



ISSN 1727-9895
ISSN 2786-7064 (online)

Праці

Інституту електродинаміки Національної академії наук України

Збірник наукових праць

**Випуск
67**

**Київ
2024**

Відділення фізико-технічних проблем енергетики
Національної академії наук України
Інститут електродинаміки

ПРАЦІ

Інституту електродинаміки Національної академії наук України

Збірник наукових праць

Виходить тричі на рік

Засновано у 1999 році

**Випуск
67**

Київ
2024

ПРАЦІ ІНСТИТУТУ ЕЛЕКТРОДИНАМІКИ НАН УКРАЇНИ

Редакційна колегія*:

Шаповал І.А.	головний редактор, докт. техн. наук
Жаркін А.Ф.	академік НАН України
Кириленко О.В.	академік НАН України
Стогній Б.С.	академік НАН України
Шидловський А.К.	академік НАН України
Щерба А.А.	академік НАН України
Кондратенко І.П.	член-кор. НАН України
Кузнецов В.Г.	член-кор. НАН України
Михальський В.М.	член-кор. НАН України
Шидловська Н.А.	член-кор. НАН України
Буткевич О.Ф.	докт. техн. наук
Васецький Ю.М.	докт. техн. наук
Кенсицький О.Г.	докт. техн. наук
Липківський К.О.	докт. техн. наук
Зварич В.М.	докт. техн. наук
Мельник В.Г.	докт. техн. наук
Петухов І.С.	докт. техн. наук

Editorial board*:

I.A. Shapoval	Editor-In-Chief, Doctor of engineering sciences
A.F. Zharkin	Academician of the NAS of Ukraine
O.V. Kyrylenko	Academician of the NAS of Ukraine
B.S. Stognii	Academician of the NAS of Ukraine
A.K. Shydlovskiy	Academician of the NAS of Ukraine
A.A. Shcherba	Academician of the NAS of Ukraine
I.P. Kondratenko	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
V.G. Kuznetsov	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
V.M. Myhalskyi	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
N.A. Shydlovska	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
O.F. Butkevych	Doctor of engineering sciences
Yu.M. Vasetskyi	Doctor of engineering sciences
O.G. Kensytskyi	Doctor of engineering sciences
K.O. Lypkivskyi	Doctor of engineering sciences
V. M. Zvaritch	Doctor of engineering sciences
V.G. Melnyk	Doctor of engineering sciences
I.S. Petuhov	Doctor of engineering sciences

*Члени редакційної колегії працюють у Інституті електродинаміки НАН України, Київ
Editorial board members work in the Institute of electrodynamics of the NAS of Ukraine, Kyiv

International editorial board:

V.Yu. Rozov, Corresponding member of the NAS of Ukraine, the Science and Technology Center of Magnetism of Technical Objects, Kharkiv
V.S. Maliar, Doctor of engineering sciences, Lviv Polytechnic National University, Lviv
V.V. Rymsha, Doctor of engineering sciences, National Polytechnic University, Odesa
Bendahmane Boukhalfa, Doctor of Engineering Sciences, University of Béjaïa, Algeria
M. Pavlik, Member of NAS Ukraine, Technical University of Lodz, Poland
Yu.R. Plotkin, Doctor of Engineering Sciences, Berlin School of Economics and Law

Збірник включений до Переліку наукових фахових видань України (категорія «Б») наказом МОН № 975 від 11.07.2019. та представлений у таких системах реферування:

- загальнодержавному депозитарії «Наукова періодика України»;
- загальнодержавній базі даних «Україніка наукова» (реферативний журнал «Джерело»);
- науковій електронній бібліотеці періодичних видань НАН України (NA SPLIB) (<http://www.dspace.nbu.gov.ua>);
- каталозі журналів відкритого доступу (DOAJ).

У червні 2021 р. збірник «Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України» включений у довідник періодичних видань бази даних Ulrich's Periodical Directory (New Jersey, USA). У збірнику здійснюються експертне рецензування та наукове редагування статей.

*Друкується за постановою Вченої ради
Інституту електродинаміки Національної академії наук України.
Протокол № 5 від 18 квітня 2024 року*

Зареєстровано 07.02.2002. Свідоцтво: серія КВ, № 5843.

