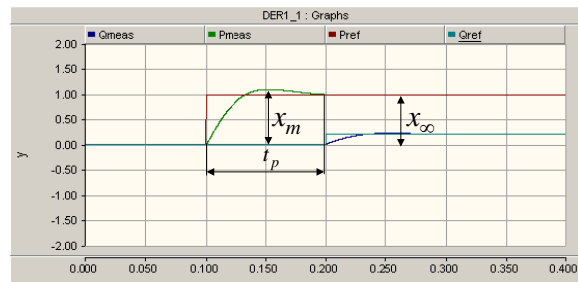


Рисунок 11 – Реакція системи на збурення

Перехідний процес на рис. 11 характеризується трьома показниками: величина максимального перерегулювання  $\sigma_{max}$ , тривалість регулювання  $t_p$ , число коливань регульованої величини протягом часу перехідного процесу  $N_p$ . Для нашого випадку:

$$\sigma = \frac{x_m - x_{\infty}}{x_{\infty}} = \frac{1.12 - 1}{1} = 12\% \\ t_p = 0.095 \text{ с} \\ N_p = 1.$$

За результатами цих показників робимо висновок, що цей перехідний процес відображає коливальний процес, що характеризується одним перерегулюванням з амплітудою 12 % зони, що є достатньо непоганим значенням.

**Висновки.** В роботі розглянута інформаційна модель управління розподіленими джерелами живлення. Запропонована тривірнева система управління. Для безпосереднього управління

інвертором запропоновано застосувати метод внутрішньої моделі та виконаний розрахунок кола керування. Для аналізу результатів роботи була створена модель в програмі PSCAD та побудовані основні характеристики перехідного процесу.

В наступних дослідженнях потрібно розробити підхід для побудови моделі управління на кожному рівні. Ці моделі повинні враховувати не тільки поточні параметри, такі як струм, напруга опір, але й параметри мережі (частота і напруга) і параметри енергоринку, а саме оптимальний потік потужності та вартість носія електроенергії.

### Список літератури

1. Carley S. Distributed generation: An empirical analysis of primary motivators. *Energy Policy*. 2009. Vol. 37, no. 5. P. 1648–1659. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.01.003>.
2. The economics of distributed energy generation: A literature review / G. Allan et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 42. P. 543–556. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.064>.
3. An Approach for Cost-Efficient Grid Integration of Distributed Renewable Energy Sources / T. Luhmann et al. *Engineering*. 2015. Vol. 1, no. 4. P. 447–452. DOI: <https://doi.org/10.15302/j-eng-2015099>.
4. Control of Parallel-Connected Power Converters for Low-Voltage Microgrid—Part I: A Hybrid Control Architecture / X. Yu et al. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2010. Vol. 25, no. 12. P. 2962–2970. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpe.2010.2087393>.
5. Yazdani A. Control of an islanded Distributed Energy Resource unit with load compensating feed-forward. *Energy Society General Meeting*, Pittsburgh, PA, USA, 20–24 July 2008. DOI: <https://doi.org/10.1109/pes.2008.4595978>.
6. Barbosa Rolim L. G., Rodrigues da Costa D., Aredes M. Analysis and Software Implementation of a Robust Synchronizing PLL Circuit Based on the pq Theory. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2006. Vol. 53, no. 6. P. 1919–1926. DOI: <https://doi.org/10.1109/tie.2006.885483>.
7. Choi J.-W., Sul S.-K. New current control concept—minimum time current control in the three-phase PWM converter. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 1997. Vol. 12, no. 1. P. 124–131. DOI: <https://doi.org/10.1109/63.554177>.
8. Microgrids / N. Hatziaargyriou et al. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2007. Vol. 5, no. 4. P. 78–94. DOI: <https://doi.org/10.1109/mpae.2007.376583>.

9. Control of Power Converters in AC Microgrids / J. Rocabert et al. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2012. Vol. 27, no. 11. P. 4734–4749. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpe.2012.2199334>.
10. PSCAD User's Guide v4.6. PSCAD. URL: <https://www.pscad.com/knowledge-base/article/160>.

### References

1. S. Carley, “Distributed generation: An empirical analysis of primary motivators”, *Energy Policy*, vol. 37, no. 5, pp. 1648–1659, May 2009, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.01.003>
2. G. Allan, I. Eromenko, M. Gilmartin, I. Kockar, and P. McGregor, “The economics of distributed energy generation: A literature review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 543–556, Feb. 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.064>
3. T. Luhmann, E. Wieben, R. Treydel, M. Stadler, and T. Kumm, “An approach for cost-efficient grid integration of distributed renewable energy sources”, *Engineering*, vol. 1, no. 4, pp. 447–452, Dec. 2015, doi: <https://doi.org/10.15302/j-eng-2015099>
4. X. Yu, A. M. Khambadkone, H. Wang, and S. T. S. Terence, “Control of parallel-connected power converters for low-voltage microgrid—part I: A hybrid control architecture”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no. 12, pp. 2962–2970, Dec. 2010, doi: <https://doi.org/10.1109/tpe.2010.2087393>
5. A. Yazdani, “Control of an islanded Distributed Energy Resource unit with load compensating feed-forward”, in *Energy Society General Meeting*, Pittsburgh, PA, USA, Jul. 20–24, 2008, doi: <https://doi.org/10.1109/pes.2008.4595978>
6. L. G. Barbosa Rolim, D. Rodrigues da Costa, and M. Aredes, “Analysis and software implementation of a robust synchronizing PLL circuit based on the pq theory”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 6, pp. 1919–1926, Dec. 2006, doi: <https://doi.org/10.1109/tie.2006.885483>
7. J.-W. Choi and S.-K. Sul, “New current control concept—minimum time current control in the three-phase PWM converter”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 12, no. 1, pp. 124–131, Jan. 1997, doi: <https://doi.org/10.1109/63.554177>
8. N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, “Microgrids”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 4, pp. 78–94, Jul. 2007, doi: <https://doi.org/10.1109/mpae.2007.376583>
9. J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez, “Control of power converters in AC microgrids”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, Nov. 2012, doi: <https://doi.org/10.1109/tpe.2012.2199334>
10. “PSCAD user's guide v4.6.” PSCAD. [Online]. Available: <https://www.pscad.com/knowledge-base/article/160>

Надійшла (received) 15.05.2024

### Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

**Ноздренков Валерій Станіславович (Nozdrenkov Valerii Stanislavovych)** – кандидат технічних наук, доцент, Codeminders/Tristero Consulting, інженер-програміст; м. Суми, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-0579-6821>; e-mail: [valerii.nozdrenkov@gmail.com](mailto:valerii.nozdrenkov@gmail.com).

**Петровський Михайло Васильович (Petrovskiy Mykhailo Vasylovych)** – кандидат фізико-математичних наук, доцент, Сумський державний університет, доцент кафедри електроенергетики; м. Суми, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0387-3136>; e-mail: [m.petrovskiy@etech.sumdu.edu.ua](mailto:m.petrovskiy@etech.sumdu.edu.ua).

**Волохін Віталій Васильович (Volokhin Vitalii Vasylovych)** – кандидат технічних наук, доцент, Державний університет інформаційно-комунікаційних технологій, доцент кафедри комп'ютерної інженерії; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-8000-3193>; e-mail: [v.volokhin@etech.sumdu.edu.ua](mailto:v.volokhin@etech.sumdu.edu.ua).

**Павлов Андрій Володимирович (Pavlov Andrii Volodymyrovych)** – кандидат фізико-математичних наук, доцент, Сумський державний університет, доцент кафедри комп'ютеризованих систем управління; м. Суми, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-8861-8472>; e-mail: [a.pavlov@ksu.sumdu.edu.ua](mailto:a.pavlov@ksu.sumdu.edu.ua).

*Н. В. РУДЕВИЧ, Д. А. ГАПОН, М. І. ЛАЗАРЄВ*

## МОДЕЛЬ ЗМІСТУ НАВЧАННЯ ПРОЄКТУВАННЮ ЦИФРОВИХ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ ЕНЕРГОСИСТЕМ

Виявлено, що ефективне формування понятійно-аналітичного та продуктивно-синтетичного рівнів сформованості професійних знань та умінь щодо проєктування цифрових систем релейного захисту та автоматики енергосистем можливе за системного розроблення та використання узагальненої моделі змісту навчання. На підставі вивчення інформаційних моделей технічних систем в якості базового інваріанта прийнято ознакову модель, що включає множину ознак призначення, побудови, принципу дії та параметрів технічної системи. Виявлено, що умовно процес проєктування цифрових систем релейного захисту та автоматики енергосистем можна розбити на три етапи, а саме розроблення завдання на проєктування, безпосередньо здійснення проєктування та визначення параметрів функціонування. Визначено причинно-наслідкові ланцюги знань, які складають основу вирішення задач на цих трьох етапах. Виявлено, що методи поетапної декомпозиції та агрегації є ключовими при побудові змісту навчання проєктуванню цифрових систем релейного захисту та автоматики енергосистем на основі причинно-наслідкових ланцюгів знань. Обґрунтовано узагальнену модель змісту навчання проєктуванню цифрових систем релейного захисту та автоматики енергосистем на основі причинно-наслідкових ланцюгів знань. Згідно узагальненої моделі розроблено зміст навчання проєктуванню конкретних мікропроцесорних систем релейного захисту та автоматики енергосистем. За допомогою експериментальної перевірки доведена ефективність змісту навчання проєктуванню цифрових систем релейного захисту та автоматики на основі причинно-наслідкових ланцюгів знань. Результати дослідження можуть бути використані у навчальному процесі професійної підготовки майбутніх інженерів за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

**Ключові слова:** причинно-наслідковий ланцюг знань, зміст навчання, проєктування, цифрові системи релейного захисту та автоматики.

*N. V. RUDEVICH, D. A. GAPON, M. I. LAZARIEV*

## TEACHING CONTENT MODEL FOR DESIGNING DIGITAL SYSTEMS OF POWER GRID RELAY PROTECTION AND AUTOMATION

It was found that the effective formation of conceptual-analytical and productive-synthetic levels of formation of professional knowledge and skills regarding the design of digital systems of power grid relay protection and automation is possible with the systematic development and use of a generalized model of the teaching content. Based on the study of information models of technical systems, a feature model was adopted as a basic invariant, which includes a set of features of the purpose, construction, principle of operation and parameters of the technical system. It was found that the design process of digital systems of power grid relay protection and automation can be conventionally divided into three stages, namely, the development of the design task, the direct implementation of the design, and the determination of the parameters of operation. Causal chains of knowledge that form the basis of problem solving at these three stages are determined. It was found that the methods of step-by-step decomposition and aggregation are key in building the content of teaching the design of digital systems of power grid relay protection and automation based on causal chains of knowledge. A generalized model of the teaching content design of digital systems of power grid relay protection and automation based on causal chains of knowledge is substantiated. According to the generalized model, the teaching content design of specific microprocessor systems of power grid relay protection and automation has been developed. With the help of experimental verification, the effectiveness of the teaching content design of digital systems of relay protection and automation based on causal chains of knowledge has been proven. The results of the research can be used in the educational process of professional training of future engineers in the specialty 141 Electric power, electrical engineering and electromechanics.

**Keywords:** causal chain of knowledge, content of training, design, digital systems of relay protection and automation.

**Постановка проблеми.** Сучасною стратегією електроенергетики є безпека, енергоефективність та конкурентоспроможність, що передбачає постійний пошук та впровадження інноваційних розробок у цій галузі. Створення необхідних умов для розвитку і підвищення технічного рівня електроенергетики та забезпечення енергетичної безпеки країни можливе за умови наявності компетентних інженерів, здатних в тому числі вирішувати професійні задачі з проєктування цифрових систем релейного захисту та автоматики енергосистем. В загальному випадку процес вирішення проєктувальних задач передбачає взаємодію, що призводить до зміни стану та властивостей в існуючих системах або до появи нових систем з іншою будовою та принципом функціонування, яких не було до початку дії причини. Наслідком взаємодії є результат – технічна система з заданими параметрами. Отже, характер цих задач вимагає від фахівця прояву продуктивного мислення, основу якого складає філософський принцип причинності [1].

Світові освітні системи характеризуються системною реалізацією принципу причинності, що передбачає побудову процесу навчання та його елементів на основі виявлення причинно-наслідкових відношень між різними елементами знань [2, 3].

У зв'язку з цим підготовка майбутніх фахівців з проєктування цифрових систем релейного захисту та автоматики енергосистем потребує забезпечення продуктивної навчальної діяльності з вирішення професійних задач, основу якої складає встановлення причинно-наслідкових зв'язків між різними підсистемами знань.

Все електроенергетичне обладнання електричних станцій, підстанцій та мереж оснащується системами управління, що здійснюють керування технологічними процесами виробництва, передачі, розподілу й споживання електричної енергії в нормальних і аварійних умовах. Безумовно, різноманіття таких систем управління дуже велике, від найпростіших засобів захисту та автоматики до інформаційно-керуючих систем енергооб'єднаннями. В численній

© Н. В. Рудевич, Д. А. Гапон, М. І. Лазарєв, 2024

вітчизняній навчальній літературі можна зустріти різні приклади реалізації конкретних мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики, що у сукупності складає значний обсяг матеріалу, який підлягає засвоєнню [4–7]. Крім того у змісті навчання, що представлений в підручниках та навчальних посібниках, причинно-наслідкові зв'язки між різними підсистемами знань носять несистемний, невпорядкований, фрагментарний характер, а іноді й зовсім відсутні. Як наслідок, не забезпечується в повному обсязі понятійно-аналітичний та продуктивно-синтетичний рівні сформованості професійних знань та умінь.

Отже, виникає потреба системного розроблення узагальненої моделі змісту навчання проєктуванню цифрових систем релейного захисту та автоматики енергосистем на базі причинно-наслідкових ланцюгів знань. Це суттєво спростить та дасть можливість вирішення достатньо великої кількості конкретних професійних задач.

На підставі вивчення інформаційних моделей технічних систем в якості базового інваріанта доцільно прийняти наступну ознакову модель, яка в повній мірі забезпечує системний опис будь-якої цифрової системи релейного захисту та автоматики енергосистем [8]:

$$P = \{R, S, D, H\},$$

де  $R, S, D, H$  – множина ознак призначення, побудови, принципу дії та параметрів цифрової системи релейного захисту та автоматики енергосистем.

Ефективність застосування цієї моделі підтверджується результатами експериментальної перевірки розробленої на її основі системи комплексних моделей елементів професійно-орієнтованого змісту навчання електротехніки [9].

**Мета статті.** обґрунтування, розроблення та експериментальна перевірка змісту навчання проєктуванню цифрових систем релейного захисту та автоматики енергосистем на основі причинно-наслідкових ланцюгів знань.

Відповідно до мети роботи визначено наступні завдання:

1. Побудова узагальненої моделі змісту навчання проєктуванню цифрових систем релейного захисту та автоматики енергосистем на основі причинно-наслідкових ланцюгів знань.

2. Розроблення на основі узагальненої моделі змісту навчання проєктуванню конкретних цифрових систем релейного захисту та автоматики енергосистем.

3. Експериментальна перевірка розробленого змісту навчання проєктуванню цифрових систем релейного захисту та автоматики енергосистем на основі причинно-наслідкових ланцюгів знань в процесі професійної підготовки майбутніх фахівців за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

**Основні матеріали дослідження.** Для побудови узагальненої моделі визначимо причинно-наслідкові

ланцюги знань, які складають основу вирішення задач з розроблення завдання на проєктування, безпосередньо здійснення проєктування та визначення параметрів функціонування цифрових систем релейного захисту та автоматики (ЦСРЗА) енергосистем. Задля наочності приймемо, що ЦСРЗА являє собою пристрій, який має два ієрархічні рівні: вищий рівень всієї системи ( $c$ ) та нижчий рівень елементів системи ( $ec$ ).

При розробленні завдання на проєктування ЦСРЗА важливими завданнями є визначення вимог до системи в цілому, до функцій, які вона повинна виконувати, до видів її забезпечення тощо. Все це в загальному випадку можна відобразити через підсистему знань параметри вимог ( $H_{\text{вим}}^c$ ), з урахуванням цього причинно-наслідковий ланцюг знань при розробленні завдання буде мати вигляд (рис. 1).

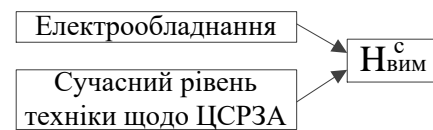


Рисунок 1 – Причинно-наслідковий ланцюг знань при розробленні завдання на проєктування ЦСРЗА

В процесі проєктування в залежності від поставлених вимог в першу чергу визначається загальний алгоритм функціонування та складається структурно-функціональна схема усієї ЦСРЗА. При цьому причинно-наслідковий ланцюг знань має вигляд, що представлений на рис. 2 ( $D, S_{c-ф}$  – підсистеми знань щодо принципу дії та побудови структурно-функціональної схеми системи відповідно).

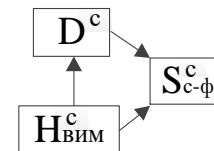


Рисунок 2 – Причинно-наслідковий ланцюг знань при розробленні алгоритму та структурно-функціональної схеми ЦСРЗА

Вимоги, що висуваються до системи в цілому, його загальний принцип дії й структура впливають на вимоги щодо проєктування елементів системи більш нижнього ієрархічного рівня. Окреслені вимоги складових елементів визначають їх принцип дії та структуру. Далі обирається яким чином будуть реалізовані ці складові елементи, а, отже, і система в цілому. Таким чином, в загальному випадку причинно-наслідковий ланцюг знань при виконанні проєктування ЦСРЗА буде мати вигляд, що зображений на рис. 3 ( $S_{п}$  – підсистема знань щодо побудови принципової схеми системи (елементу системи)).

В теперішній час більшість пристроїв розробляється на базі готових модулів з подальшим їх комплексуванням та програмуванням. В такому випадку задачі проєктувальника зводяться до визначення структури комплексу, розподілу функцій

між модулями, встановлення послідовності їх виконання, визначення схем підключення пристрою тощо.

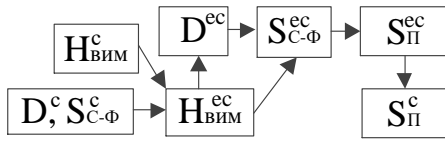


Рисунок 3 – Причинно-наслідковий ланцюг знань при проєктуванні ЦСРЗА

Безумовно, певна реалізація елементів пристрою визначає їх дійсні параметри ( $H_{дійс}$ ) і, як наслідок, параметри пристрою в цілому (рис. 4).