Засновник та видавець: Інститут електродинаміки НАН України
Україна, 03057, м. Київ, пр. Берестейський, 56

Адреса редакції:

03057, м. Київ, пр. Берестейський, 56, Інститут електродинаміки НАН України.
Тел. (044) 366-26-56 E-mail: mlyv@ied.org.ua; Адреса сайту: <http://prc.ied.org.ua>

ISSN 1727-9895
ISSN 2786-7064 (online)

© Інститут електродинаміки НАН України, 2024

Праці
Інституту електродинаміки
Національної академії наук України

Випуск 67

2024 р.

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.67>

ЗМІСТ

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

Кондратенко І.П., Кришук Р.С.

Енергетичні показники перетворювача енергії морських хвиль з випрямлячем струму та активно-емнісним навантаженням 5

Ковбаса С.М., Красношанка Н.Д., Коломійчук Є.В., Холоша А.О., Делейко Б.С.

Вплив дискретного характеру сигналу швидкості на процеси керування моментом векторно-керованого асинхронного двигуна 14

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Блінов І.В., Колесникова Н.Ф., Козлова О.І.

Засоби розрахунку та вибору уставок диференційно-фазного захисту повітряних ліній мікропроцесорних захистів L60 в складних електричних мережах до 10 000 вузлів 22

Плескач Б.М., Новак Є.В.

Розвиток модульних засобів відновлюваної енергетики 30

Говоров П.П., Кіндінова А.К., Котенко А.О.

Підвищення ефективності систем освітлення житлових будинків і об'єктів соціально-культурного призначення 34

Кацадзе Т.Л., Баженев В.А., Новіков К.М., Ніколаєва А.Д., Паненко О.М.

Визначення зарядної ємності повітряних ліній електропередачі з урахуванням провисання проводу 39

Фролов І.В.

Аналіз поточного стану енергосистеми та стратегії розвитку розосередженої генерації в Україні 48

НАПІВПРОВІДНИКОВІ ПЕРЕТВОРЮВАЧІ

Чиженко О.І.

Пристрої коригування форми напруги мережі, яка живить напівпровідниковий керований вентильний випрямляч зіставної з мережею потужності 54

ТЕОРЕТИЧНА ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОФІЗИКА

Ломко М.О.

Моделювання електромагнітних процесів бездротової зарядки ємнісного накопичувача на основі трансформатора Тесли 60

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ

Іванков В.Ф., Басова А.В.

Тепловий розрахунок сухих трансформаторів з литою ізоляцією та з фольговими обмотками 68

ВИМІРЮВАННЯ ТА ДІАГНОСТИКА В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

Мазманян Р.О.

Основні режими роботи і графічний інтерфейс користувача комплексу для експериментальних досліджень магнітних полів і діагностування електроенергетичного обладнання 82

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.67>

CONTENTS

ELECTROTECHNICAL COMPLEXES AND SYSTEMS**Kondratenko I.P., Kryshchuk R.S.**

Electrical parameters and power in the sea wave energy con-verter with rectifier and RC load5

Kovbasa S., Krasnoshapka N., Kolomiichuk Y., Kholosha A., Deleiko B.

Influence of the speed signal discretization on the torque vector control of induction motor.....14

ELECTRIC POWER SYSTEMS AND ELECTRICITY MARKETS**Blinov I.V., Kolesnykova N.F., Kozlova O.I.**

Means for calculation and selection of overhead lines phase-differential protection settings of microprocessor protection L60 in complex electrical networks up to 10,000 nodes22

Pleskach B.M., Novak E.V.

Development of modular means of renewable energy30

Hovorov P.P., Kindinova A.K., Kotenko A.O.

Improving the efficiency of lighting systems for residential buildings and social and cultural facilities34

Katsadze T., Bazenov V., Novikov K., Nikolaieva A., Panenko O.

Determination of the overhead power lines charging capacitance, taking in account the cable sagging39

Frolov I.V.