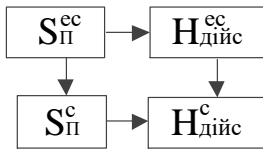


Рисунок 4 – Причинно-наслідковий ланцюг знань при визначенні дійсних параметрів ЦСРЗА

В загальному випадку, коли ЦСРЗА має ієрархічно розвинену структуру, спочатку будується структура всієї системи, а потім встановлюються причинно-наслідкові зв'язки з її першим рівнем. Після цього складаються структурно-функціональні схеми першого рівня, які будуть мати причинно-наслідкові зв'язки з другим рівнем і т. п. Послідовна деталізація здійснюється доти поки не отримують рівень з функціонально неподільними елементами, а, отже, структурні схеми самого нижнього рівня являють собою прості елементи. Наступним кроком є вибір реалізації (побудова принципів схем) функціонально неподільних елементів з подальшим їх об'єднанням в підсистему більш високого рівня. Об'єднання здійснюється доти поки не отримують реалізацію всієї ЦСРЗА. Тобто на етапі реалізації відбувається агрегація елементів в одну систему. При цьому на кожному рівні системи, починаючи з нижнього, порівнюються кінцеві параметри з початковими вимогами, у разі невідповідності останніх вимоги більш нижнього рівня можуть бути переглянуті (скоректовані) та проєктування необхідних рівнів проведено знову.

Таким чином, на підставі методів поетапної декомпозиції та агрегації розроблено узагальнену модель змісту навчання проєктуванню цифрових ЦСРЗА на основі причинно-наслідкових ланцюгів знань (рис. 5) [10].

В якості прикладу побудуємо фрагмент змісту навчання проєктуванню автоматичного пристрою синхронізації синхронного генератора з енергосистемою (рис. 6). Аналогічним чином може бути побудований зміст навчання проєктуванню будь-якої ЦСРЗА, що вивчається в межах дисциплін професійної підготовки за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

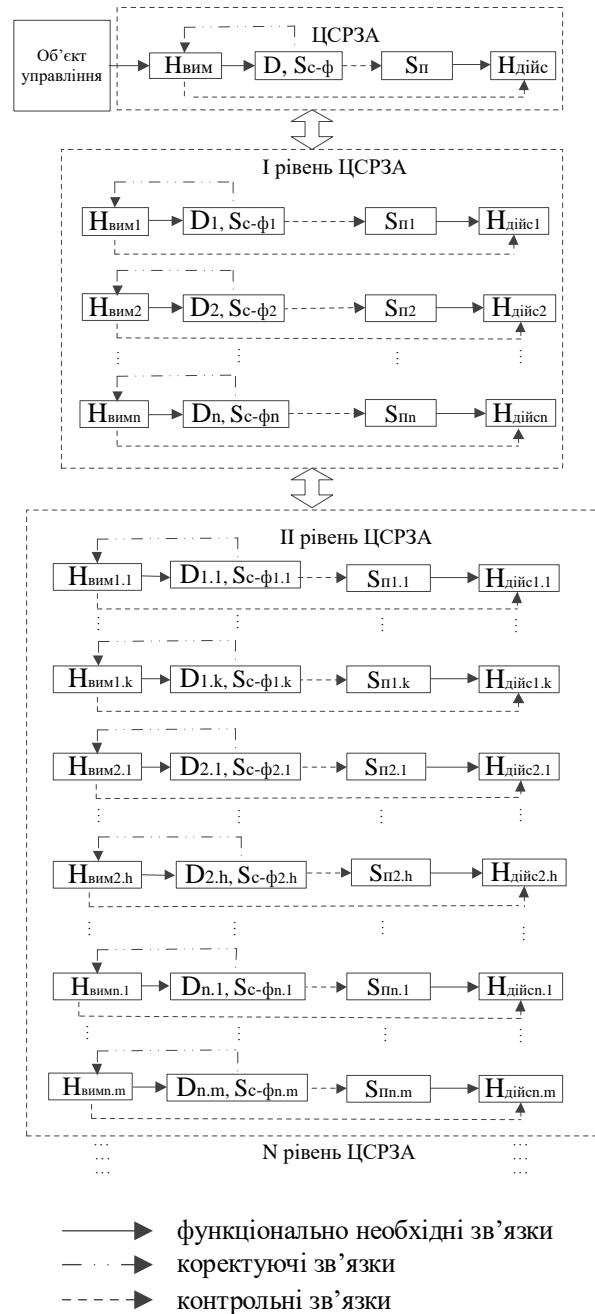


Рисунок 5 – Узагальнена модель змісту навчання проєктуванню ЦСРЗА на основі причинно-наслідкових ланцюгів знань

**Експериментальна перевірка.** Для науково-об'єктивної та доказової перевірки ефективності розробленого змісту навчання проєктуванню ЦСРЗА на основі причинно-наслідкових ланцюгів знань було проведено педагогічний однофакторний експеримент.

Для проведення педагогічного експерименту було задіяно міжгрупову схему порівнянь. Така схема проведення педагогічного експерименту передбачає вибір паралельних груп студентів: контрольної та експериментальної. Це дозволяє інтерпретувати зміни вихідного (залежного) параметру за результатами впливу експериментальних умов.

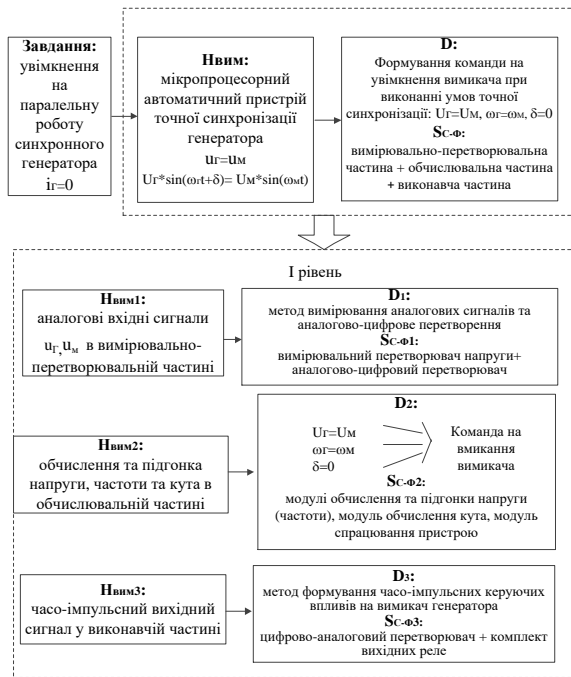


Рисунок 6 – Фрагмент змісту навчання проектуванню цифрового автоматичного пристрою синхронізації синхронного генератора

Для проведення експерименту було виділено контрольні (13 осіб) та експериментальні (12 осіб) групи зі студентів Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут», які навчалися за освітньою програмою «Електроенергетика». Студенти контрольної групи навчались за традиційним змістом навчання, а експериментальної – за змістом навчання на основі причинно-наслідкових ланцюгів знань в межах дисципліни «Сучасні технології та способи побудови систем релейного захисту та автоматики».

В якості критеріальної бази оцінки ефективності було обрано показники сформованості знань, умінь та мотиваційно-цілевих, когнітивних й емоційно-вольових професійно важливих якостей з проектування цифрових ЦСРЗА. Для вимірювання визначених показників використовувалися стандартизовані методики, а саме: для визначення рівнів сформованості знань та умінь – професійно-орієнтовані задачі; професійно-важливих якостей – анкети та опитувальники. Оцінювання здійснювалося за тривірневою шкалою (1 – низький, 2 – середній, 3 – високий рівні).

Результати порівняльного експерименту наведені у табл. 1. Аналіз даних таблиці свідчить про перевагу використання змісту навчання проектуванню ЦСРЗА на основі причинно-наслідкових ланцюгів знань. Приріст середніх значень відповідних показників в експериментальних групах по відношенню до контрольних груп знаходиться в інтервалі 17,2–21,4 %. Результати дисперсійного аналізу за критерієм  $F$ -розподілу Фішера середніх значень показників сформованості знань, умінь та професійно важливих якостей у студентів контрольних та

експериментальних груп підтвердили їх статистичну неоднорідність.

Таблиця 1 – Результати порівняльного експерименту

Показники педагогічного експерименту	Середні значення показників		Приріст, %
	Контр. групи	Експ. групи	
Показник сформованості знань з проектування ЦСРЗА	1,82	2,2	20,9
Показник сформованості умінь з проектування ЦСРЗА	1,73	2,1	21,4
Показники сформованості мотиваційно-цілевих якостей	1,85	2,2	18,7
Показники сформованості когнітивних якостей	1,79	2,1	17,2
Показники сформованості емоційно-вольових якостей	1,91	2,28	19,3

**Висновки.** В роботі здійснено обґрунтування, розроблення та експериментальну перевірку змісту навчання проектуванню цифрових систем релейного захисту та автоматики на основі причинно-наслідкових ланцюгів знань.

Обґрунтовано узагальнену модель змісту навчання проектуванню цифрових систем релейного захисту та автоматики на базі причинно-наслідкових ланцюгів знань. Розроблена модель відповідає вимозі системності знань, має структурований і цілісний характер, розкриває ієрархічну структуру і системно-інваріантні зв'язки між елементами знань.

На основі узагальненої моделі розроблено зміст навчання проектуванню конкретних систем релейного захисту та автоматики, що вивчаються в межах дисциплін професійної підготовки за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Експериментальна перевірка розробленого змісту навчання довела її значні переваги у порівнянні з традиційним змістом навчання проектуванню цифрових систем релейного захисту та автоматики як у формуванні системи знань й умінь з проектування, так і формуванні мотиваційно-цілевих, когнітивних та емоційно-вольових професійно-важливих якостей майбутніх інженерів.

### Список літератури

- Семенюк Е., Мельник В. Філософія сучасної науки і техніки: підручник. Львів: ЛНУ імені Івана Франка, 2017. 364 с.
- Frisch M. Causal reasoning in physics. Cambridge: Cambridge University Press, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1017/cbo9781139381772>.
- Causal Learning: Psychology, Philosophy, and Computation (Oxford Series in Cognitive Development) / ред.: A. Gopnik, L. Schulz. Oxford University Press, USA, 2007. 358 с. DOI: <https://doi.org/10.1093/acprof:oso/9780195176803.001.0001>.
- Дьяченко М. Д., Поднебенная С. К. Цифровая защита (аппаратное и алгоритмическое обеспечение): навчальний



- посібник. Маріуполь: ДВНЗ «Приазовський державний технічний університет», 2014. 204 с.
5. Яндулський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління енергетичних систем: навчальний посібник. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 102 с.
  6. Баран П. М., Кідиба В. П., Пришляк Я. Д. Цифрові пристрої релейного захисту трансформаторів (автотрансформаторів): навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2020. 208 с.
  7. Гребченко М. В., Нікіфоров А. П., Бунько В. Я. Релейний захист і автоматика розподільних електричних мереж. Частина 1: навчальний посібник. Київ: ЦП «КОМПРИНТ», 2019. 314 с.
  8. Лазарев М. І. Полісистемне моделювання змісту технологій навчання загальноінженерних дисциплін: монографія. Харків: Видавництво НФаУ, 2003. 356 с.
  9. Development of complex models of elements of the system of professionally-oriented content of electrical engineering training / M. Lazarev et al. 2020 *IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*, Kremenchuk, Ukraine, 21–25 September 2020. DOI: <https://doi.org/10.1109/paep49887.2020.9240802>.
  10. Рудевич Н. В. Професійна підготовка майбутніх інженерів з автоматизації енергосистем на основі каузального навчання: монографія. Харків: Видавництво «Диса-плюс», 2017. 404 с.
  4. M. D. Diachenko and S. K. Podnebennaia, *Tsifrovaia Zashchita (Apparatnoe I Algoritmicheskoe Obespechenie) [Digital Security (Hardware and Algorithms)]*. Mariupol: DVNZ «Pryaz. derzh. tekhn. un-t», 2014. (in Russian)
  5. O. S. Yandulskiy and O. O. Dmytrenko, *Releinyi zakhyst. Tsyfrovii prystroi releinoho zakhystu, avtomatyky ta upravlinnia enerhetychnykh system [Relay protection. Digital devices for relay protection, automation and control of power systems]*. Kyiv: NTUU «KPI», 2016. (in Ukrainian)
  6. P. D. Baran, V. P. Kidyba, and Ya. D. Pryshliak, *Tsyfrovii prystroi releinoho zakhystu transformatoriv (avtotransformatoriv) [Digital relay protection devices for transformers (autotransformers)]*. Lviv: Vyd-vo Lviv. politekhniki, 2020. (in Ukrainian)
  7. M. V. Hrebchenko, A. P. Nikiforov, and V. Ya. Bunko, *Releinyi zakhyst i avtomatyka rozpodilnykh elektrychnykh merezh. Chastyina 1 [Relay protection and automation of electrical distribution networks. Part 1]*. Kyiv: TsP «KOMPRYNТ», 2019. (in Ukrainian)
  8. M. I. Lazarev, *Polisystemne modeliuвання зміstu tekhnolohii navchannia zahalnoinzhenernykh dystsyplin [Poly-system modelling of the content of teaching technologies for general engineering disciplines]*. Kharkiv: Vyd-vo NFaU, 2003. (in Ukrainian)
  9. M. Lazarev, H. Mosiienko, A. Tarasenko, and I. Soloshych, “Development of complex models of elements of the system of professionally-oriented content of electrical engineering training”, in 2020 *IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*, Kremenchuk, Ukraine, Sep. 21–25, 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/paep49887.2020.9240802>.
  10. N. V. Rudevich, *Profesiina pidhotovka maibutnykh inzheneriv z avtomatyzatsii enerhosystem na osnovi kauzalnoho navchannia [Professional training of future power system automation engineers based on causal learning]*. Kharkiv: Vyd-vo «Dysa-plus», 2017. (in Ukrainian)

### References

1. E. Semeniuk and V. Melnyk, *Filosofia suchasnoi nauky i tekhniki [Philosophy of modern science and technology]*. Lviv: LNU im. Iv. Franka, 2017. (in Ukrainian)
2. M. Frisch, *Causal Reasoning in Physics*. Cambridge: Cambridge Univ. Press, 2014, doi: <https://doi.org/10.1017/cbo9781139381772>.
3. A. Gopnik and L. Schulz, Eds., *Causal Learning: Psychology, Philosophy, and Computation (Oxford Series in Cognitive*

Надійшла (received) 04.02.2024

### Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

**Рудевич Наталія Валентинівна (Nataliia Rudevich)** – доктор педагогічних наук, професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», професор кафедри автоматизації та кібербезпеки енергосистем; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2858-9836>; e-mail: [n.rudevich@ukr.net](mailto:n.rudevich@ukr.net).

**Гарон Дмитро Анатолійович (Dmitriy Garon)** – доктор технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», завідувач кафедри автоматизації та кібербезпеки енергосистем; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8609-9707>; e-mail: [dima12345go@gmail.com](mailto:dima12345go@gmail.com).

**Лазарев Микола Іванович (Mykola Lazarev)** – доктор педагогічних наук, професор, Українська інженерно-педагогічна академія, професор кафедри педагогіки, методики та менеджменту освіти; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9742-4739>; e-mail: [lazarev@uipa.edu.ua](mailto:lazarev@uipa.edu.ua).

*A. O. SEMENOV, P. M. KHARAK, V. M. ARENDARENKO, YA. M. BYCHKOV*

## РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ ПРИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННІ З ВИКОРИСТАННЯМ МАСЛЯНИХ ТА ВАКУУМНИХ ВИМИКАЧІВ

Запропоновано метод приблизної оцінки розрахунку втрат навантаження в розподільчих мережах від 6 до 10 кВ, а також для мереж нижчої напруги. Основна перевага цього методу полягає в тому, що середньоквадратичний струм розраховується лише один раз для серії розрахунків. Такий підхід значно скорочує час на проведення розрахунків та підвищує їх точність, оскільки усуває необхідність багаторазового визначення середньоквадратичного струму для кожного окремого розрахунку. Запропонований підхід сприяє кращому розумінню впливу різних факторів на втрати навантаження, що дозволяє здійснювати більш ефективне планування та управління розподільчими мережами. Це особливо важливо в умовах зростання навантаження на електричні мережі та підвищення вимог до їх надійності та ефективності. При розрахунках втрат електричної енергії в розподільчих мережах від 6 до 10 кВ широко застосовуються методи, які використовують узагальнені коефіцієнти електричних схем та режимів роботи у вигляді регресійних рівнянь. Найбільш значущі та незалежні фактори, такі як вхід активної енергії, загальна довжина лінії, кількість ділянок лінії, загальна кількість трансформаторів та їх загальна встановлена потужність повинні бути враховані та входить до розрахункового рівняння. Крім того, важливу роль при втратах електричної енергії в електричних мережах відіграють використані комплектуючі та їх регулярне технічне обслуговування. Основним напрямком досліджень є оптимізація параметрів розподільчих мереж з урахуванням новітніх технологій та матеріалів, а також впровадження автоматизованих систем моніторингу та управління, які дозволять своєчасно виявляти та усувати проблеми, пов'язані з втратами електричної енергії. Запропонований метод оцінки втрат навантаження в розподільчих мережах є перспективним напрямком розвитку енергетичної галузі, який сприятиме підвищенню ефективності та надійності роботи електричних мереж, а також зниженню витрат на їх експлуатацію та обслуговування.

**Ключові слова:** електропостачання, розподільча мережа, втрати електричної енергії, вакуумні вимикачі, масляні вимикачі.

*A. O. SEMENOV, R. M. KHARAK, V. M. ARENDARENKO, YA. M. BYCHKOV*

## CALCULATION OF ELECTRICAL ENERGY LOSSES IN DISTRIBUTION NETWORKS FOR POWER SUPPLY USING OIL AND VACUUM CIRCUIT BREAKERS

A method for approximate estimation of load losses in distribution networks from 6 to 10 kV, as well as for lower voltage networks, has been proposed. The main advantage of this method is that the root mean square current is calculated only once for a series of calculations. This approach significantly reduces the time required for calculations and improves their accuracy, as it eliminates the need for multiple determinations of the root mean square current for each individual calculation. The proposed approach contributes to a better understanding of the influence of various factors on load losses, which allows for more effective planning and management of distribution networks. This is particularly important in the context of increasing loads on electrical networks and higher demands for their reliability and efficiency. In the calculation of electrical energy losses in distribution networks from 6 to 10 kV, methods that use generalized coefficients of electrical circuits and operating modes in the form of regression equations are widely applied. The most significant and independent factors, such as the input of active energy, total line length, number of line sections, total number of transformers, and their total installed capacity, must be taken into account and are included in the calculation equation. Additionally, the components used and their regular maintenance play an important role in electrical energy losses in electrical networks. The main direction of research is the optimization of distribution network parameters, taking into account the latest technologies and materials, as well as the implementation of automated monitoring and control systems that will allow timely detection and elimination of problems associated with electrical energy losses. The proposed method for estimating load losses in distribution networks is a promising direction for the development of the energy sector, which will contribute to improving the efficiency and reliability of electrical networks, as well as reducing the costs of their operation and maintenance.

**Keywords:** power supply, distribution network, electrical energy losses, vacuum breakers, oil circuit breakers.

**Вступ.** Економічне та відповідно організаційне розмежування процесів генерації, передачі, ремонту та інших видів діяльності в енергетичному секторі призвело до появи нових державних і приватних компаній, що спеціалізуються на окремих етапах від виробництва електроенергії до її постачання кінцевим споживачам [1, 2].

У результаті такого розподілу виникла необхідність у впровадженні нових методів управління та регулювання, які б забезпечували конкурентоспроможність і прозорість на ринку електроенергії: біржові торги електроенергією; системи електронних аукціонів; довгострокові та короткострокові контракти на постачання електроенергії.

Крім того, для забезпечення стабільного та надійного функціонування нових економічних

суб'єктів була розроблена система нормативно-правового регулювання, що включає ліцензування, стандартизацію та сертифікацію діяльності, а також використання математичних моделей та математичного моделювання для сталого розвитку [3]. У цьому контексті значну роль відіграє впровадження сучасних інформаційних технологій і автоматизованих систем управління, що дозволяють оптимізувати процеси планування, обліку та контролю. Розмежування енергетичних процесів створює умови для підвищення конкурентоспроможності галузі, стимулює інновації та сприяє розвитку ринку електроенергії [4, 5].

Особливу увагу в цьому питанні слід приділити моніторингу та оптимальному управлінню процесами виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії [6]. Один із ключових показників

© А. О. Семенов, Р. М. Харак, В. М. Арендаренко, Я. М. Бичков, 2024

передачі електричної енергії, що впливає на економічну ефективність роботи енергосистеми в цілому – це величина втрати електричної енергії що відображається на її вартості [7]. Сьогодні ключовим економічним показником оцінки ефективності електричної енергії в світі є Levelized Cost of Electricity (LCOE). Цей показник є розрахунковою вартістю електричної енергії підприємства (вартість виробництва електроенергії протягом всього життєвого циклу підприємства з урахуванням інвестицій) [8]. Точність та надійність визначення цього показника є важливим фактором для вирішення завдань аналізу втрат електроенергії, розробки організаційно-технічних заходів для ефективного управління, встановлення нормативних величин втрат електроенергії, а також прогнозованих тарифів на електричну енергію [9].

**Мета дослідження.** Розрахунок втрат електричної енергії у електричній мережі з використанням методів наближеного оцінювання.

**Методи та результати дослідження.** Залежно від кліматичних умов та періоду доби виконання розрахунків втрат електроенергії на сьогодні виділяють декілька методів [10]. Розглянемо їх більш детально в залежності від цілей та призначення.

Ретроспективні розрахунки визначають втрати електроенергії за минулі часові інтервали та використовуються для визначення: структури втрат електроенергії; оцінки комерційних втрат із виявленням груп елементів мережі з підвищеними втратами; складання балансів електроенергії, з аналізом її структурних підрозділів та підстанцій; визначення техніко-економічних показників енергосистеми.

Оперативні розрахунки визначають втрати за поточні часові інтервали та використовуються для: контролю за поточними величинами втрат електроенергії; оперативного коригування поточного режиму з метою мінімізації втрат енергії; формування ретроспективної бази даних для визначення структури втрат електроенергії за групами елементів електричної мережі.

Перспективні розрахунки визначають очікувані втрати електроенергії на наступні та подальші роки і використовують для: визначення очікуваних втрат електроенергії на наступні роки; оцінки очікуваної ефективності запланованих заходів щодо зменшення втрат; порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.

Важливо роль відіграє і класифікація методів розрахунку втрат навантаження електроенергії [11], що представлена на рис. 1.

Оперативні методи розрахунку передбачають отримання необхідної інформації та виконання розрахунків режиму та втрат навантаження електроенергії за «процесом».

Аналітичні методи базуються на розрахунку втрат потужності електроенергії у обмеженій кількості

режимів та використанні характеристик кривих навантаження (розрахунок режиму під час максимального періоду, на основі середніх показників тощо) [12, 13].

Оціночні методи базуються на використанні ймовірнісних характеристик та узагальненої інформації.

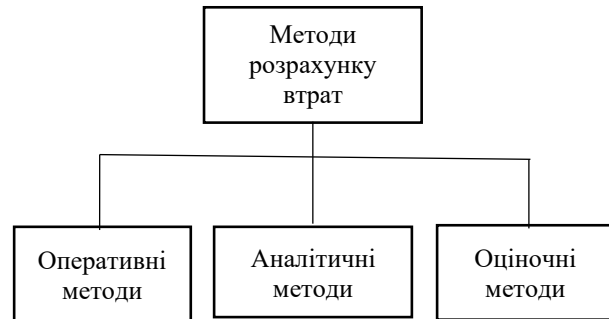


Рисунок 1 – Розрахунок втрат навантаження електричної енергії

Наступні детерміністичні методи можуть бути використані для розрахунку втрат навантаження електроенергії за розрахунковий період, залежно від кількості доступної інформації про схеми та навантаження мереж: типові дні; середні навантаження; години найбільших втрат потужності; середньоквадратичний струм.

Серед цих методів найбільш точним є метод розрахунку втрат енергії в мережі за «типовий» день і є еквівалентним кількості днів їх тривалості. За цим методом «типовий» день виділяється в межах розрахункового періоду. Для кожного з обраних днів складаються графіки навантаження, які представлені у вигляді ступінчастих ліній, і на кожному етапі графіка навантаження залишається незмінним. Формула для розрахунку втрат за цим методом є наступною:

$$\Delta W_l = \sum_{i=1}^n \Delta W_{li} N_{\text{екв}i}, \quad (1)$$

де  $n$  – кількість «типових» днів, втрати електроенергії для кожного з яких, розраховані згідно з відомими кривими навантаження в вузлах мережі, і є  $\Delta W_{li}$ ;

$N_{\text{екв}}$  – еквівалентна кількість днів у  $i$ -му розрахунковому інтервалі.

Для приблизних розрахунків орієнтуються лише на два дні, які називають «еталонні дні». Це дні максимального та мінімального навантаження електричної мережі за певний період (наприклад, зимового та літнього). Тоді втрати енергії можна записати в наступному вигляді:

$$\Delta W_l = \Delta W_l^3 N_{\text{екв}}^3 + \Delta W_l^l N_{\text{екв}}^l. \quad (2)$$

В експлуатаційних умовах криві навантаження формуються на основі спеціальних вимірювань у

типовий день року [10]. Основними недоліками цього методу є те, що він використовує графіки загальної потужності, які є менш точними в порівнянні із залежностями активної потужності. Крім того, результати розрахунків враховують зміни в мережі протягом року, динаміку навантажень і зміни навантажень електростанцій, що означає, що втрати енергії, розраховані для типового дня, не залишаються постійними протягом усього року.

Похибка методу зумовлена міжсезонною неоднорідністю графіків і в мережах з малою кількістю генераційних вузлів вона становить 3–5 %. Цей метод також можна використовувати для розрахунку змінних втрат енергоефективності основних мереж, коли відсутні початкові дані для оперативних розрахунків, а також для мереж нижчої напруги [9].

Цікавим є метод розрахунку втрат енергії з використанням ймовірнісної характеристики середнього навантаження в числовій дискретній формі [12]. Розрахунок змінних втрат електроенергії в елементах електричної мережі здійснюється на основі певних втрат потужності, отриманих з результатів розрахунку експлуатаційних параметрів мережі. За цією методикою для розрахунку втрат енергії використовується формула:

$$\Delta W_l = \Delta P_{вт} K_f^2 T, \quad (3)$$

де  $\Delta P_{вт}$  – втрати потужності в мережі при середніх навантаженнях вузлів (або мережі в цілому) за розрахунковий період  $T$ ;

$K_f$  – коефіцієнт форми графіка навантаження.

У практичних розрахунках  $P_{вт}$  можна визначити з показань лічильників або з відомих меж зміни навантаження. Слід зазначити, що при невеликій похибці інформації для схем з конфігурацією, незмінною протягом періоду, і мало змінюваних навантаженнях цей метод може дати точність, прийнятну для практичних цілей. Очікувана точність методу знаходиться в межах 9–11 %. Методи середнього навантаження застосовуються при відносно рівномірних кривих навантаження вузлів. Вони рекомендуються для відкритих мереж за наявності даних про передану електроенергію через головну ділянку мережі протягом розглянутого періоду.

Розрахунок втрат із використанням спрощених моделей широко використовується у практичній діяльності. Цей підхід, що базується на фіксації часу максимальних втрат, не накладає суворих вимог до точності розрахунків. Алгоритм розрахунку енергетичної ефективності за часом максимальних втрат  $t$ , обґрунтовується для однієї ділянки мережі з типовим графіком навантаження:

$$\Delta W_l = \Delta P_{\max} t. \quad (4)$$

Максимальні втрати  $\Delta P_{\max}$  визначаються з максимального навантаження, яке, в свою чергу, визначається з очікуваного потоку енергії та тривалості

використання максимального навантаження. Час найбільших втрат  $t$  – це час, протягом якого при передачі найбільшого навантаження в мережі відбуватимуться ті ж втрати електроенергії, що і при роботі мережі за фактичним графіком навантаження.

На практиці для визначення часу найбільших втрат також використовуються різні залежності. Кожна з цих залежностей отримана для конкретних умов і тому має свою визначену область застосування. Фундаментальним моментом цього методу є припущення, що максимальні втрати енергії в розрахунковому елементі мережі спостерігаються при максимальному навантаженні системи, а конфігурації графіків активної та реактивної потужності є однорідними ( $\cos\varphi = \text{const}$ ). Через те, що остання умова виконується вкрай рідко навіть у розподільних мережах, з'явилися рекомендації щодо окремого визначення втрат для активних і реактивних навантажень. У цьому випадку розрахунок втрат здійснюється за наступною формулою:

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max,a} t_a + \Delta P_{\max,p} t_p, \quad (5)$$

де  $t_a$  та  $t_p$  визначаються шляхом аналізу реальних графіків потоку.

Припущення, зроблені в цьому методі щодо моделі навантаження елемента (постійне максимальне навантаження протягом періоду  $T_{\max}$ ) і щодо моделі мережі (мережа має постійні параметри протягом усього аналізованого періоду), обмежують сферу його застосування до розподільчих мереж з невеликою кількістю учасників або оціночних розрахунків втрат енергії в окремих лініях без урахування впливу режиму цієї лінії передачі на закритий режим мережі в цілому. Похибка методу оцінюється в межах  $\pm 10$ –20 % для відкритих розподільчих мереж.

За наявності необхідних вихідних даних методи середніх навантажень та кількості годин найбільших втрат дозволяють виконувати розрахунки втрат електроенергії в електричних мережах 0,4 кВ [11, 14].

Одним із перших методів за часом створення є метод середньоквадратичного струму [11]. Метод безпосередньо впливає з фізичної природи втрат потужності, які в кожній окремій ділянці мережі, пропорційні квадрату загального навантаження. Середньоквадратичний струм  $I_{кв}$  є таким умовним постійним за величиною струмом, при протіканні якого через мережу протягом розрахункового періоду виділяються ті ж втрати енергії, що і при протіканні фактичного струму, який змінюється згідно з графіком навантаження.

Переходячи до втрат електричної енергії, за час  $T$  ми отримуємо наступний результат:

$$\Delta W_l = 3R \int_0^T I^2(t) dt = 3I_{кв}^2 RT. \quad (6)$$

Спочатку повна еквівалентна схема використовувалася як модель електричної мережі, для

якої розраховувалися втрати енергії. Але з розвитком мереж і виникненням труднощів в отриманні інформації про режим всіх елементів мережі, еквівалентна схема мережі почала зводитися до одного елемента з навантаженням головної ділянки і еквівалентним опором  $R_{екв}$ . При цьому значення  $I_{кв}$  за розрахунковий період почали брати рівним значенню, розрахованому за добовим графіком навантаження. Розрахунок  $I_{кв}$  за добовим графіком є приблизним моделюванням мережі. Похибки в цьому випадку можуть досягати до 25 %. Це спонукало до розвитку цього методу.

Середньоквадратичний струм в залежності від значення середнього струму також визначається за формулою [10]:

$$I_{кв} = K_f I. \quad (7)$$

Існують також інші залежності для розрахунку  $I_{кв}$  [11].

**Порівняльні результати використання вимикачів.** Крім того важливу роль при втратах електричної енергії в електричних мережах відіграють використані комплектуючі, та їх регулярне технічне обслуговування, такі як: трансформатори, вимикачі та перемикачі, кабелі та проводи, захисні пристрої, ізоляційні матеріали. Так, наприклад:

- втрати у трансформаторах можуть бути значними через вихрові струми та магнітні втрати у їхніх сердечниках.
- низька якість контактів у вимикачах та перемикачах може створювати додатковий опір і призводити до втрат електричної енергії;
- вибір матеріалу і перерізу кабелів впливає на опір і, відповідно, на втрати електричної енергії;
- автоматичні вимикачі, реле та інші захисні пристрої повинні бути налаштовані з максимальною точністю для забезпечення мінімальних втрат електричної енергії;
- високоякісна ізоляція проводів і кабелів зменшує витрати струму і втрати електричної енергії.

Більш детально розглянемо вплив вимикачів на втрати електричної енергії в електричних мережах. Для комутації електричних ланцюгів в мережах використовують масляні вимикачі, які поступово замінюють вакуумними. Вони застосовуються в мережах від 6 до 35 кВ. Загальний час відключення вакуумним вимикачем при граничних навантаженнях або аваріях становить близько 45 мс.

Переваги вакуумних вимикачів в порівнянні з масляними такі: простота конструкції; зниження споживання електроенергії; зручність ремонту; висока надійність при експлуатації; низька шумність роботи; висока екологічність; невеликі габаритні розміри.

Порівняльна характеристика роботи вимикачів у різних однорідних середовищах наведена на рис. 2.

Якщо порівнювати масляний і вакуумний вимикач то приходимо до наступного висновку:

споживання електроенергії на обігрів масляного вимикача в холодний період року (із жовтня по квітень) потребує певної кількості енергії [11].

Так, для вимикачів, котрі застосовуються в електричних мережах до 10 кВ потужність на обігрів одного масляного вимикача становить  $B = 0,7$  кВт·год.

Тоді на обігрів одного масляного вимикача і його приводу необхідно затратити електричну енергію:

$$W_1 = B \cdot T, \quad (8)$$

де  $T$  – число годин роботи масляного вимикача в період коли температура навколишнього середовища нижче  $+5$  °С, що визначається:

$$T = 24 \cdot D_p \text{ (кВт за рік)}, \quad (9)$$

де  $D_p$  – дні роботи масляного вимикача в холодний період або при температурі нижче  $+5$  °С.

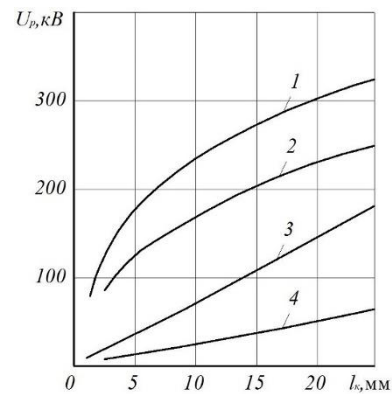


Рисунок 2 – Залежність напруги розряду  $U_p$  в однорідному полі від відстані між контактами  $l_k$  для різних ізоляційних середовищ:

1 – вакуум, 2 – масло, 3 – елегаз, 4 – повітря

Якщо  $D_p$  становить 200 днів тоді  $T = 4800$  год. Тоді затрати на обігрів одного масляного вимикача будуть  $W_1 = 3360$  кВт за рік.

Вакуумні вимикачі не потребують обігріву, тоді  $W_2 = 0$  (кВт·год). Відповідно річна економія електричної енергії при заміні в електричній мережі одного масляного вимикача на вакуумний становить:

$$W_{обігріву} = W_1 = 3360 \text{ (кВт за рік)} \quad (10)$$

Обігрів одного масляного вимикача визначається за формулою:

$$\Delta E_{обігріву} = C_e \cdot W_1 \quad (11)$$

де  $C_e$  – тариф на електроенергію, який, для прикладу, для підприємства складає 10 грн кВт·год. Таким чином  $\Delta E_{обігріву} = 33600$  грн.

Крім того, масляні вимикачі потребують поточного та капітального ремонту кожні півроку, що впливає на кінцеву вартість обслуговування електричних мереж, а вакуумні вимикачі практично не потребують капітальних ремонтів.

Таким чином, використання вакуумних вимикачів є більш доцільним і економічно вигідним рішенням для сучасних електричних мереж, сприяючи зниженню втрат електричної енергії і підвищенню загальної ефективності роботи системи.

**Висновки.** Метод середньоквадратичного струму класифікується як приблизний і використовується для розрахунку втрат навантаження в розподільчих мережах від 6 до 10 кВ. Він також може бути рекомендований для мереж нижчої напруги. Основна перевага цього методу полягає в тому, що середньоквадратичний струм розраховується тільки один раз для серії розрахунків.

У практичній діяльності при розрахунках втрат електричної енергії в розподільчих мережах від 6 до 10 кВ використовують узагальнені коефіцієнти електричних схем та режимів роботи у вигляді регресійних рівнянь, які знайшли широке застосування. При цьому дуже важливо, щоб найбільш значущі та незалежні фактори входили до рівняння. Вхід активної енергії  $W$ , загальна довжина лінії  $L$ , кількість ділянок лінії  $n$ , загальна кількість трансформаторів  $T_{\text{сум}}$  та їх загальна встановлена потужність  $P_{\text{мр}}$  тощо розглядаються як фактори.

Важливу роль при втратах електричної енергії в електричних мережах відіграють використані комплектуючі та їх регулярне технічне обслуговування. Порівняльний аналіз показує, що заміна одного масляного вимикача на вакуумний може заощадити значну кількість електроенергії та фінансових ресурсів, оскільки вакуумні вимикачі не потребують обігріву та мають менші витрати на технічне обслуговування.