Analysis of the current state of the energy system and strategies for the development of distributed generation in Ukraine48

SEMICONDUCTOR CONVERTERS**Chyzenko O.I.**

Devices for correcting the voltage form of the electrical network that feeds the semiconductor controlled valve rectifier of compatible power with the electrical network54

THEORETICAL ELECTRICAL ENGINEERING**Lomko M.O.**

Modeling of electromagnetic processes of wireless charging of a capacitive storage device based on a Tesla transformer60

ELECTRICAL MACHINES AND APPARATUS**Ivankov V.F., Basova A.V.**

Thermal calculation of dry transformers with cast insulation and with foil windings68

MEASUREMENTS AND DIAGNOSTICS IN THE ELECTRIC POWER INDUSTRY**Mazmanian R.O.**

Main operation modes and graphical user interface of the complex for experimental studies of magnetic field and diagnostics of electrical equipment82

Відповідальний секретар С.В. Гаврилюк

Редактор Ю.В. Морозова-Леонова

Включений в Перелік наукових фахових видань України, категорія «Б».

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

УДК 621.311.25:532.59

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.67.005>**ЕНЕРГЕТИЧНІ ПОКАЗНИКИ ПЕРЕТВОРЮВАЧА ЕНЕРГІЇ МОРСЬКИХ ХВИЛЬ З ВИПРЯМЛЯЧЕМ СТРУМУ ТА АКТИВНО-ЄМНІСНИМ НАВАНТАЖЕННЯМ**

І.П. Кондратенко^{*}, чл.-кор. НАН України, **Р.С. Крищук**^{**}, канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: dep7ied@ukr.net¹, dygogive@gmail.com²

Статтю присвячено визначенню енергетичних показників генеруючого комплексу при стохастичному типі генерації електроенергії. Метою роботи є порівняння енергетичних показників та коефіцієнта споживання потужності енергії хвиль імітаційних моделей генеруючих комплексів з магнітоелектричними генераторами, що працюють зі змінною швидкістю на активне та активно-ємнісне навантаження з випрямленою напругою. Для розрахунку параметрів та енергетичних показників магнітоелектричного генератора використано аналітичний метод. Виконано розрахунок індуктивності, опору та генерованої постійними магнітами ротора напруги в трифазній обмотці магнітоелектричного генератора для моделювання електричних схем з наявністю та відсутністю трифазного випрямляча струму, а також активно-ємнісного та активного навантаження. Частота обертання ротора змінюється за гармонічним законом з однаковим періодом та амплітудою для всіх електричних схем. Визначений в електричних схемах струм використовується для розрахунку електромагнітного поля генератора і енергетичних показників. Для схем з активним і активно-ємнісним навантаженням виконується порівняння потужності споживання електроенергії, потужності втрат в обмотці статора, потужності на виході з генератора, та коефіцієнта споживання потужності енергії хвиль. Порівняння енергетичних показників здійснюється за умови однакової частоти обертання ротора та моменту на валу, що досягається змінюючи опору навантаження. Бібл. 10, рис. 8, таблиця.

Ключові слова: імітаційна модель, електричне коло, перетворення енергії хвиль, активно-ємнісне навантаження.

Вступ. Однією з головних проблем енергетики є ефективне використання екологічно чистих методів виробництва електроенергії. Морські хвилі є екологічно чистим джерелом енергії. Переваги та недоліки електростанцій, які використовують енергію морських хвиль, постійно досліджуються. Кожне нове дослідження сприяє розширенню знань у цій галузі. За даними літератури [1], енергоресурс морських хвиль узбережжя Чорного моря становить 200 млрд. кВт·год на рік із середньою потужністю 5...7,5 кВт на метр ширини хвилі. Для моделювання електростанцій, що перетворюють енергію хвиль в електроенергію, рекомендується використовувати моделі морських хвиль з амплітудою від 0,5 до 1,75 м і періодом від 4 до 7 с. Такі хвилі для узбережжя Чорного моря мають помірну довжину $\lambda = 16-60$ м і доступні від 2500 до 7000 годин на рік [1].

Дослідження експериментальної моделі [2] показало, що за висоти хвилі 0,5 м, піковий період хвиль 3,2 с дає середню видобуту потужність приблизно в 6,1 кВт від трьох перетворювачів хвильової енергії, в той час як найменша середня потужність сягає 1,4 кВт при піковому періоді 7,5 с. Коли значуща висота хвилі становить 1 м, максимальна потужність 16,1 кВт досягається, якщо період хвилі складає 3,8 с, тоді як потужність 6,4 кВт досягається, якщо період складає 8,2 с.

Зазвичай у морі хвилі є меншого розміру, порівняно з океаном. Тому для морів залишається відкритим питання вибору оптимальних параметрів перетворювачів та їхнє масшта-

бування для максимізації виробництва електроенергії. У дослідженні [3] проведено аналіз потенціалу енергії хвиль в Адріатичному морі та виявлено, що зменшені конвертори енергії хвиль можуть бути більш ефективними на цих місцях, зберігаючи економічну доцільність.

У світі розроблено і практично впроваджено велику кількість технологічних схем і методів перетворення кінетичної енергії хвиль в електричну. Наприклад, в [2] представлено результати експериментальних та теоретичних досліджень перетворювача, у якому енергія коливання буя передається до генератора через гідравлічну систему, що складається з насоса та системи клапанів для одностороннього протікання робочої рідини. У [4] порівнюються різні методи виробництва електроенергії і виявлено, що пристрої прямого приводу типу «точковий поглинач» (використання буя) є перспективними. Огляд літератури [4] показує, що лінійні генератори більш підходять для прямого приводу виробництва електроенергії, але генерована потужність низька через низьку відносну швидкість між статором та транслятором. У [5] презентується гібридний перетворювач енергії хвиль та течій океану, який одночасно збирає енергію як з океанських хвиль, так і з течії, використовуючи один пристрій для збору енергії. Система збору енергії об'єднує два типи перетворювачів енергії: точковий поглинач (буй) та горизонтальну гідротурбіну. У роботі [6] досліджено розробку перетворювача енергії океанських хвиль, у якому буй виконує роль поршня для створення течії у вертикальній підводній трубі з гідротурбіною. У будь-якому випадку вертикальне періодичне переміщення поверхні моря, що має хвилі, відносно нерухомого тіла або морського дна перетворюється на обертовий (або лінійний) рух ротора (або транслятора) генератора. У [7] підхід базується на використанні системи точкових поглиначів, тобто буйів, які безпосередньо з'єднані з лінійними трубчастими генераторами, підключеними до електричної системи з використанням різних типів випрямлячів струму.