### Список літератури

1. Про затвердження Національної економічної стратегії на період до 2030 року : Постанова Кабінету Міністрів України від 03.03.2021 р. № 179 : станом на 4 трав. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/179-2021-п#Text> (дата звернення: 06.05.2024).
2. Petrov K., Grote D. Electricity Markets Regulation - Lesson 4 - Regulatory Asset Base. *Webinar 4: Revenue Requirements and Regulatory Asset Base (RAB)*, 30 листоп. 2009 р. URL: <https://www.slideshare.net/slideshow/electricity-markets-regulation-lesson-4-regulatory-asset-base/2613878> (дата звернення: 08.05.2024).
3. Трифонова О. В., Тимошенко Л. В. Математичні моделі і методи прийняття рішень для сталого розвитку : навчальний посібник. Дніпро : НТУ «ДП», 2023. 240 с.
4. Vision for European Electricity Markets in 2030 / S. Viljainen et al. Lappeenranta : Lappeenranta University of Technology, 2011. URL: <https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/69361/isbn%209789522650740.pdf?sequence=3&isAllowed=y> (дата звернення: 13.05.2024).
5. Sarfati M., Hesamzadeh M. R., Holmberg P. Production efficiency of nodal and zonal pricing in imperfectly competitive electricity markets. *Energy Strategy Reviews*. 2019. Vol. 24. P. 193–206. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.02.004>.
6. Про затвердження Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів : Наказ Міністерства палива та енергетики України від 25.07.2006 р. № 258 : станом на 21 лют. 2017 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1143-06#Text> (дата звернення: 15.05.2024).

7. Lazard. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 12.0. 2018. URL: <https://www.lazard.com/media/0hqfye2m/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf> (дата звернення: 16.05.2024).
8. Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. URL: <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html> (дата звернення: 17.05.2024).
9. International Renewable Energy Agency. *Global Energy Transformation: A roadmap to 2050*. Abu Dhabi, 2018. URL: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA\\_Report\\_GET\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf) (дата звернення: 18.05.2024).
10. Добровольська Л. Н., Кулик В. В., Лежнюк П. Д. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем / ред. П. Д. Лежнюк. Луцьк : ІВВ Луцького НТУ, 2018. 328 с.
11. Козирський В. В., Волошин С. М. Основи електропостачання : підручник. Київ : ЦК «Компринт», 2021. 497 с.
12. Омельчук А. О. Основи електропостачання : навчальний посібник. Київ : ЦК «Компринт», 2019. 415 с.
13. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015. Настава з проектування систем електропостачання промислових підприємств. На заміну СН 174-75 ; чинний від 2016-07-01. Вид. офіц. Київ : Мінрегіон України, 2016. 148 с.
14. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82:2013. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Чинний від 2014-01-01. Вид. офіц. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2013. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text> (дата звернення: 20.05.2024).

### References

1. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2021, Mar. 3). *Decree of the Cabinet of Ministers of Ukraine no. 179, Pro zatverdzhennia Natsionalnoi ekonomichnoi stratehii na period do 2030 roku [On approval of the National Economic Strategy for the period up to 2030]*. Accessed: May 6, 2024. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/179-2021-п#Text> (in Ukrainian)
2. K. Petrov and D. Grote, "Electricity Markets Regulation - Lesson 4 - Regulatory Asset Base", in *Webinar 4: Revenue Requirements and Regulatory Asset Base (RAB)*, Nov. 30, 2009. Leonardo ENERGY. Accessed: May 8, 2024. [Online]. Available: <https://www.slideshare.net/slideshow/electricity-markets-regulation-lesson-4-regulatory-asset-base/2613878>
3. O. V. Tryfonova and L. V. Tymoshenko, *Matematychni modeli i metody pryiniattia rishen dlia staloho rozvytku [Mathematical models and decision-making methods for sustainable development]*. Dnipro: NTU «DP», 2023. (in Ukrainian)
4. S. Viljainen, M. Makkonen, S. Annala, and D. Kuleshov, "Vision for European Electricity Markets in 2030", Lappeenranta University of Technology, Lappeenranta, Mar. 2011. Accessed: May 13, 2024. [Online]. Available: <https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/69361/isbn%209789522650740.pdf?sequence=3&isAllowed=y>
5. M. Sarfati, M. R. Hesamzadeh, and P. Holmberg, "Production efficiency of nodal and zonal pricing in imperfectly competitive electricity markets", *Energy Strategy Reviews*, vol. 24, pp. 193–206, Apr. 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.02.004>
6. Ukraine, Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. (2006, Jul. 25). *Order of the Ministry of Fuel and Energy of Ukraine no. 258, Pro zatverdzhennia Pravyt tekhnichnoi ekspluatatsii elektroustanovok spozhyvachiv [On Approval of the Rules for the Technical Operation of Consumer Electrical Installations]*. Accessed: May 15, 2024. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1143-06#Text> (in Ukrainian)
7. Lazard, "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 12.0", Nov. 2018. Accessed: May 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/media/0hqfye2m/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>

8. "Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation." National Renewable Energy Laboratory (NREL). Accessed: May 17, 2024. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>
9. International Renewable Energy Agency, "Global Energy Transformation: A roadmap to 2050", Abu Dhabi, 2018. Accessed: May 18, 2024. [Online]. Available: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA\\_Report\\_GET\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf)
10. L. N. Dobrovolska, V. V. Kulyk, and P. D. Lezhniuk, *Elektrooshchadni tekhnologii v elektrychnykh mrezhakh enerhosystem [Electricity-saving technologies in power grid networks]*. Lutsk: IVV Luts. NTU, 2018. (in Ukrainian)
11. V. V. Kozyrskyi and S. M. Voloshyn, *Osnovy elektropostachannia [Basics of power supply]*. Kyiv: TsK «Komprynt», 2021. (in Ukrainian)
12. A. O. Omelchuk, *Osnovy elektropostachannia [Basics of power supply]*. Kyiv: TsK «Komprynt», 2019. (in Ukrainian)
13. *Nastanova z proektuvannia system elektropostachannia promyslovykh pidpriemstv [Guidelines for the design of power supply systems for industrial enterprises]*, DSTU-N B V.2.5-80:2015, JSC «Kyivpromoelektroproekt», Kyiv, 2016. (in Ukrainian)
14. *Metodychni rekomendatsii vyznachennia tekhnolohichnykh vytrat elektrychnoi enerhii v transformatorakh i liniiahk elektropredavannia [Methodological recommendations for determining the technological consumption of electricity in transformers and power lines]*, SOU-NEE 40.1-37471933-82:2013, Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, Kyiv, 2013. Accessed: May 20, 2024. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text> (in Ukrainian)

*Надійшла (received) 07.06.2024*

#### *Відомості про автора (-іє) / About the Author (-s)*

**Семенов Анатолій Олексійович (Anatolii Semenov)** – кандидат фізико-математичних наук, доцент, Полтавський державний аграрний університет, професор кафедри механічної та електричної інженерії; м. Полтава, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3184-6925>; e-mail: [anatolii.semenov@pdau.edu.ua](mailto:anatolii.semenov@pdau.edu.ua).

**Харак Руслан Миколайович (Ruslan Kharak)** – кандидат технічних наук, доцент, Полтавський державний аграрний університет, доцент кафедри механічної та електричної інженерії; м. Полтава, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6131-8501>; e-mail: [ruslan.kharak@pdau.edu.ua](mailto:ruslan.kharak@pdau.edu.ua).

**Арендаренко Володимир Миколайович (Volodymyr Arendarenko)** – кандидат технічних наук, доцент, Полтавський державний аграрний університет, професор кафедри будівництва та професійної освіти; м. Полтава, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0701-7983>; e-mail: [volodymyr.arendarenko@pdau.edu.ua](mailto:volodymyr.arendarenko@pdau.edu.ua).

**Бичков Ярослав Михайлович (Yaroslav Bychkov)** – кандидат технічних наук, доцент, Полтавський державний аграрний університет, доцент кафедри механічної та електричної інженерії; м. Полтава, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7559-127X>; e-mail: [yaroslav.bychkov@pdau.edu.ua](mailto:yaroslav.bychkov@pdau.edu.ua).

*I. В. ХОМЕНКО, О. А. ПЛАХТІЙ, Ю. І. ПАНФІЛОВ, Д. А. ШУРІПА*

## ДОСВІД РОЗРОБКИ ТА ВИКОРИСТАННЯ ТРЕНАЖЕРІВ ДЛЯ ПРОФЕСІЙНОЇ ПІДГОТОВКИ ФАХІВЦІВ У ГАЛУЗІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Розглянуті питання розробки тренажерів для навчання та тестування електроенергетиків та студентів електроенергетичних спеціальностей. Вони базуються на сучасних знаннях в галузі електроенергетики. Приведено основні характеристики тренажерів та вимоги до їх комп'ютерного забезпечення. Розробки реалізують нову методику практичного навчання та тестування електроенергетиків і можуть бути використані на всіх етапах підготовки інженера-електрика. Розглянуті тренажери базуються на поєднанні практичних і теоретичних знань електроенергетичної галузі. Метою розробок є активізація та підвищення ефективності навчального процесу за рахунок впровадження нових технологій навчання. Технічні можливості програмного забезпечення реалізують як індивідуальну, так і командну роботу студентів та електроенергетичного персоналу. Відзначено, що за останні роки на кафедрі передача електричної енергії Національного технічного університету "Харківський політехнічний інститут" розроблено та впроваджено в навчальний процес два професійні тренажери, що реалізовані у вигляді двох лабораторних практикумів. Перший допомагає студентам вивчати основні положення Нормативної документації в електроенергетичній галузі, другий – правила та послідовність оперативних перемикачів в електричних мережах. Крім того, фахівці визначають високу ефективність тренажерних систем на базі прецедентно-аналітичних моделей. Розглянуто тренажерну програму за циклом Демінга. Її основою є відома концепція постійного поліпшення якості «Плануй-Виконуй-Перевірй-Дій» (Plan, Do, Check, Act). Для електроенергетичної галузі підхід на основі циклу Демінга може складатись з циклічного планування діяльності, виконання запланованих дій, перевірки отриманих результатів та корегування невідповідності очікуванням. Детально представлений прецедентно-сценарний метод конструювання тренажерної системи на базі програмної платформи системи тренування за циклом Демінга.

**Ключові слова:** тренажер, електроенергетика, експлуатація електроенергетичного обладнання, оперативні перемикачання, прецедентно-аналітична модель, комп'ютерна програма.

*I. V. KHOMENKO, O. A. PLAKHTII, YU. I. PANFILOV, D. A. SHURIPA*

## EXPERIENCE IN THE DEVELOPMENT AND USE OF SIMULATORS FOR PROFESSIONAL TRAINING OF SPECIALISTS IN THE ELECTRIC POWER INDUSTRY

Issues of development of simulators for training and testing of electrical engineers and students of electrical engineering specialties were considered. They are based on modern knowledge in the field of electricity. The main characteristics of simulators and requirements for their computer support are given. The developments implement a new method of practical training and testing of electrical engineers and can be used at all stages of electrical engineer training. The considered simulators are based on a combination of practical and theoretical knowledge of the electric power industry. The purpose of the developments is to activate and increase the efficiency of the educational process due to the introduction of new learning technologies. The technical capabilities of the software implement both individual and team work of students and electric power personnel. It was noted that in recent years, two professional simulators, implemented in the form of two laboratory workshops, have been developed and implemented in the educational process at the department of electrical energy transmission of National technical university "Kharkiv polytechnic institute". The first helps students study the main provisions of the Normative Documentation in the power industry, the second – the rules and sequence of operational switching in electrical networks. In addition, experts determine the high efficiency of training systems based on precedent-analytical models. The exercise program according to the plan-do-check-act cycle is considered. Its basis is the well-known concept of continuous quality improvement "Plan-Do-Check-Act" (Deming's cycle). For the electric power industry, a plan-do-check-act cycle approach can consist of cyclical planning of activities, implementation of planned actions, verification of results obtained and correction of non-conformance to expectations. The precedent-scenario method of constructing a training system based on the software platform of the training system based on the plan-do-check-act scenario is presented in detail.

**Keywords:** simulator, electric power engineering, operation of electric power equipment, operational switches, precedent-analytical model, computer program.

**Постановка проблеми.** Дефіцит знань та навиків спеціалістів електроенергетичної галузі може привести до суттєвих збитків та аварійних ситуацій. Це може привести до втрати обладнання значної вартості та загрожувати життю та здоров'ю персоналу. Високий рівень професійної підготовки персоналу забезпечується широким впровадженням різноманітних тренажерів [1, 2]. Розробка професійних тренажерів в електроенергетичній галузі представляє собою складне питання, як з точки зору підготовки теоретичного і практичного матеріалу, так і розробки програмного забезпечення [3]. У нашій країні та за кордоном декілька наукових шкіл приділяє цьому питанню значну увагу. Одні з них основну увагу приділяють теоретичним знанням, вивченню основ нормативної літератури та документації. Інші закріплюють практичні знання та навички. Системний

підхід в цьому питанні забезпечує високий рівень професійної підготовки персоналу електроенергетичної галузі, що в свою чергу забезпечує надійну та ефективну роботу електроенергетичної галузі. Більше 10 років на кафедрі передачі електричної енергії Національного технічного університету "Харківський політехнічний інститут" (НТУ "ХПІ") створюються та впроваджуються в навчальний процес професійні тренажери. Вони використовуються для підготовки магістри для електроенергетичної галузі.

**Огляд літератури.** В сучасних умовах науково-технічного прогресу динамічний розвиток електроенергетичної галузі неможливий без впровадження та розвитку передових науково-педагогічних технологій. Тренажери, симулятори та професійні ігри стають класичним напрямком цієї

© I. В. Хоменко, О. А. Плахтій, Ю. І. Панфілов, Д. А. Шуріпа, 2024



діяльності. Як правило вони базуються на сучасних комп'ютерних технологіях [1]. Зацікавленість та висока ефективність професійних тренінгів забезпечується використанням ігрових технологій [2–4]. Електроенергетична галузь є системоутворюючою для кожної країни. Тому зарубіжні фахівці приділяють цьому питанню значну увагу [5]. Особливий прогрес та високий рівень їх програмних науково-практичних продуктів пов'язаний з використанням сучасних комп'ютерних технологій та сучасного математичного апарату [6–8]. Серед вітчизняних фахівців в цьому напрямку виділяються розробка прецедентно-аналітичних моделей [9]. Безумовно, перспективним напрямком розвитку таких технологій є використання штучного інтелекту, як у нас в країні так і за кордоном [10, 11].

**Мета статті** полягає в розгляді основних принципів створення та ефективного використання професійних тренажерів для електроенергетичної галузі.

**Виклад основного матеріалу.** За останні роки на кафедрі передачі електричної енергії НТУ «ХПІ» розроблено та впроваджено в учбовий процес два професійні тренажери, що реалізовані у вигляді двох лабораторних практикумів.

Перший допомагає студентам вивчати основні положення Нормативної документації в електроенергетичній галузі, другий – правила та послідовність оперативних перемикачів в електричних мережах. Ці тренажери представлені у вигляді двох лабораторних практикумів схожих по своїй структурі. Вони складаються з наступних розділів: загальні положення, скорочення, нормативно-правові документи, основні терміни та визначення.

Перший лабораторний практикум розглядає організаційні та технічні питання експлуатації електричних мереж та основного енергетичного обладнання, другий – технічну складову оперативних перемикачів та логіку перемикачів при цьому значна увага приділяється підготовці бланків перемикачів.

Приведені лабораторні практикуми та тренажери базуються на непростому професійному матеріалі електроенергетичної галузі, проте систематична робота студента за 2-3 місяці дає хороші результати.

Призначення комп'ютерної програми «ETEST» є навчання і перевірка знань студентів з курсу «Організація енергоспоживання». Програма створена в середовищі «Borland Delphi 7.0» та орієнтована на функціонування в операційній системі починаючи з Windows XP. Система має об'єктно-орієнтований інтерфейс [1], представлений основною формою (рис. 1) з незалежними дочірніми вікнами, що відкриваються.

Система складається з трьох умовно незалежних частин: програми навчання з курсу «Організація енергоспоживання», програми тестування знань з курсу «Організація енергоспоживання» та модулю для генерації тестів у вигляді окремих аркушів на випадок відсутності комп'ютерної бази.

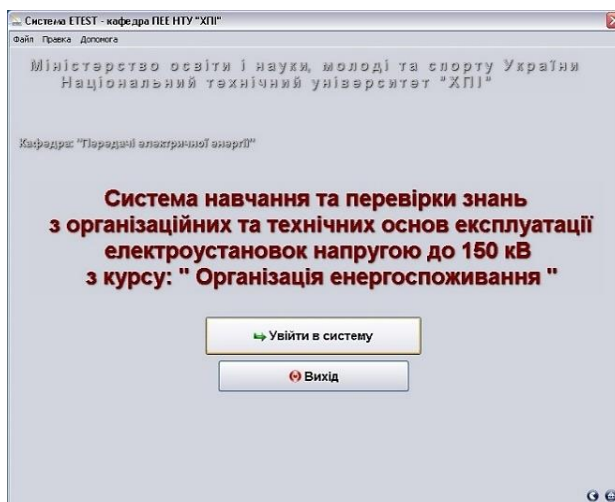


Рисунок 1 – Основна форма програми

Програма навчання (рис. 2) дозволяє ознайомитися та закріпити знання з організаційних та технічних основ експлуатації електроустановок напругою до 150 кВ з курсу «Організація енергоспоживання». У режимі навчання тестування проходить анонімно, результати тестування не записуються в журнал звітності. У випадку неправильної відповіді на питання користувачеві наводиться коментар з короткими поясненнями допущених ним помилок.