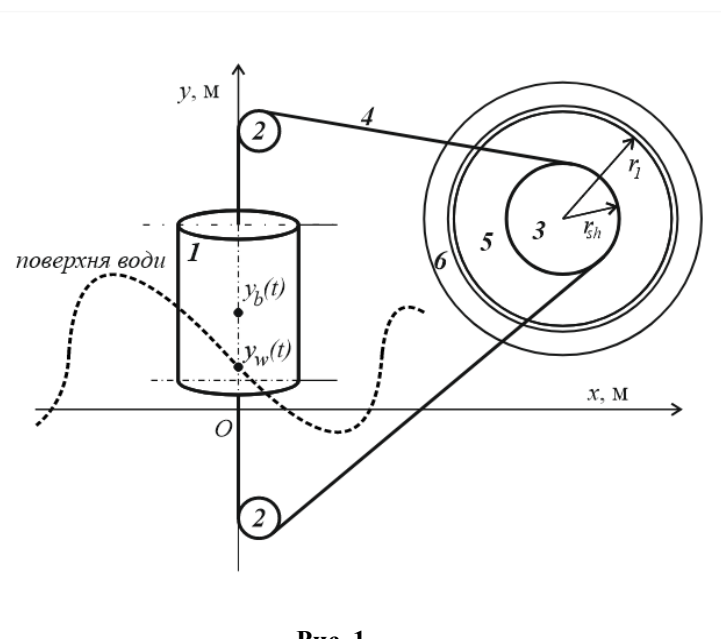


Рис. 1

У [8] запропоновано імітаційну модель перетворювача енергії морських хвиль типу «точковий поглинач», і методику для розрахунку розмірів буя, визначення закону переміщення буя на морських хвилях $y_b(t)$ та частоти обертання ротора $n_1(t)$ (рис. 1). На рис. 1 введені такі позначення: 1 – циліндричний буй; 2 – роликові опори для троса або ланцюга; 3 – шків, що закріплений на обертовий вал генератора; 4 – трос або ланцюг; 5 – ротор циліндричного генератора; 6 – статор генератора. Для врахування сили, з якою генератор протидіє переміщенню буя під час споживання електроенергії, в роботі [8] введено коефіцієнт моменту k_M (Н·м·с/об)

$$k_M(t) = M_M(t) / n_1(t), \quad (1)$$

де M_M – електромагнітний момент на обертовому валу ротора генератора. Модель на рис. 1 є одним з багатьох можливих варіантів механічного перетворення лінійного двостороннього руху буя заданої форми, об'єму і маси, в обертовий двосторонній рух ротора генератора з урахуванням передатного відношення кількості обертів ротора до відстані вертикального переміщення буя відносно корпусу генератора.

Для заданих розмірів повітряних пустот буя (висота 2 м, радіус 1 м) і ваги 2,9 т, щоб буй знаходився наполовину занурений у воду, заданих параметрах хвилі (амплітуда 1,4 м, період 10 с) та радіуса шківів ротора (0,318 м) в [8] наведено приклад розрахунку оптимального коефіцієнта моменту k_M (19 кН·м·с/об) та середньої частоти обертання ротора n_{1av} (12

об/хв) за період коливання хвиль T_w з резистивним (активним) навантаженням на виводах обмотки генератора без перетворення струму зі змінного в постійний. Водночас $k_M(t)$ майже не змінюється в періоді T_w при незмінному опорі навантаження на виводах обмотки генератора.

Струм в електричній схемі зазвичай випрямляють зі змінного в постійний для накопичення енергії в акумуляторах, наприклад, за схемою Ларіонова А.Н. Для імітації заряджання акумулятора можемо використати резистор як споживач потужності, і в електричній схемі буде протікати струм [7]. Зміна опору такого резистора-споживача дасть змогу регулювати струм в обмотці статора та відповідно момент M_M . Для зменшення пульсацій випрямленого струму після напівпровідникового перетворювача струму використовується конденсатор, що підключається паралельно до резистора, який є споживачем потужності. Паралельно підключені резистор для споживання енергії та конденсатор для зменшення пульсацій є активно-ємнісним навантаженням. Наявність перетворювача струму та конденсатора буде впливати на струми в обмотці статора і, як наслідок, на втрати в обмотці, потужність споживання електроенергії, електромагнітний момент, втрати потужності. Тому для оцінки впливу напівпровідникового перетворювача та конденсатора на енергетичні показники перетворювача енергії морських хвиль необхідно виконати порівняння схем: без випрямлення струму, з випрямленим струмом, з випрямленим струмом та конденсатором.

Метою роботи є порівняння енергетичних показників та коефіцієнта споживання потужності енергії хвиль імітаційних моделей генеруючих комплексів з магнітоелектричними генераторами, що працюють зі змінною швидкістю на активне та активно-ємнісне навантаження з випрямленою напругою.

Початкові умови. Частота коливання хвилі та відповідна частота ротора генератора n_1 змінюють полярність з періодом T_w і мають непостійне прискорення $\partial n_1 / \partial t$. Водночас усереднені за період T_w значення моменту M_M та струму в статорі генератора залежать прямо пропорційно від частоти n_{1av} [8]. Тому для оцінки енергетичних показників перетворювача енергії хвиль достатньо прийняти, що n_1 підлягає, наприклад, гармонічному закону:

$$n_1(t) = \sqrt{2} n_{1av} \sin(2\pi f_n t), \quad (2)$$

де f_n – частота коливання буя та, відповідно до схеми на рис. 1, ротора генератора, t – час.