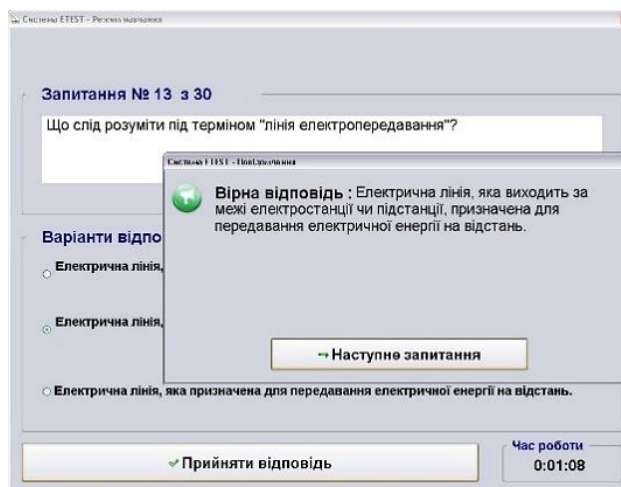


Рисунок 2 – Основна форма програми навчання

Програма тестування (рис. 3) дозволяє визначити рівень знань студента з курсу «Організація енергоспоживання». Після проходження тесту студентові виставляється оцінка, вся інформація (прізвище, ім'я, номер групи, дата та час проходження тесту, оцінка та ін.) про проходження тесту записується до журналу звітності. У режимі контролю перед тестуванням користувачеві пропонується ідентифікувати себе (вказати своє прізвище, ім'я та групу), всі користувачі розподілені за групами, що полегшує пошук.

Далі користувач проходить тест. При неправильній відповіді на запитання, на відміну від режиму навчання, роз'яснень не наводиться та

встановлюється обмеження за часом на надання відповіді.

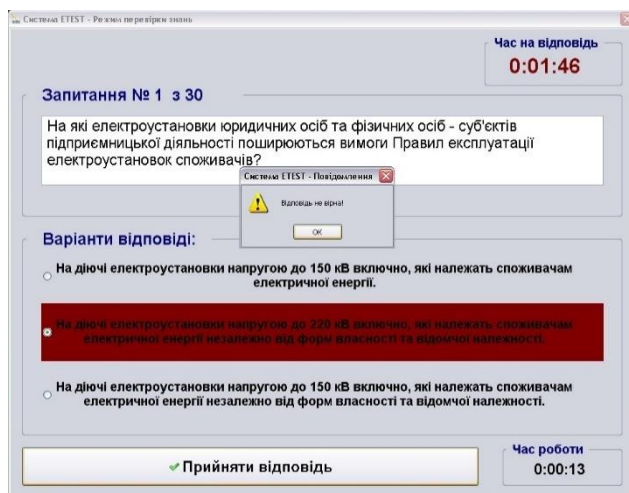


Рисунок 3 – Основна форма програми тестування

Виставлена оцінка й вся інформація з проходження тесту записується в журнал звітності. Частина перегляду результатів активізується при виборі відповідного пункту з основного меню програми.

Другий тренажер присвячений оперативним перемиканням в електроустановках. Він має завдання, електричну схему, послідовність перемикань. Причому кожне перемикання має пояснення. Нижче наведено приклади завдань даного тренажера.

Завдання 1: Вимкнути повітряну лінію (ПЛ) 110 кВ та виконати її заземлення (рис. 4).

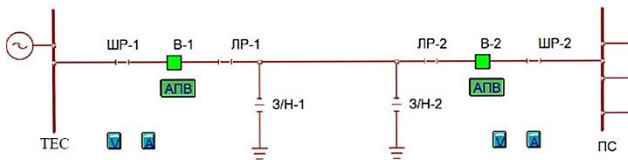


Рисунок 4 – Схема до завдання 1

Послідовність перемикань для вирішення задачі 1:

- вимкнути автоматичне повторне ввімкнення (АПВ) з боку генератора – це необхідно для того, щоб при вимкненні вимикача В-1 обслуговуючим персоналом не спрацювало АПВ;
- вимкнути вимикач В-1 для зняття навантаження з боку генератора 110 кВ;
- вимкнути АПВ з боку навантаження – це необхідно для того, щоб при вимкненні вимикача В-2 обслуговуючим персоналом не спрацювало АПВ;
- вимкнути вимикач В-2 для зняття навантаження з боку лінії;
- вимкнути лінійний роз'єднувач ЛР-2 – створення візуального розриву ланцюга;
- вимкнути лінійний роз'єднувач ЛР-1 – створення візуального розриву ланцюга;
- ввімкнути заземлюючий ніж ЗН-1 для забезпечення безпечної роботи;
- ввімкнути заземлюючий ніж ЗН-2 для забезпечення безпечної роботи.

Завдання 2 є зворотнім завданням 1 – зняти заземлення і ввімкнути в роботу повітряну лінію 110 кВ (рис. 5).

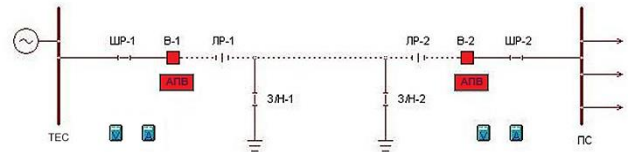


Рисунок 5 – Схема до завдання 2

Послідовність перемикань для вирішення задачі 2:

- вимкнути заземлюючий ніж ЗН-2 для уникнення коротких замикань при введенні лінії в роботу;
- вимкнути заземлюючий ніж ЗН-1 для уникнення коротких замикань при введенні лінії в роботу;
- ввімкнути лінійний роз'єднувач ЛР-1 – відновлення схеми ланцюга;
- ввімкнути лінійний роз'єднувач ЛР-2 – відновлення схеми ланцюга;
- вимкнути вимикач В-2 – введення в роботу ПЛ 110 кВ;
- вимкнути вимикач В-1 – введення в роботу ПЛ 110 кВ;
- ввімкнути АПВ з боку генератора для забезпечення надійної роботи ПЛ;
- ввімкнути АПВ з боку навантаження для забезпечення надійної роботи ПЛ.

Вірні операції підкріплюються кольоровою гамою, невірні – підказками. Все це допомагає студенту вивчати учбовий матеріал, а надалі і проходити тестування.

За останні роки високу ефективність показали тренажерні системи на базі прецедентно-аналітичних моделей. Розглянемо це питання більш детально.

Відомо, що головним завданням електроенергетичних підприємств є надійність електропостачання при забезпеченні необхідної якості та ефективності. Характерною особливістю кожного промислового підприємства є зосередження уваги його керівництва на питаннях виробництва і бажання збільшити його обсяги. Внаслідок цього не завжди приділяється увага такому важливому для функціонування підприємства питанню, як ефективне використання енергоносіїв та їх вартість.

Підприємствам слід дуже серйозно розглянути питання про необхідність посади енергоменеджера, а у разі економічної доцільності – організації групи енергоменеджменту. Але необхідні навички спеціаліст може отримати або в реальних умовах роботи, або за допомогою спеціальної (тренажерної) підготовки. Оскільки перший варіант може бути пов'язаний із зайвими витратами та ризиками, перевагу слід віддавати тренажерній підготовці фахівців в електроенергетичній галузі.

Розглянемо тренажерну програму за циклом Демінга Plan, Do, Check, Act (PDCA). У 2018 р. було опубліковано поновлений стандарт ISO 50001:2018 [1],

який встановлює вимоги до системи енергетичного менеджменту організації. Основою таких вимог є відома концепція постійного поліпшення якості «Плануй-Виконуй-Перевірй-Дій» (Plan, Do, Check, Act). Для електроенергетичного підприємства підхід на основі циклу PDCA може складатись з циклічного планування діяльності, виконання запланованих дій, перевірки отриманих результатів та корегування невідповідності очікуванням.

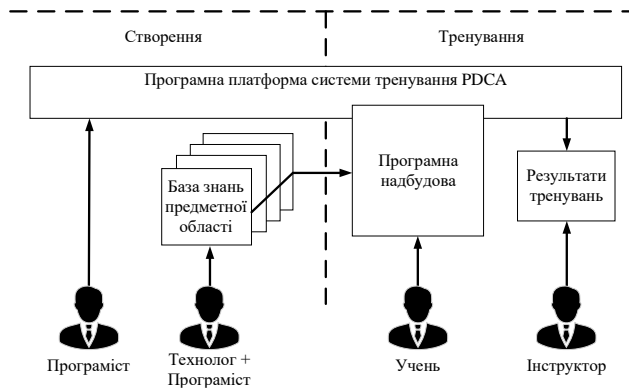


Рисунок 6 – Структурна схема прецедентного методу конструювання

В основі прецедентно-сценарного методу конструювання тренажерної системи лежить програмна платформа системи тренування за сценарієм PDCA. Ця платформа забезпечує виконання циклічного алгоритму міркувань на основі прецедентів квазістаціонарного енергоспоживання обраних технологічних систем. Конкретне наповнення тренажерної системи виконується за рахунок бази знань предметних областей обраних технологічних систем, які утворюють програмну надбудову над системою тренування. До складу кожної з предметних областей бази знань, які створюються за участі технолога, входять наступні елементи:

- база прецедентів еталонного енергоспоживання технологічної системи;
- база прецедентів проблемного енергоспоживання;
- структура технологічної системи і точки контролю технологічних параметрів;
- бібліотека факторів появи енергетичних втрат;
- бібліотека заходів з підвищення енергетичної ефективності.

Конструювання комп'ютерного тренажеру починається з визначення узагальнених структурних схем обраних технологічних систем і контрольних точок заміру впливових технологічних параметрів. Після цього, з використанням існуючої системи моніторингу енергоспоживання, створюється база прецедентів еталонного енергоспоживання технологічної системи в квазістаціонарних режимах роботи. За участі експерта-технолога створюється бібліотека факторів появи енергетичних втрат із зазначенням усереднених енергетичних втрат, а також бібліотека заходів з усунення енергетичних втрат із зазначенням їх ефективності і вартості впровадження.

Таким чином, за участі експертів-технологів, формуються бази знань по усім технологічним системам виробництва з яких утворюється програмна надбудова тренажерної системи електроенергетиків.

Програмна платформа системи тренування PDCA складається з трьох основних модулів (рис. 7):

- модуля створення проблемних ситуацій;
- модуля трансформації прецедентів;
- модуля оцінювання.

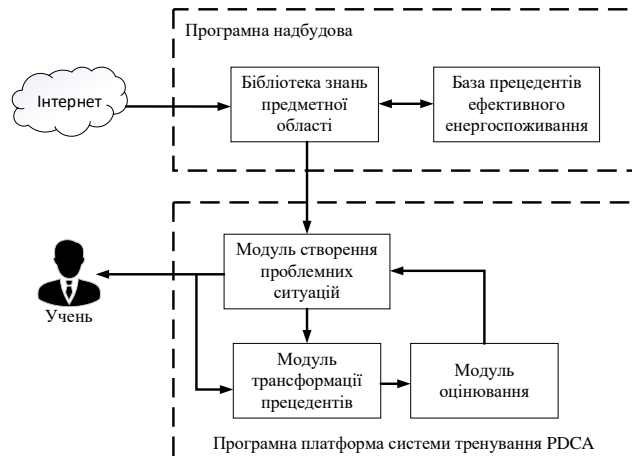


Рисунок 7 – Структурна схема програмного забезпечення комп'ютерного тренажеру енергоменеджера

Модуль створення проблемних ситуацій призначений для створення візуального образу проблемного енергетичного стану технологічної системи і обрання заходів, спрямованих на підвищення надійності та енергетичної ефективності. В залежності від плану і завдання тренування для створення проблемної ситуації використовуються різні прецеденти проблемного енергоспоживання, які накопичені в бібліотеці знань предметної області.

Модуль трансформації прецедентів призначений для перерахунку параметрів поточної проблемної ситуації з урахуванням обраних учнем електротехнічних заходів і економічних обмежень. Отримані після перерахунку параметри порівнюються з еталонними параметрами ефективного енергоспоживання і по результатам порівняння оцінюються дії учня.

Модуль оцінювання призначений для оцінки поточних і планування наступних кроків тренування в залежності від їх успішності. До сценарію тренування можуть бути послідовно включені кілька технологічних систем, що наближає сценарій тренування до реальних дій енергетичних служб в умовах виробництва.

Формування моделі тренувального процесу починається з обрання даних для предметної області. В першу чергу це вибір галузі, до якої відноситься підприємство. В нашому випадку це:

- об'єкти електроенергетики;
- моделювання процесів електропередачі та споживання електроенергії;
- схемні рішення.

Наступним кроком обираються технологічні системи, на яких буде протікати тренування. Це можуть бути

- електрична станція;
- високовольтна підстанція;
- тягова підстанція;
- повітряна лінія електропередачі;
- кабельна лінія електропередачі;
- інша.

Кожна технологічна система представляється мнемосхемою, зручною для тренувань і точками контролю технологічних параметрів.

Крім того, для кожної технологічної системи збирається бібліотека заходів з енергозабезпечення, до складу якої входять надійність та енергетична ефективність і вартість впровадження кожного заходу.

Узагальнена схема формування траєкторій тренування на основі прецедентно-аналітичного підходу представлена на рис. 8.

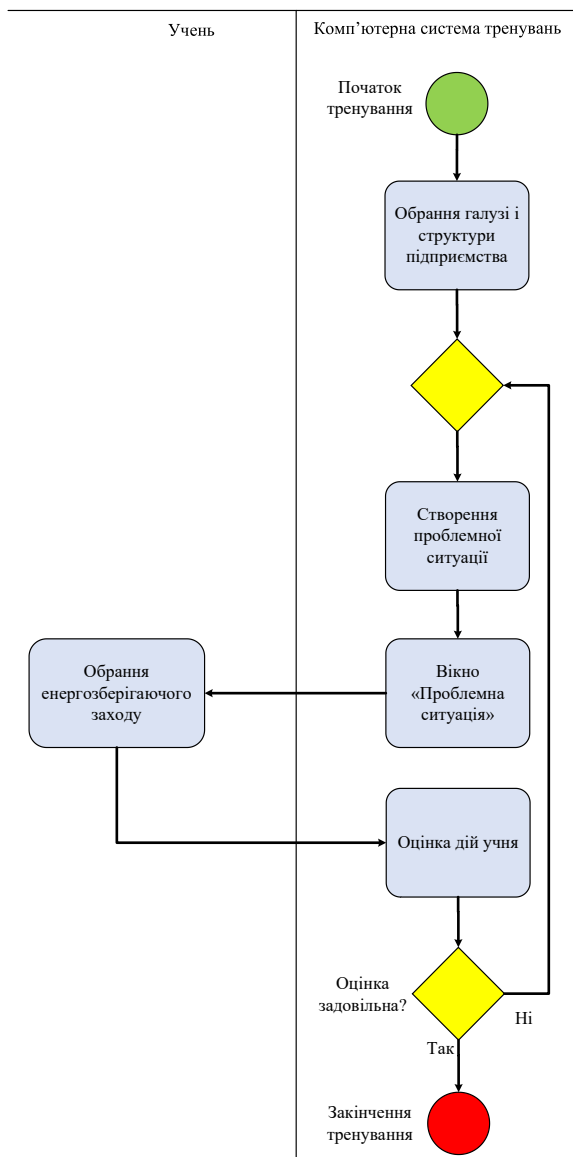


Рисунок 8 – Узагальнена схема тренування енергоменеджера

На початку тренування учень обирає галузь і технологічні системи, з якими він зустрічатиметься на практиці. Після цього комп'ютерна система тренувань, згідно з програмою тренування, створює ситуацію з підвищеним енергоспоживанням для першої технологічної системи. На екран монітора виводиться мнемосхема з технологічними параметрами та значеннями поточного та базового енергоспоживання. Перед учнем постає задача із запропонованого переліку енергозберігаючих заходів обрати підходящий для зменшення енергетичних втрат з урахуванням обмежень. Комп'ютерна система тренувань у відповідності до алгоритму трансформації прецедентів перераховує нові значення технологічних параметрів і оцінює дії учня. Після цього, в залежності від результатів оцінювання, виконується перехід або до наступної технологічної системи, або повернення до попередньої.

**Висновки.** Таким чином, в статті розглянуто досвід розробки та використання тренажерних систем при організації навчального процесу на кафедрі передачі електричної енергії НТУ «ХПІ». Перший тренажер, програмний комплекс «EATEST», допомагає опанувати організаційні та практичні знання необхідні при експлуатації високовольтного обладнання. Другий – забезпечує необхідний рівень знань при проведенні оперативних перемикачів. Такі знання необхідні при проведенні ремонтних та профілактичних робіт в електричних мережах та електротехнічних установках. Третій тренажер побудований на прецедентно-аналітичній моделі та забезпечує необхідні навички при управлінні електроенергетичною галуззю. Суттєвий позитивний результат використання цих тренажерів отриманий при навчанні енергоменеджерів з енергоефективності та енергозбереження на підприємствах легкої промисловості [11].

### Список літератури

1. Абрамович Р. П., Самойлов В. Д. Технологія конструювання комп'ютерних систем підготовки персоналу в енергетиці. Київ : «Прометей», 2021. 111 с.
2. Жукова О. А. Ігрові технології: інноваційно-методичний аспект професійної підготовки. *Науковий часопис Національного педагогічного університету імені М. П. Драгоманова. Серія 16. Творча особистість учителя: проблеми теорії і практики.* 2016. № 27 (37). С. 46–51.
3. Комп'ютерна програма ігрового тестування та навчання електроенергетиків «Професіонал»: авторське свідоцтво 31692 Україна / І. В. Хоменко, І. В. Обруч, М. І. Хоменко. Оpubл. 25.06.2010, Бюл. № 21.
4. Хоменко І. В., Панфілов Ю. І., Омеляненко Г. В. Розробка професійної гри для електроенергетиків «Професіонал». *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність.* 2023. № 1 (6). С. 99–104. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2023.01.16>.
5. Kaybiyaynen D.-A. Network cooperation in the training of engineering elite for regional economies. *2014 International Conference on Interactive Collaborative Learning (ICL)*, Dubai, United Arab Emirates, 3–6 December 2014. P. 616–618. DOI: <https://doi.org/10.1109/icl.2014.7017842>.
6. GridLAB-D Simulation Software. *GridLAB-D*. URL: <https://www.gridlabd.org/>.
7. HOMER - Hybrid Renewable and Distributed Generation System Design Software. *HOMER Software*. URL: <https://www.homerenergy.com/>.