Методикою [8] визначається оптимальний коефіцієнт моменту k_M (19 кН·м·с/об), який має постійне значення для схеми з активним навантаженням без випрямляча струму в межах періоду хвилі T_w за середньої частоти $n_{1av} = 12$ об/хв за певних заданих масогабаритних параметрів буя. Механічна потужність на роторі, що перетворюється в електричну потужність в обмотці статора, прямо пропорційна коефіцієнту моменту k_M . Тому умовою для порівняння схем, що показано далі на рис. 4, є використання однакових значень k_M .

Модель генератора. На рис. 2 зображено двовимірну модель магнітоелектричного генератора (синхронного генератора з постійними магнітами) в межах двох полюсів [9]. Модель складається з повітряного проміжку між магнітопроводами статора та ротора в циліндричній системі координат та граничних умов. На границях проміжку магнітопроводи ідеальні, без пазів. Струм обмотки статора зосереджується на поверхні феромагнітного осердя у вигляді нескінченно тонких шарів лінійного струмового навантаження j_w , яке розміщено в місцях знаходження пазів. На поверхні магнітопроводу ротора на границі $\rho = r_1$ розміщені лінійні струмові контури j_p еквівалент-

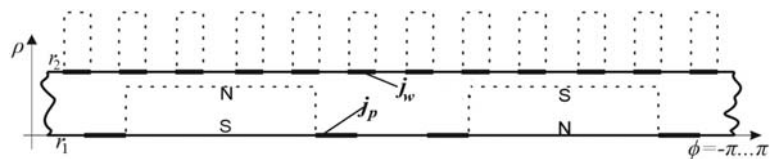


Рис. 2

них соленоїдів, якими замінюються постійні магніти. Особливістю є те, що струмові контури j_p у разі чисельної реалізації методу розрахунку електромагнітного поля мають скінченні розміри уздовж азимутальної координати, що дозволяє врахувати поле розсіювання постійних магнітів. За цих умов контури j_p знаходяться на краях уявного розміщення постійних магнітів, позначених штриховими лініями.

Розподіл двовимірної моделі електромагнітного поля в немагнітному проміжку між магнітопроводами статора і ротора (рис. 2) підлягає рівнянню відносно векторного магнітного потенціалу A_z [9]:

$$\frac{1}{\rho} \frac{\partial}{\partial \rho} \left(\rho \frac{\partial A_z}{\partial \rho} \right) + \frac{1}{\rho^2} \frac{\partial^2 A_z}{\partial \phi^2} + \frac{\partial^2 A_z}{\partial z^2} = 0, \quad (3)$$

де $\partial^2 A_z / \partial z^2 = 0$ для двовимірної постановки в площині координат ϕ та ρ (рис. 2). Розрахунок енергетичних показників та параметрів генератора реалізуються в програмі Wolfram Mathematica з використанням функцій у [9]. У загальному випадку для розрахунку параметрів генератора можна скористатися іншими методами.

Результатом розрахунку електромагнітного поля є індуктивності фаз трифазної обмотки L_{AA}, L_{BB}, L_{CC} , індуковані напруги у фазах обмотки статора u_{pA}, u_{pB}, u_{pC} , а також коефіцієнти магнітного зв'язку між фазами K_1, K_2, K_3 . За допомогою відомих виразів з літератури з проектування електричних машин [10] розраховується окремо індуктивність пазового розсіювання обмотки статора L_{gA}, L_{gB}, L_{gC} , індуктивність розсіювання лобових частин L_{eA}, L_{eB}, L_{eC} , опір обмотки статора R_{wA}, R_{wB}, R_{wC} .

Для дослідження обрано такі параметри генератора [8]: $r_1 = 318$ мм (рис. 1, 2); немагнітний проміжок $\delta = 5$ мм; довжина моделі за координатою z становить 1 м; розміри пазів 25×8 мм; кількість пар полюсів $p = 12$; кількість пазів на полюс і фази $q = 2$; коефіцієнт вкорочення обмотки $\beta = 5/6$; струм у контурах j_p (рис. 1) 3560 А, що еквівалентно постійному магніту товщиною 4 мм та намагніченістю 890000 А/м; полюсний кут магнітів $\varphi_p = 2\varphi_\tau/3$; кількість витків у котушках одного шару обмотки $w_c = 25$. Тут φ_τ – кут полюсного кроку.