8. PSS@SINCAL – simulation software for electric and pipe networks. *Siemens*. URL: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/planning/pss-software/pss-sincal.html>.
9. Прецедентно-аналітична модель тренажерної системи для енергоменеджерів / Б. Н. Плєскач та ін. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2021. № 2 (64). С. 42–49. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2021.247367>.
10. Шерстюк В. Г. Сценарно-прецедентна модель навчально-тренажерної інтелектуальної системи. *Штучний інтелект*. 2013. № 4. С. 488–500.
11. Energy Manager - Pro Solution. *NADA Scientific*. URL: [https://nadascientific.com/engineering\\_education/energy-manager-pro-solution.html](https://nadascientific.com/engineering_education/energy-manager-pro-solution.html) (дата звернення: 06.04.2024).
4. I. Khomenko, Y. Panfilov, and H. Omelianenko, “Development of a professional game for power engineers “Professional””, *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (6), pp. 99–104, Jul. 2023, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2023.01.16> (in Ukrainian)
5. D.-A. Kaybiyaynen, “Network cooperation in the training of engineering elite for regional economies”, in *2014 International Conference on Interactive Collaborative Learning (ICL)*, Dubai, United Arab Emirates, Dec. 3–6, 2014. pp. 616–618, doi: <https://doi.org/10.1109/icl.2014.7017842>
6. “GridLAB-D Simulation Software.” GridLAB-D. [Online]. Available: <https://www.gridlabd.org/>
7. “HOMER - Hybrid Renewable and Distributed Generation System Design Software.” HOMER Software. [Online]. Available: <https://www.homerenergy.com/>
8. “PSS@SINCAL – simulation software for electric and pipe networks.” Siemens. [Online]. Available: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/planning/pss-software/pss-sincal.html>
9. B. Pleskach, V. Samoilo, V. Prokopenko, and O. Zakladnyi, “Precedent-analytical model of exercise system for energy managers”, *POWER ENGINEERING: economics, technique, ecology*, no. 2, Dec. 2021, doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2021.247367> (in Ukrainian)
10. V. H. Sherstiuk, “Scenario-Case Model for Intelligent Training System”, *Shtuchnyi intelekt [Artificial Intelligence]*, no. 4, pp. 488–500, 2013. (in Russian)
11. “Energy Manager - Pro Solution.” NADA Scientific. Accessed: Apr. 6, 2024. [Online]. Available: [https://nadascientific.com/engineering\\_education/energy-manager-pro-solution.html](https://nadascientific.com/engineering_education/energy-manager-pro-solution.html)

## References

1. R. P. Abramovych and V. D. Samoilo, *Tekhnolohiia konstruiuvannya kompiuternykh system pidhotovky personalu v enerhetytsi [Technology of designing computer systems for personnel training in the energy sector]*. Kyiv: «Prometei», 2021. (in Ukrainian)
2. O. A. Zhukova, “Game techniques in education: Innovative methods of professional training”, *Naukovyi chasopys Natsionalnoho pedahohichnoho universytetu imeni M. P. Drahomanova. Seriia 16. Tvorchia osobystist uchytelia: Problemy teorii i praktyky [Scientific Journal of the National Pedagogical Dragomanov University. Series 16. Creative personality of a teacher: Problems of theory and practice]*, no. 27 (37), pp. 46–51, 2016. (in Ukrainian)
3. I. V. Khomenko, I. V. Obruch, M. I. Khomenko, “Kompiuterna prohrama ihrovoho testuvannya ta navchannya elektroenerhetykiv “Professional” [Software for game testing and training of electricians “Professional”],” Ukrainian Copyright certificate 31692, Jun. 25, 2010. (in Ukrainian)

Надійшла (received) 06.06.2024

## Відомості про автора (-іє) / About the Author (-s)

**Хоменко Ігор Васильович (Igor Khomenko)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», професор кафедри передачі електричної енергії; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5141-5391>; e-mail: [igor.v.khomenko@gmail.com](mailto:igor.v.khomenko@gmail.com).

**Плахтій Олександр Андрійович (Oleksandr Plakhtii)** – кандидат технічних наук, доцент, Український державний університет залізничного транспорту, доцент кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1535-8991>; e-mail: [a.plakhtiy1989@gmail.com](mailto:a.plakhtiy1989@gmail.com).

**Панфілов Юрій Іванович (Yurii Panfilov)** – кандидат психологічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри педагогіки та психології управління соціальними системами ім. акад. І. А. Зязюна; м. Харків, Україна; e-mail: [u.i.panfilov@gmail.com](mailto:u.i.panfilov@gmail.com).

**Шуріпа Данило Андрійович (Danylo Shuripa)** – здобувач кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; e-mail: [danylo.shuripa@iee.khpi.edu.ua](mailto:danylo.shuripa@iee.khpi.edu.ua).

*С. Ю. ШЕВЧЕНКО, Д. О. ДАНИЛЬЧЕНКО, Р. О. ГАНУС, В. В. ВАРВ'ЯНСЬКА*

## МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ВОЛОГОРОЗРЯДНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ІЗОЛЯТОРІВ.

У статті представлено детальний аналіз та порівняння методів розрахунку вологоровозрядної напруги ізоляторів. Початкова частина роботи присвячена короткому огляду принципів, що лежать в основі розряду у повітрі вздовж поверхні ізоляторів, що є ключовим аспектом для розуміння вологоровозрядних процесів. Розглядаються дві основні методики розрахунку вологоровозрядної напруги. Перша методика базується на формулі Теплера, яка потребує використання специфічних вихідних даних, що можуть бути отримані лише експериментально. Цей підхід, хоч і є класичним, утруднює його практичне застосування через складність отримання необхідних параметрів у реальних умовах. Друга методика, описана у літературі, опирається на загальнодоступні дані, що значно спрощує процес розрахунку. На основі цієї методики було створено автоматизований інструмент для розрахунку вологоровозрядних характеристик ізоляторів. Використання цього інструменту дозволяє знизити залежність від експериментальних даних, забезпечуючи точні результати з мінімальними витратами часу та ресурсів. Для ілюстрації ефективності запропонованого інструменту було проведено розрахунок вологоровозрядних характеристик для ізолятора типу ЛК 70-110. За результатами аналізу, вологоровозрядна напруга для цього ізолятора становить 549 кВ, а напруженість – 2,1 кВ на сантиметр довжини шляху струму витoku. Ці показники співпадають з середніми значеннями, отриманими за допомогою першої методики, що підтверджує надійність і точність нової методики. Зроблені висновки свідчать про те, що друга методика розрахунку є повністю задовільною для стандартних розрахунків ізоляторів. Вона також може бути застосована у специфічних умовах, таких як підземні підстанції, де точність і оперативність є критично важливими. Таким чином, запропонована методика розрахунку може стати ефективним інструментом для інженерів та науковців, що займаються проектуванням та аналізом ізоляційних систем. Ця робота робить значний внесок у розробку та вдосконалення методів оцінки вологоровозрядних характеристик ізоляторів, що є важливим кроком до підвищення надійності електричних мереж та безпеки їх експлуатації.

**Ключові слова:** вологоровозрядна напруга, ізолятори, методика розрахунку, формула Теплера, електричні розряди, автоматизований інструмент розрахунку.

*S. YU. SHEVCHENKO, D. O. DANYLCHENKO, R. O. HANUS, V. V. VARVIANSKA*

## METHODS FOR CALCULATING THE MOISTURE DISCHARGE CHARACTERISTICS OF INSULATORS

This paper presents a detailed analysis and comparison of methods for calculating the moisture discharge voltage of insulators. The initial section provides a brief overview of the principles underlying air discharge along the surface of insulators, which is crucial for understanding moisture discharge processes. Two primary calculation methods for moisture discharge voltage are considered. The first method is based on Tepler's formula, which requires specific input data that can only be obtained experimentally. Although this approach is classical, it complicates practical application due to the difficulty of acquiring the necessary parameters under real-world conditions. The second method, described in the literature, relies on readily available data, significantly simplifying the calculation process. Based on this method, an automated tool for calculating the moisture discharge characteristics of insulators has been developed. The use of this tool reduces dependency on experimental data, providing accurate results with minimal time and resource expenditure. To demonstrate the effectiveness of the proposed tool, a moisture discharge characteristic calculation was performed for the insulator type LK 70-110. According to the analysis results, the moisture discharge voltage for this insulator is 549 kV, with a stress of 2.1 kV per centimeter of leakage current path length. These figures align with the average values obtained using the first method, confirming the reliability and accuracy of the new approach. The conclusions indicate that the second calculation method is fully satisfactory for standard insulator calculations. It can also be applied in specific conditions, such as under-chemo-substations, where precision and efficiency are critically important. Thus, the proposed calculation method can become an effective tool for engineers and researchers involved in the design and analysis of insulation systems. This work significantly contributes to the development and improvement of methods for assessing the moisture discharge characteristics of insulators, representing an essential step towards enhancing the reliability and safety of electrical networks and their operation.

**Keywords:** moisture-discharge voltage, insulators, calculation method, Tepler's formula, electrical discharges, automated calculation tool.

**Вступ.** Ізолятори відіграють критично важливу роль в електричних мережах, забезпечуючи розділення струмопровідних частин та підтримуючи їхню функціональність навіть у складних умовах експлуатації. Однією з найбільш поширених проблем, що виникають при їх використанні, є явище вологоровозряду [1]. Вологоровозрядні напруги можуть суттєво знижувати ефективність ізоляції, призводячи до збоїв у роботі електричних систем. Тому правильний розрахунок цих напруг є ключовим аспектом для проектування надійних ізоляційних систем [2]. Ця стаття присвячена аналізу та порівнянню двох методик розрахунку вологоровозрядної напруги, зокрема, оцінці їхньої практичної застосовності та точності для використання в підземних підстанціях.

**Мета статті.** Метою даної роботи є порівняння двох методик розрахунку вологоровозрядної напруги ізоляторів: методики, заснованої на формулі Теплера,

та альтернативної методики, яка використовує загальнодоступні дані. Основна увага приділяється розробці та верифікації автоматизованого інструменту для розрахунку вологоровозрядних характеристик ізоляторів. Крім того, стаття ставить за мету визначити, наскільки новий підхід може замінити класичний метод у практичних умовах та сприяти розробці нормативів для підземних підстанцій.

**Розряд у повітрі вздовж поверхні ізоляторів.** Розглянемо вплив твердого діелектрика на виникнення і розвиток розряду в повітрі вздовж поверхні ізолятора. У конструкції (на рис. 1 а) силові лінії електричного поля паралельні до поверхні діелектрика і поле однорідне. У конструкції (на рис. 1 б) поле неоднорідне і тангенціальна складова напруженості поля на поверхні діелектрика  $E_t$  переважає над нормальною складовою  $E_n$ . У конструкції (на рис. 1 в) поле також неоднорідне, але переважає нормальна складова.

© С. Ю. Шевченко, Д. О. Данильченко, Р. О. Ганус, В. В. Варв'янська, 2024

Перша конструкція порівняно рідко трапляється в реальних умовах, але зручна під час виявлення впливу характеристик діелектрика на виникнення розряду, друга і третя конструкції трапляються часто (опорні та прохідні ізолятори).

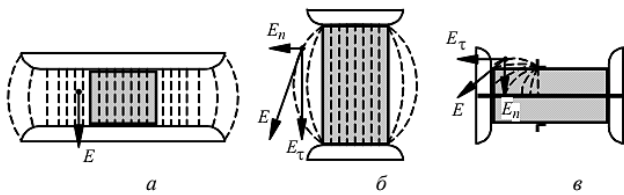


Рисунок 1 – Характерні конструкції повітряних проміжків із твердим діелектриком

В ізоляційній конструкції електрична міцність проміжку з діелектриком менша, ніж міцність чисто повітряного проміжку. Це пов'язано з адсорбцією вологи з навколишнього повітря на поверхні діелектрика, а також із мікропроміжками між твердим діелектриком і електродом. Поверхня всіх тіл у вологому повітрі покрита найтоншою плівкою води. Іони, що утворюються в цій плівці під дією електричного поля, переміщуються до електродів. У результаті цього поле поблизу електродів посилюється, а в середині проміжку – послаблюється. Посилення поля біля електродів призводить до зниження електричної міцності проміжку. Це зниження тим більше, чим гігроскопічніший діелектрик.

Наприклад, скло є більш гігроскопічним матеріалом, ніж глазурована порцеляна, тому напруга перекриття вздовж поверхні скла нижча, ніж уздовж порцеляни.

Зменшення напруги перекриття ізолятора за наявності мікрозазору між діелектриком і електродом або мікротріщини на поверхні діелектрика пов'язане зі збільшенням у них напруженості поля внаслідок відмінності діелектричних проникностей повітря і твердого діелектрика (діелектрична проникність твердого діелектрика в 3–4 рази більша, ніж повітря). Збільшення напруженості поля до мікрозазорів призводить до виникнення там іонізаційних процесів, продукти яких (іони та електрони), потрапляючи в основний проміжок, створюють місцеве посилення поля, що призводить до зменшення напруги перекриття.

Для збільшення розрядної напруги проміжку з твердим діелектриком прагнуть використовувати малогігроскопічні діелектрики або створити покриття з малогігроскопічних матеріалів, що захищають діелектрик від контакту з парами води (наприклад, глазурування поверхні порцеляни), а також забезпечити надійне, без мікрозазорів, сполучення тіла ізолятора з металевою арматурою, використовуючи цементні закладені та еластичні провідні прокладки.

В ізоляційній конструкції (див. рис. 1 б) поле неоднорідне, отже, як і в разі чисто повітряного проміжку, розрядна напруга менша, ніж в однорідному полі. Вплив гігроскопічності діелектрика і мікропроміжків тут якісно такий самий, як і в

конструкції на рис. 1 а, але він слабкіше виражений, тому що електричне поле і без того істотно неоднорідне. За досить великої неоднорідності поля в цій ізоляційній конструкції, як і в чисто повітряному проміжку, виникає коронний розряд. Утворені при цьому озон і оксиди азоту впливають на твердий діелектрик. Найбільшу небезпеку коронний розряд становить для полімерної ізоляції, особливо якщо він має стримерну форму. Температура в каналі стримера досить висока, і зіткнення його з поверхнею діелектрика може призводити до термічного розкладання діелектрика й утворення обугленого сліду (треку) з часом зростає, що призводить до перекриття ізолятора з незворотною втратою ним електричної міцності.

Усе сказане справедливо і для конструкції на рис. 1 в. Велика нормальна складова електричного поля сприяє зближенню каналу стримера з поверхнею діелектрика, що підвищує ймовірність пошкодження діелектрика. Електрична міцність цієї конструкції ще менша, ніж конструкція на рис. 1 б. Канали стримерів, що розвиваються вздовж поверхні діелектрика, мають значно більшу ємність щодо внутрішнього (протилежного) електрода, ніж у конструкції з переважанням тангенціальної складової поля. Тому через стримерні канали проходить порівняно великий струм. За певного значення напруги струм зростає настільки, що температура стримерних каналів стає достатньою для термічної іонізації. Термічно іонізований канал розряду, що розвивається вздовж діелектрика, на поверхні якого нормальна складова напруженості поля перевищує тангенціальну складову, називають каналом ковзного розряду.

Провідність каналу ковзного розряду значно більша за провідність каналу стримера, тому падіння напруги в каналі ковзного розряду менше, а на неперекритій частині проміжку – більше, ніж у каналах стримера. Збільшення напруги на неперекритій частині проміжку призводить до подовження каналу ковзного розряду і повного перекриття проміжку за меншого значення напруги між електродами.

Довжина каналу ковзного розряду залежить від його провідності, а отже, від значення струму в ньому. Своєю чергою, струм залежить від напруги між електродами, зміни напруги та ємності каналу стримера щодо протилежного електрода. Вплив цих параметрів відображено в емпіричній формулі Теплера, згідно з якою довжина каналу ковзного розряду [3]:

$$l_{\text{ков}} = \chi_1 \cdot C^2 \cdot U^{5.4} \sqrt{\frac{dU}{dt}}, \quad (1)$$

де  $\chi_1$  – коефіцієнт, що визначається дослідним шляхом;

$C$  – питома поверхнева ємність (ємність поверхні діелектрика, за якою розвивається розряд відносно протилежного електрода);

$U$  – прикладена напруга.

З формули (1), при підстановці замість  $I_{ков}$  відстані між електродами по поверхні діелектрика  $L$ , можна визначити значення напруги  $U_p$ , необхідної для перекриття ізолятора. Якщо ж прийняти  $C = \frac{\varepsilon \cdot \varepsilon_0 \cdot S}{d}$ , де  $d$  – товщина діелектрика, а площа  $S$  прийнята рівною  $1 \text{ см}^2$ , та рахувати значення  $\frac{dU}{dt}$  постійним, що в першому наближенні відповідає постійності частоти прикладеної напруги, з формули (1) отримаємо рівняння для пошуку розрядної напруги, яке називається формулою Теплера:

$$U_p = \chi \cdot L^{0,2} \left( \frac{d}{\varepsilon \cdot \varepsilon_0} \right)^{0,4}. \quad (2)$$

З формули Теплера випливає, що зростання довжини ізолятора дає відносно мале підвищення розрядної напруги. Тому для збільшення розрядних напруг прохідних ізоляторів зменшують питому поверхневу ємність шляхом збільшення діаметра ізолятора біля фланця, з якого можна очікувати розвитку розряду. Використовують також нанесення біля фланця напівпровідникового покриття, що сприяє вирівнюванню розподілу напруги поверхнею ізолятора і, отже, призводить до збільшення розрядних напруг.

За постійної напруги питома поверхнева ємність практично не впливає на розвиток розряду і значення розрядної напруги виявляється близьким до розрядної напруги чисто повітряного проміжку.

**Розряд уздовж провідної та забрудненої поверхні ізолятора.** В умовах експлуатації поверхні ізоляторів завжди забруднюються. Як правило, сухі забруднення, що мають високий опір і не впливають на розподіл напруги по поверхні ізолятора, не знижують помітно його розрядної напруги. Зволоження шару забруднення дрібним дощем або росойою призводить до зменшення опору шару забруднення, зміни розподілу напруги по поверхні ізолятора і в результаті – до зниження його розрядної напруги.

Механізми перекриття ізолятора під дощем і за забрудненої та зволоженої поверхні подібні. Розглянемо розвиток розряду у випадку, коли поверхня ізолятора забруднена і зволожена.

Під дією прикладеної до ізолятора напруги по зволоженому шару забруднення проходить струм витоку, що нагріває його. Оскільки забруднення розподілене по поверхні ізолятора нерівномірно і щільність струму витоку неоднакова на окремих ділянках ізолятора через складну конфігурацію його поверхні, то нагрівання шару забруднення відбувається також нерівномірно. На тих ділянках ізолятора, де щільність струму найбільша, відбувається інтенсивне випаровування води й утворюються підсушені ділянки з підвищеним опором. Розподіл напруги по поверхні ізолятора змінюється. Майже вся напруга, що впливає на ізоляцію, виявляється прикладеною до підсушених ділянок. У результаті цього підсушені ділянки перекриваються іскровими каналами, званими частковими переміжними дугами. Опір іскрового каналу менший за опір підсушеної ділянки поверхні ізолятора, тому струм витоку зростає. Зростання

струму витоку призводить до подальшого підсушування шару забруднення, а отже і до збільшення його опору.

Інтенсивне підсушування поверхні ізолятора біля кінців дуг призводить до їх подовження. Підсушування всієї поверхні веде до зниження струму витоку, а збільшення довжини часткових дуг – до його зростання. Якщо результатом цього буде зменшення струму витоку, то дуги згаснуть, якщо ж струм витоку зростатиме, то часткові дуги подовжуватимуться і перекриють весь ізолятор. Оскільки параметри часткової дуги і кількість дуг, що одночасно існують на поверхні ізолятора, випадкові, то і перекриття також є випадковою подією, що характеризується певною ймовірністю. Ймовірність перекриття ізолятора підвищується зі збільшенням діючої напруги, оскільки при цьому зростає струм витоку, що сприяє подовженню часткових дуг до повного перекриття ізолятора.

З наведеної картини розвитку розряду випливає, що розрядні напруги ізоляторів будуть тим вищими, чим менший струм витоку [4]:

$$I_B = \frac{U}{R_B}, \quad (3)$$

де  $I_B$  – струм витоку по ізолятору;

$R_B$  – опір витоку по поверхні ізолятора.

Якщо шар забруднення має товщину  $\Delta$  з питомих об'ємним опором  $\rho$ , то для циліндричного гладкого ізолятора діаметром  $D$ :

$$R_B = \frac{\rho \cdot L_B}{\pi \cdot \Delta \cdot D}, \quad (4)$$

де  $L_B$  – довжина струму витоку.

З формул (3) та (4) виходить, що:

$$I_B = \frac{U \cdot \pi \cdot \Delta \cdot D}{\rho \cdot L_B}.$$

Отже, розрядна напруга ізолятора зростатиме зі збільшенням довжини шляху витоку і зменшенням діаметра ізолятора:

$$U_{вол.р} = \frac{I_B \cdot \rho \cdot L_B}{\pi \cdot \Delta \cdot D}.$$

Оскільки процеси підсушування поверхні ізолятора відбуваються відносно повільно, то за короточасних перенапруг вони не встигають розвинути і напруга перекриття буває вищою, ніж за тривалого впливу напруги.

Вологорозрядна напруга ізолятора залежить від характеристик шару забруднення, його кількості та складу, а також від інтенсивності та виду зволоження. Велике розмаїття видів забруднення, що трапляються в умовах експлуатації, не дає змоги вибрати єдине «стандартне» забруднення, яке можна було б наносити на поверхню ізоляторів під час визначення вологорозрядних напруг. Найбільш правильно розрядні напруги в реальних умовах забруднення і



зволоження можуть бути визначені з досвіду експлуатації.

Однак, при теоретичних розрахунках, заради оптимізації конструкції концепту, можна звернутися до наступного методу. Вологорозрядна напруга залежить від довжини шляху струму витoku вздовж поверхні ізолятора між електродами ( $L_{\text{вт}}$ ), а також від конфігурації ізолятора, характеристик дощу, виду напруги.

Вологорозрядна напруга ізоляторів визначається на змінній та імпульсній напругах. При випробуванні ізолятор повинен перебувати в нормальному робочому положенні, струмені дощу повинні падати під кутом  $45^\circ$  до горизонту з інтенсивністю 3 мм/хв, провідність води повинна дорівнювати  $10^{-4}$  См/см. Напруга повинна прикладатися до ізолятора через 5 хв після початку зволоження (рис. 2).

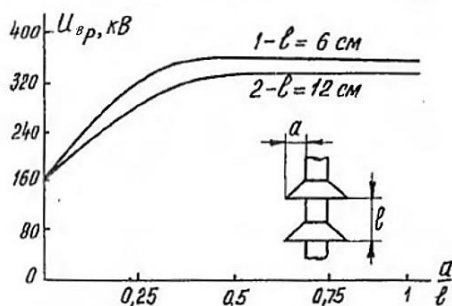


Рисунок 2 – Залежність  $U_{sp}$  ізолятора від  $a/l$

При малому вильоті ребер ( $a/l < 0,5$ ) зі збільшенням мокророзрядна напруга зростає за рахунок збільшення довжини сухих ділянок під ребрами. В цьому випадку розряд практично йде вздовж поверхні ребер.

Збільшення  $l$  (при  $a = \text{const}$ ) призводить до зниження  $U_{sp}$  внаслідок зменшення сухих зон під ребрами, тому треба зменшувати.

Досвід показує, що за нормальних умов відношення  $a/l$  не повинно перевищувати 0,5.

Під час роботи ізолятора за умов забруднення відношення  $a/l$  рекомендується збільшувати до 0,8–1,0.

Кут нахилу ребер беруть близько  $15-25^\circ$  [5].

При  $a > 30$  мм вплив кута нахилу на  $U_{sp}$  малий. Ребро повинно мати крапельницю (рис. 3), щоб вода не змочувала нижню поверхню ребра та не скорочувала сухі ділянки поверхні ізолятора. При напрузі промислової частоти та силі дощу 5 мм/хв мінімальне значення вологорозрядної напруги можна визначити за формулою  $U_{sp} = 2,15l_{\text{схр}}$ , кВ, де  $l_{\text{схр}}$  – в см [6].

Вологорозрядні напруги при постійній і змінній напрузі практично однакові. Атмосферні умови (тиск і температура) мало впливають на  $U_{sp}$ .

Не дивлячись на те, що дощ не впливає на підземні лінії електропередач, однак, загальна вологість та конденсат присутні. І тут вже спрацьовує правило, що чим вища провідність води, що є як аерозоль в повітрі та на поверхнях, тим менше  $U_{sp}$ .

Дощ та волога практично не впливає на імпульсну розрядну напругу вздовж поверхні діелектрика.

Середня вологорозрядна напруженість при  $f = 50$  Гц становить 2,1–2,4 кВ/см [7].

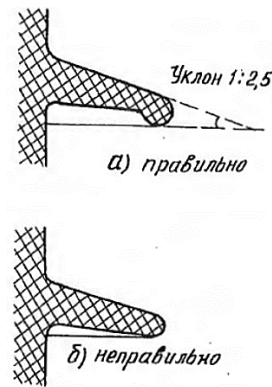


Рисунок 3 – Профіль ребра

Основним розрахунковим параметром при виборі ізоляції для забруднених районів є питома довжина шляху витoku ( $l_{\text{вд}}$ ), яка дорівнює відношенню повної довжини шляху витoku  $L_{\text{вт}}$  до найбільшої робочої лінійної напруги  $U_{\text{роб.л.}}$ .

**Альтернативна методика розрахунку.** Не дивлячись на вірність наведеної вище методики, описані формули мають в собі параметри, які складно встановити, або неможливо без експерименту, тому вищеописана методика може використовуватися, як засіб перевірки результатів експерименту.

Однак перед експериментом нам необхідно встановити розрахункові дані.

Встановимо ще раз, що перекриття ізоляції відбувається, як правило, при зволоженні моросячим дощем, туманом, росою, коли забруднений шар насичується вологою і на поверхні ізоляторів виникає електроліт. По поверхні ізолятора починає протікати струм, що називається струмом витoku. Електроліт розігрівається, волога випаровується. На окремих ділянках поверхні, де щільність струму найбільша або найменша товщина зволоженого шару, виникають підсушені зони. Ці зони швидко розширюються у напрямку, перпендикулярному лініям струму, до тих пір, поки внаслідок збільшення падіння напруги не відбувається перекриття підсушених зон шириною всього декілька міліметрів по повітря. Виникає електрична дуга, опорні точки якої розміщуються по краям підсушеної зони. Вольт-амперна характеристика дуги відповідає функції виду [8, 9]:

$$E_d = at^n, \quad (5)$$

де  $a$  й  $n$  – постійні, що залежать від струму та від щільності повітря.

Струм, що протікає по каналу дуги, обмежується опором поверхні ізолятора. Поверхневий опір гладкого стрижневого ізолятора діаметром  $d$  з довжиною шляху струму витoku  $L$  та товщиною шару забруднення  $\Delta$  рівний [4]:

$$R_{\text{п}} = \rho_{\text{об}} \frac{L}{\pi \Delta D} = \frac{\rho_{\text{п}} L}{\pi D} = \frac{L}{\pi \gamma_{\text{п}} d} = \frac{L}{\gamma_{\text{п}} B}, \quad (6)$$

де  $\pi \Delta D$  – площа перерізу шару забруднення;

$\rho_{об}$  – його питомий об'ємний опір;  
 $\rho_{п}$  – питомий поверхневий опір;  
 $\gamma_{п}$  – питомо поверхнева провідність;  
 $B$  – ширина шляху струму витoku.

Визначення  $R_{п}$  через питомий поверхневий опір або провідність більш зручні для використання, оскільки не потребують знання значень, що важко визначити – товщини шару забруднення.

Опір шару забруднення, частково шунтованого дугою:

$$R_{\Sigma} = R_{п} - (r_{п} - r_{д})l_{д}, \quad (7)$$

де  $r_{п}$  та  $r_{д}$  – опір одиниці довжини поверхні ізолятора та дуги відповідно;  $l_{д}$  – довжина дуги.

Згідно формулам (5) та (6):

$$r_{п} = \frac{1}{\pi\gamma_{п}d} = \frac{1}{\gamma_{п}B}; \quad (8)$$

$$r_{д} = \frac{E_{д}}{l} = \alpha l^{-(n+1)}. \quad (9)$$

Якщо в місці виникнення підсушеної кільцевої зони  $r_{п} > r_{д}$  [10], де  $r_{п}$  (рис. 4) – опір ділянки, що розглядається в зволоженому стані, то після дуги  $R_{\Sigma} < R_{п}$  та струм поверхні ізолятора при виникненні дуги зменшується у порівнянні зі струмом по зволоженої поверхні:

$$I = \frac{U}{R_{\Sigma}} = \frac{U}{R_{п} - (r_{п} - r_{д})l_{д}}. \quad (10)$$

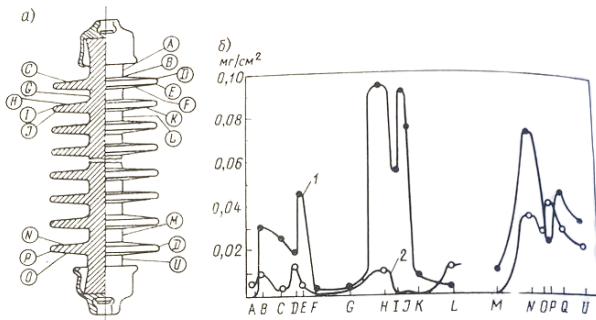


Рисунок 4 – Розподілення поверхневої щільності забруднення по довжині шляху витoku довгострижневого ізолятора (а) та за результатами дослідження в наведених точках (б) 1 – до дощу; 2 – після дощу

Розігріта опорними точками дуги зволожена поверхня швидко підсушується. Тому дуга безперервно переміщується. В результаті підсохла кільцева зона розширюється, що призводить до видовження дуги. Це приводить до подальшого зменшення струму згідно (9) та збільшення  $r_{д}$ , що також приводить до зменшення струму. В результаті, виділення тепла на поверхні ізолятора знижується. Поверхня знову зволожується. По ній відновлюється струм. Дуга гасне. Такий режим межевих дужок є нормальним для роботи ізоляції в електричних мережах.

Також, якщо  $r_{п} < r_{д}$ , то  $R_{\Sigma} < R_{п}$  й струм після виникнення дуги збільшується. Подовження дуги призводить до подальшого зменшення опору  $r_{д}$  та збільшенню струму. Це, в свою чергу, призводить до подальшого зменшення опору  $r_{д}$  та подальшому зростанню струму. В результаті опорні точки дуги проковзують по зволоженої поверхні зі швидкістю 50 м/с та більше аж до повного перекриття ізолятора [11–13].

Виходячи з наведеного, умова перекриття ізолятора:

$$r_{д} \leq r_{п}. \quad (11)$$

Котре при підстановці значень  $r_{п}$  та  $r_{д}$  переписується у вигляді:

$$\alpha l^{-(n+1)} \leq \frac{1}{\pi\gamma_{п}d} = \frac{1}{\gamma_{п}B}. \quad (12)$$

При  $r_{п} = r_{д}$  отримуємо граничний струм по поверхні ізолятора:

$$I_{пр} = (\alpha\gamma_{п}\pi d)^{1/(1+n)} = (\alpha\gamma_{п}B)^{1/(1+n)}. \quad (13)$$

При такому й більшому струмі відбувається перекриття ізолятора. Використовуючи це граничне значення струму, отримуємо вологорозрядну напругу:

$$U_{вол.р} = I_{пр}R_{п} = \frac{La^{1/(1+n)}}{(\gamma_{п}\pi d)^{n/(1+n)}} = \frac{La^{1/(1+n)}}{(\gamma_{п}B)^{n/(1+n)}}. \quad (14)$$

Як видно,  $U_{вол.р}$  пропорційно довгє шляху витoku, що дозволяє визначити середню вологорозрядну напругеність по довжині шляху витoku:

$$E_{вол.р} L = \frac{U_{вол.р}}{L} = \frac{\alpha^{1/(1+n)}}{(\pi\gamma_{п}d)^{n/(1+n)}} = \frac{\alpha^{1/(1+n)}}{(\gamma_{п}B)^{n/(1+n)}}, \quad (15)$$

яка зменшується при збільшенні діаметру ізолятора та питомої поверхневої провідності (рис. 5).

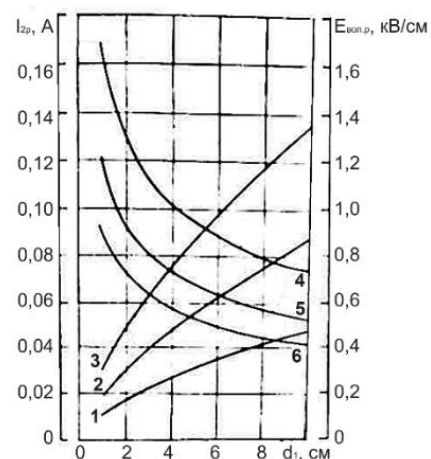


Рисунок 5 – Залежності граничних струмів витоків (криві 1, 2 та 3) та мінімальних розрядних напругеностей поля вздовж шляху струму витoku (криві 4, 5 та 6) циліндричних ізоляторів від діаметру ізолятора при різних провідностях:  $\gamma_{п} = 2$  мкСм (криві 1, 4);  $\gamma_{п} = 5$  мкСм (криві 2, 5);  $\gamma_{п} = 10$  мкСм (криві 3 та 6)

В той же час граничне значення струму витоку зростає при збільшенні діаметра ізолятора. Розрахунки виконані по формулам (14) та (15) при  $a = 1,4 \cdot 10^4 \text{ В} \cdot \text{А}^n / \text{м}$ ,  $n = 0,56$  [14].

Виходячи з цього, при малих  $\gamma_{\Pi}$  розрядні напруженості при  $d < 4 \text{ см}$  достатньо високі. Однак при збільшенні діаметру ізолятора та ступені його забруднення  $E_{\text{вол.р } L}$  зменшується настільки, що створити прийнятну ізоляційну конструкцію для апаратів зовнішньої установки неможливо. Для підвищення розрядних напруг використовуються ребра (рис. 6), роль яких зводиться до збільшення опору на одиницю будівної висоти ізолятора. При однакових  $\gamma_{\Pi}$  для стрижня і ребра опору зволоженої поверхні одного ребра (двох його сторін та зовнішнього краю):

$$R_{\Pi} = \frac{2}{\pi \gamma_{\Pi}} \int_0^{0,5(d_2-d_1)} \frac{dl}{d(l)} + \frac{c}{\pi \gamma_{\Pi} d_2}, \quad (16)$$

де  $l$  – поточна координата вздовж шляху витоку, що відраховується від місця суміщення ребра зі стрижнем.

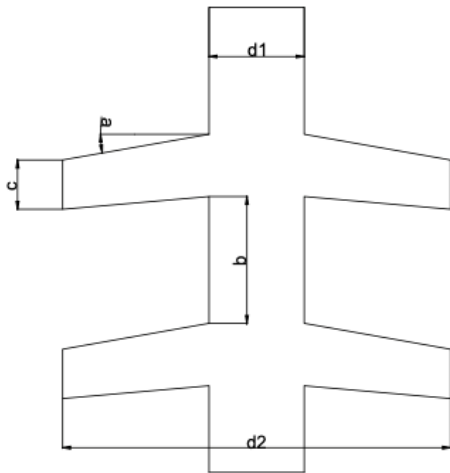


Рисунок 6 – Модель стрижневого ізолятора

Оскільки  $d(l) = d_1 + 2l \cos \alpha$ ,  $dd(l) = 2 \cos \alpha dl$  (рис. 6), то, переходячи до змінної  $d$  та змінюючи відповідно межі інтегрування, отримуємо  $d(l) = d_1$  при  $l = 0$ ,  $d(l) = d_2$  при  $l = 0,5 (d_2 - d_1)$ :

$$R_{\Pi} = \frac{1}{\pi \gamma_{\Pi} \cos \alpha} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{c}{\pi \gamma_{\Pi} d_2}. \quad (17)$$

Згідно формули (13) та рис. 6 граничний струм витоку визначається діаметром тіла ізолятора  $d_1$ , оскільки при цьому діаметрі розвиток дуги може відбуватися при найменшому струмі. Для того, щоб дуга могла подовжитися на краю ребра ( $d = d_2$ ), необхідний значно більший струм. Після перекриття межреберні відстані ізолятора по стрижню опорної точки дуги вільно проковзують по поверхні сусідніх ребер аж до їх країв, оскільки це переміщення призводить до зменшення опору в ланцюгу та відповідно до росту струму та подальшому зменшенню опору дуги (при незмінній її довжині). Тому вологорозрядна напруга у випадку ребристого ізолятора дорівнює [15–18]:

$$U_{\text{вол.р}} = I_{\text{пр}} R_{\Pi} = (\alpha \pi \gamma_{\Pi} d_1)^{1/(1+n)} \times \\ \times \left( \frac{bm}{\alpha \pi \gamma_{\Pi} d_1} + \frac{cm}{\alpha \pi \gamma_{\Pi} d_2} + \frac{m}{\alpha \pi \gamma_{\Pi} \cos \alpha} \ln \frac{d_2}{d_1} \right) = \\ = \frac{\alpha^{1/(1+n)} mb}{(\pi \gamma_{\Pi} d_1)^{n/(1+n)}} \left( 1 + \frac{c}{b} \cdot \frac{d_1}{d_2} + \frac{d_1}{b \cos \alpha} \ln \frac{d_2}{d_1} \right),$$

де  $m$  – число ребер ізолятора.