Одержано такі параметри обмотки статора: індуктивність $L_{AA} = L_{BB} = L_{CC} = 0.928$ Гн; коефіцієнт магнітного зв'язку $K_1 = K_2 = K_3 = 0.447$; індуктивність розсіювання лобових частин $L_{eA} = L_{eB} = L_{eC} = 0.008$ Гн; індуктивність пазового розсіювання $L_{gA} = L_{gB} = L_{gC} = 0.142$ Гн; опір обмотки $R_{wA} = R_{wB} = R_{wC} = 18.22$ Ом.

Частоту (2) задано відповідно до [8] з періодом 10 с та середнім значенням $n_{1av} = 12$ об/хв, для якої оптимальний коефіцієнт моменту k_M було вибрано 19 кН·м·с/об.

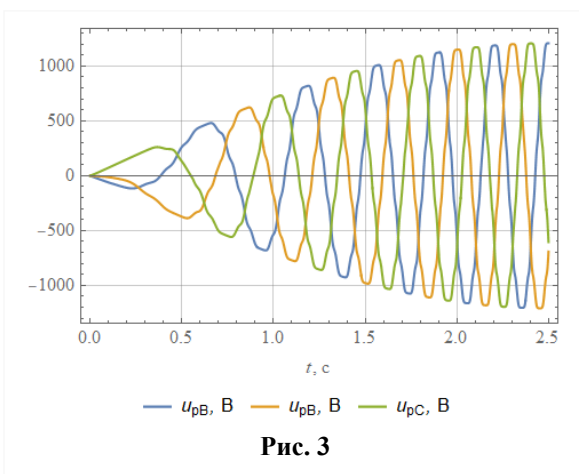


Рис. 3

Індукована струмовими контурами j_p (постійними магнітами) напруга в обмотці статора u_{pA}, u_{pB}, u_{pC} представлена на рис. 3 в межах 1/4 періоду морської хвилі та відповідно частоти (2).

Імітаційні моделі електричних схем. Схема без випрямляча струму (рис. 4 а) може бути розрахована аналітично за другим законом Кірхгофа. Проте з використанням напівпровідникового перетворювача струму (рис. 4 б) розрахунок аналітичним методом ускладнено. Тому параметри (індуктивність, активний опір) генератора та генерована напруга в обмотці (рис. 3) від програми