**Інструмент розрахунку вологорозрядної напруги.** Маючи приблизні результати з методики один та формули з альтернативної методики, де для розрахунку використовуються загальновідомі данні, стає можливим створення інструменту для автоматичного розрахунку вологорозрядної напруги та напруженості для ізоляторів.

За формулами з альтернативної методики було розроблено таблицю для розрахунку вологорозрядної напруги (табл. 1).

Таблиця 1 – Результати розрахунку в програмі розрахунку вологорозрядних характеристик

Характеристики	
Діаметр стрижня ізолятора $d_1$ , мм	25
Діаметр шапки ізолятора $d_2$ , мм	65
Висота проміжку між шапками ізолятора $b$ , мм	20
Висота шапки $c$ , мм	3
Кут нахилу шапки ізолятора $\alpha$	12°
Довжина струму витоку ізолятора $L$ , мм	2610
Висота ізолятора $H$ , мм	1055
Провідність шару забруднення $\gamma_{\Pi}$ , мкСм	10
Кількість шапок по довжині стрижня ізолятора $m$ , шт.	29
Тип ізолятора	Ребристий
Розрахункові значення	
Вологорозрядна напруга $U_{\text{вол.р}}$ , кВ	549,08
Вологорозрядна напруженість по довжині шляху витоку $E_{\text{вол.р } L}$ , кВ/см	2,10

У табл. 1 тип ізолятора залежно від діаметру шапок може бути або ребристим (при однаковому діаметрі шапок по всій довжині ізолятора), або складним (коли шапки різного діаметру).

Основою для розрахунків та вихідними даними є база даних ізоляторів, яка представляє собою таблицю характеристик ізолятора (табл. 2). Вносячи в неї нові ізолятори, можна отримати вологорозрядні характеристики. Технічні характеристики наводяться в технічній документації для відповідного ізолятора.

Розрахунок відбувається на окремому листі розрахунків. В ньому представлено розрахунки для складної та простої форми ізоляторів, за формулами, наведеними вище.

Також було імплементовано ряд допоміжних функцій, таких як розрахунок граничного струму витоку, вологорозрядної напруженості та інші.

За результатами розрахунків було встановлено, що при провідності шару забруднення 10 мкСм для полімерного ізолятора ЛК 70-110, вологорозрядна напруга склала 549 кВ, що відповідає вологорозрядній напрузі в 2,1 кВ/см довжини шляху струму витоку.

Таблиця 2 – База даних ізоляторів

Назва	ЛК 70/10-И-3 СП(СС)	ЛК 70/20-ИУ-2 СП(СС)	ЛК 70/35-И(ИУ)-2 СП(СС)	ЛК 70/110-И-2 СП(СС)
Визначення	0	0	0	1
Діаметр стрижня ізолятора $d_1$ , мм	25			
Діаметр шапки ізолятора $d_2$ , мм	65			
Висота проміжку між шапками ізолятора $b$ , мм	20			
Висота шапки $c$ , мм	3			
Кут нахилу шапки ізолятора $\alpha$	12			
Довжина струму витoku ізолятора $L$ , мм	360	565	895	2610
Висота ізолятора $H$ , мм	185	235	385	1055
Провідність шару забруднення $\gamma_n$ , мкСм	10			
Кількість шапок по довжині стрижня ізолятора $m$ , шт.	4	9	11	29
Тип ізолятора	Рєбристий			
Параметр для окремого діаметру при складній формі ізолятора $d_2'$ , мм	65			
Параметр для другого окремого діаметру при складній формі ізолятора $d_3'$ , мм	0			
Еквівалентний діаметр, розрахунковий параметр для складної форми $d_e$ , мм	65			

**Висновки.** Результати розрахунку повністю відповідають результатам середньому визначеному значенню вологорозрядної напруги, що відповідає значенню від 2,1 до 2,5 кВ/см, що підтверджує те, що альтернативна методика дає дійсні значення при розрахунку.

Отже, можна стверджувати, що даний інструмент добре підходить для розрахунків вологорозрядних характеристик і його результати можуть бути використані для порівняння з експериментальними значеннями.

Слід зазначити, що дана методика, в першу чергу розроблялась для пошуку вологорозрядних характеристик ізоляторів із зовнішнім розташуванням, що однак не робить її непридатною для використання для розрахунків ізоляторів в умовах підземної підстанції.

Головною відмінністю буде відносна сталість вологості забруднень на ізоляторах та характер забруднень, який матиме не хаотичне зростання, як при зовнішньому розташуванні обладнання, а скоріш за все лінійне.

Дані питання потребують детального розгляду, чому й будуть присвячені наші наступні роботи.

### Список літератури

- Shevchenko S. Y., Ganus R. O. Discharge voltage under humid conditions. *Енергетика. Електроніка. Електромеханіка*. 2023. No. 4(182). P. 22–28. DOI: <https://doi.org/10.20998/2313-8890.2023.04.02>.
- Forrest J. S. The characteristics and performance in service of high-voltage porcelain insulators. *Journal of the Institution of Electrical Engineers - Part II: Power Engineering*. 1942. Vol. 89, no. 7. P. 60–80. DOI: <https://doi.org/10.1049/ji-2.1942.0008>.
- IEEE Std C37.122.5-2013. IEEE Guide for Moisture Measurement and Control in SF6 Gas-Insulated Equipment. Replaces IEEE Std 1125-1993; effective from 2013-12-20. Official edition. 42 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2013.6692861>.
- Konig D. Problem der Isoliergasfeuchte in metalgekapselten Hochspannungs-Schaltanlagen. *ETZA*. 1973. Vol. 94, no. 7. P. 384–390.
- Kreuger F. H. Industrial High Voltage: Fields/Dielectrics/Constructions. Delft University Press, 1991. 184 p.
- Factors controlling surface flashover in SF6 gas insulated systems / T. Nitta et al. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 1978. PAS-97, no. 3. P. 959–968. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpas.1978.354569>.
- Use of leakage currents of insulators to determine the stage characteristics of the flashover process and contamination level prediction / J. Li et al. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2010. Vol. 17, no. 2. P. 490–501. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2010.5448105>.
- Shevchenko S., Danylchenko D., Dryvetskyi S. Experimental research of the electrical strength of the insulated system “protected wire-line insulator”. *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Istanbul, Turkey, 7–11 September 2020. P. 83–87. DOI: <https://doi.org/10.1109/ieps51250.2020.9263212>.
- Faramarzi Palangar M., Mirzaie M., Mahmoudi A. Improved flashover mathematical model of polluted insulators: a dynamic analysis of the electric arc parameters. *Electric Power Systems Research*. 2020. Vol. 179. 106083. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106083>.
- Investigation of the leakage current of the suspend dish insulator of type PSD-70E in various conditions / I. Borzenkov et al. *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Istanbul, Turkey, 7–11 September 2020. P. 98–101. DOI: <https://doi.org/10.1109/ieps51250.2020.9263113>.
- Gençoğlu M. T., Cebeci M. The pollution flashover on high voltage insulators. *Electric Power Systems Research*. 2008. Vol. 78, no. 11. P. 1914–1921. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.03.019>.
- Shevchenko S., Danylchenko D., Borzenkov I. Determination of power losses in the isolation of distribution networks. *Lighting Engineering & Power Engineering*. 2019. Vol. 3, no. 56. P. 107–111. DOI: <https://doi.org/10.33042/2079-424x-2019-3-56-107-111>.
- Effect of moisture on temperature rise of composite insulators operating in power system / Y. Tu et al. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2015. Vol. 22, no. 4. P. 2207–2213. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2015.004696>.
- Моделювання електричного поля прохідного полімерного ізолятора для визначення точок концентрації поля / С. Ю. Шевченко та ін. *Електротехніка та електроенергетика*. 2022. № 2. С. 49–57. DOI: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2022-2-5>.
- Study on the wetting process and its influencing factors of pollution deposited on different insulators based on leakage current / Z. Zhang et al. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2013. Vol. 28, no. 2. P. 678–685. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2012.2226758>.

16. Пошук оптимального засобу моделювання електричного поля ізоляторів / С. Ю. Шевченко та ін. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2021. № 2 (3). С. 137–143. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.02.17>.
17. Polymeric insulator conditions estimation by using leakage current characteristics based on simulation and experimental investigation / A. A. Salem et al. *Polymers*. 2022. Vol. 14, no. 4. P. 737. DOI: <https://doi.org/10.3390/polym14040737>.
18. Contamination level prediction of insulators based on the characteristics of leakage current / Jingyan Li et al. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2010. Vol. 25, no. 1. P. 417–424. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2009.2035426>.
- analysis of the electric arc parameters”, *Electric Power Systems Research*, vol. 179, Feb. 2020, Art. no. 106083, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2019.106083>
10. I. Borzenkov, D. Danylchenko, S. Shevchenko, I. Lebedinsky, and T. Zahorodnia, “Investigation of the leakage current of the suspend dish insulator of type PSD-70E in various conditions”, in *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Istanbul, Turkey, Sep. 7–11, 2020. IEEE, pp. 98–101, doi: <https://doi.org/10.1109/ieps51250.2020.9263113>
11. M. T. Gençoğlu and M. Cebeci, “The pollution flashover on high voltage insulators”, *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 11, pp. 1914–1921, Nov. 2008, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2008.03.019>
12. S. Shevchenko, D. Danylchenko, and I. Borzenkov, “Determination of power losses in the isolation of distribution networks”, *Lighting Engineering & Power Engineering*, vol. 3, no. 56, pp. 107–111, 2019, doi: <https://doi.org/10.33042/2079-424x-2019-3-56-107-111>
13. Y. Tu et al., “Effect of moisture on temperature rise of composite insulators operating in power system”, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 22, no. 4, pp. 2207–2213, Aug. 2015, doi: <https://doi.org/10.1109/tdei.2015.004696>
14. S. Yu. Shevchenko, D. O. Danylchenko, Yu. A. Viazovychenko, A. E. Potryvai, and V. M. Tsiupa, “Simulation of the electric field of a polymeric insulator bushing to determine the field concentration points”, *Electrical Engineering and Power Engineering*, no. 2, pp. 49–57, Jun. 2022, doi: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2022-2-5> (in Ukrainian)
15. Z. Zhang, X. Jiang, H. Huang, C. Sun, J. Hu, and D. W. Gao, “Study on the wetting process and its influencing factors of pollution deposited on different insulators based on leakage current”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 2, pp. 678–685, Apr. 2013, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2012.2226758>
16. S. Y. Shevchenko, D. Danylchenko, A. Potryvai, S. Dryvetskyi, and S. Bilyk, “Search for the optimal means for modelling the electric field of insulators”, *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 2 (3), pp. 137–143, Dec. 2021, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.02.17> (in Ukrainian)
17. A. A. Salem et al., “Polymeric insulator conditions estimation by using leakage current characteristics based on simulation and experimental investigation”, *Polymers*, vol. 14, no. 4, p. 737, Feb. 2022, doi: <https://doi.org/10.3390/polym14040737>
18. Jingyan Li, Caixin Sun, Wenxia Sima, Qing Yang, and Jianlin Hu, “Contamination level prediction of insulators based on the characteristics of leakage current”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 1, pp. 417–424, Jan. 2010, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2009.2035426>

Надійшла (received) 17.06.2024

## Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

**Шевченко Сергій Юрійович (Sergii Shevchenko)** – доктор технічних наук, професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», завідувач кафедри передачі електричної енергії; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9658-7787>; e-mail: [Sergii.Shevchenko@khpri.edu.ua](mailto:Sergii.Shevchenko@khpri.edu.ua).

**Данильченко Дмитро Олексійович (Dmytro Danylchenko)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри передачі електричної енергії; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7912-1849>; e-mail: [Dmytro.Danylchenko@khpri.edu.ua](mailto:Dmytro.Danylchenko@khpri.edu.ua).

**Ганус Роман Олексійович (Roman Ganus)** – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-2442-6087>; e-mail: [mrgans.roma@gmail.com](mailto:mrgans.roma@gmail.com).

**Варв'янська Вікторія Віталіївна (Viktoriia Varvianska)** – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», старший викладач кафедри промислової та біомедичної електроніки; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4962-6245>; e-mail: [tvita62@gmail.com](mailto:tvita62@gmail.com).

## ЗМІСТ

<i>Баклицький В. М.</i> Формування коефіцієнту наростання шкали потужностей силових трансформаторів з врахуванням експлуатаційних показників підстанцій .....	3
<b>Барбашов І. В.</b> , <i>Омеляненко Г. В., Черкашина В. В., Шматов А. О.</i> Дослідження питань підвищення ефективності передачі електричної енергії .....	8
<i>Гречко О. М.</i> Застосування елегазу в електротехніці. Історичне минуле, сучасний стан та майбутні перспективи .....	13
<i>Данильченко Д. О., Кузнєцов Д. С.</i> Використання пристроїв компенсації реактивної потужності при впровадженні розподіленої генерації .....	24
<i>Євсєєнко О. М., Кануннікова Н. О., Мінакова К. О., Зайцев Р. В., Кіріченко М. В., Хрипунов М. С., Саприкін Р. І.</i> Система керування комбінованою термофотоенергетичною системою .....	32
<i>Жорняк Л. Б., Афанасьєв О. І., Щусь В. М.</i> Аналіз особливостей системи екранування полімерних ізоляційних конструкцій високовольтного обладнання .....	41
<i>Заболотний А. П., Федоша Д. В., Дьяченко В. В., Ліуш Ю. Б.</i> Побудова структури сільських електричних мереж з урахуванням наявності відновлюваних джерел електроенергії .....	49
<i>Кузьменко О. О., Мезенцева І. О., Вамболь С. О., Мезенцев С. М.</i> Зниження виробничого травматизму як шлях вирішення проблеми дефіциту кадрів і зменшення ризиків в енергетиці .....	55
<i>Луців П. Д., Остра Н. В.</i> Формування концептуальної моделі управління технологічними витратами електроенергії в розподільчих мережах 150–0,38 кВ .....	64
<i>Мешков Т. Д., Данильченко Д. О., Вольтер М.</i> Дослідження теплового стану трансформатора в залежності від режиму роботи .....	73
<i>Назюта Л. Ю., Степаненко Д. В.</i> Атомна енергетика Китаю в контексті декарбонізації світової енергетики .....	78
<i>Ноздренков В. С., Дяговченко І. М., Петровський М. В., Волохін В. В.</i> Модель оцінювання старіння розподільних трансформаторів за допомогою нечіткої логіки .....	86
<i>Ноздренков В. С., Петровський М. В., Волохін В. В., Павлов А. В.</i> Інформаційна модель управління розподіленими джерелами живлення .....	94
<i>Рудевіч Н. В., Гапон Д. А., Лазарєв М. І.</i> Модель змісту навчання проектуванню цифрових систем релейного захисту та автоматики енергосистем .....	100
<i>Семенов А. О., Харак Р. М., Арндаренко В. М., Бичков Я. М.</i> Розрахунок втрат електроенергії в розподільчих мережах при електропостачанні з використанням масляних та вакуумних вимикачів .....	105
<i>Хоменко І. В., Плахтій О. А., Панфілов Ю. І., Шуріна Д. А.</i> Досвід розробки та використання тренажерів для професійної підготовки фахівців у галузі електроенергетики .....	111
<i>Шевченко С. Ю., Данильченко Д. О., Ганус Р. О., Варв'янська В. В.</i> Методики розрахунку вологорозрядних характеристик ізоляторів .....	117

## CONTENT

<b>Baklytskyi V. M.</b> Formation the coefficient of growth for the power scale of transformers taking into account the operational indicators of substations .....	3
<b>Barbashov I. V., Omelianenko H. V., Cherkashyna V. V., Shmatov A. O.</b> Research on improving the efficiency of electricity transmission .....	8
<b>Grechko O. M.</b> Application of sulfur hexafluoride in electrical engineering. Historical past, current state and prospects in future .....	13
<b>Danylchenko D. O., Kuznetsov D. S.</b> Use of reactive power compensation devices in implementation of distributed generation .....	24
<b>Yevseienko O. M., Kanunnikova N. O., Minakova K. O., Zaitsev R. V., Kirichenko M. V., Khrypunov M. S., Saprykin R. I.</b> The control unit of the combined photovoltaic/thermal system .....	32
<b>Zhorniak L., Afanasiev A., Schus V.</b> Analysis of the features of the shielding system of polymer insulation structures of high voltage electrical equipment .....	41
<b>Zabolotnyi A., Fedosha D., Dyachenko V., Liush Yu.</b> Construction of the structure of rural electric networks taking into account the availability of renewable sources of electricity .....	49
<b>Kuzmenko O. O., Mezentseva I. O., Vambol S. O., Mezentsev S. M.</b> Reduction of occupational injuries as a way to solve the problem of the shortage of personnel to reduce risks in the energy industry .....	55
<b>Lutsiv P. D., Ostra N. V.</b> Development of a conceptual model for management of technological losses of electricity in distribution networks 150–0.38 kV .....	64
<b>Meshkov T., Danylchenko D., Wolter M.</b> Study of the thermal state of the transformer depending on the operating mode .....	73
<b>Nazyuta L. Yu., Stepanenko D. V.</b> China's nuclear power in the context of decarbonization of the global energy industry .....	78
<b>Nozdrenkov V. S., Diahovchenko I. M., Petrovskiy M. V., Volokhin V. V.</b> Fuzzy logic-based estimation model of distribution transformers aging .....	86
<b>Nozdrenkov V. S., Petrovskiy M. V., Volokhin V. V., Pavlov A. V.</b> Information control model of distributed energy resources .....	94
<b>Rudevich N. V., Gapon D. A., Lazariyev M. I.</b> Teaching content model for designing digital systems of power grid relay protection and automation .....	100
<b>Semenov A. O., Kharak R. M., Arendarenko V. M., Bychkov Ya. M.</b> Calculation of electricity losses in distribution networks during power supply using oil and vacuum circuit breakers .....	105
<b>Khomenko I. V., Plakhtii O. A., Panfilov Yu. I., Shuripa D. A.</b> Experience in the development and use of simulators for professional training of specialists in the electric power industry .....	111
<b>Shevchenko S. Yu., Danylchenko D. O., Hanus R. O., Varvianska V. V.</b> Methods for calculating the moisture discharge characteristics of insulators .....	117