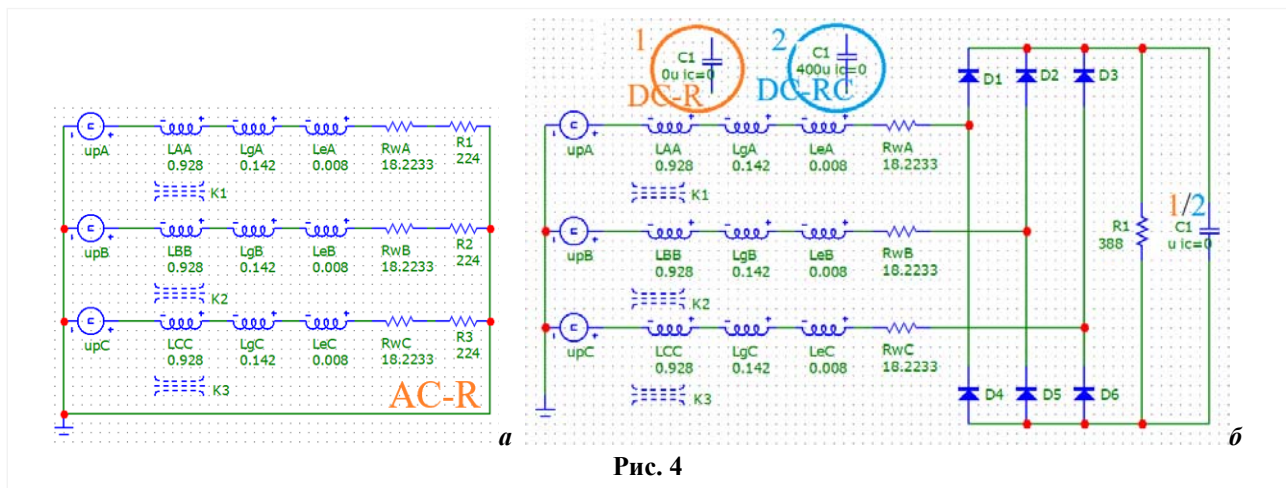


Рис. 4

в Wolfram Mathematica для розрахунку енергетичних показників генератора за методом [9] автоматично передаються в модель електричної схеми в Micro-Cap (рис. 4). Потім розраховані струми в електричному колі та в обмотці статора передаються автоматично від Micro-Cap у програму розрахунку генератора в Wolfram Mathematica для визначення енергетичних показників генератора та коефіцієнта моменту k_M .

На рис. 4 а представлено модель з активним навантаженням (AC-R схема) в програмі Micro-Cap. На рис. 4 б – модель з випрямлячем струму і активно-ємнісним (DC-RC) навантаженням, а також активним (DC-R) навантаженням у випадку відсутності конденсатора $C1$. Напруга u_{pA}, u_{pB}, u_{pC} на усіх трьох схемах однакова і відповідає рис. 3.

Опір навантаження $R1, R2, R3 = 224$ Ом на схемі AC-R (рис. 4 а) підібраний таким чином, щоб досягти $k_M = 19$ кН·м·с/об [8], який розраховується виразом (1). За умови використання одного резистора $R1$ на схемах з перетворювачем DC-R та DC-RC (рис. 4 б) опір задано в $\sqrt{3}$ разів більший від величини опору $R1, R2, R3$ на схемі AC-R (рис. 4 а) – 388 Ом. Ємність конденсатора $C1$ (рис. 4 б) вибрано такої величини (400 мкФ), щоб досягти суттєвого зменшення пульсацій струму на резисторі $R1$. Опір $R1$ на схемі з конденсатором DC-RC вибирається такої величини (430 Ом), щоб досягалася значення $k_M = 19$ кН·м·с/об.

Результати дослідження. На рис. 5 а представлено струм i_C фази C в обмотці генератора з AC-R схемою, на рис. 5 б – зі схемою DC-R, і на рис. 5 в – зі схемою DC-RC. Частота струму змінюється від 0 Гц при позначці часу 0 с до максимального значення

$$f_I = \sqrt{2}n_{1av}p/60 = 3,4 \text{ Гц} \quad (4)$$

на позначці часу 2,5 с, коли досягається амплітудне значення частоти (2). Чим більше полюсів має генератор, тим більше періодів колювання струму буде спостерігатися на рис. 5 відповідно до (4).

Діючі значення струму фази C для усіх схем на рис. 4 становлять 2 А (таблиця), отже, енергія хвиль, що споживається генератором, також однакова. Випрямлений струм на резисторі $R1$ (i_R) у схемі без конденсатора (рис. 5 б) співпадає з максимальними значеннями струму в обмотці статора i_C , і його діюче значення становить 3,05 А. За умови використання конденсатора (рис. 5 в) діюче значення струму i_R становить 2,75 А. Струм на конденсаторі i_{Cap} на рис. 5 в має амплітуду 1,2 А і діюче значення 0,7 А. Наявність конденсатора дає змогу згладити колювання струму в резисторі $R1$: на позначці часу 2,5 мкс колювання струму становить в межах 0,7 А без конденсатора і 0,1 А з конденсатором.

На рис. 6 показано напругу однієї з фаз (фаза C) відповідно для трьох схем (рис. 4): U_{IsC} – напруга втрат в опорі обмотки R_{wC} ; U_{csC} – напруга на виводах обмотки генератора; U_{R3} – напруга на опорі споживача $R3$ схеми на рис. 4 а; U_{R1} – напруга на опорі споживача

$R1$ схеми на рис. 4 б. Середні діючі значення напруги (рис. 6) представлено в таблиці, де показано, що діючі значення усіх напруг для різних схем є однаковими. Але у випадку наявності перетворювача струму (рис. 6 б) є помітний вплив вищих гармонік від випрямляча струму,

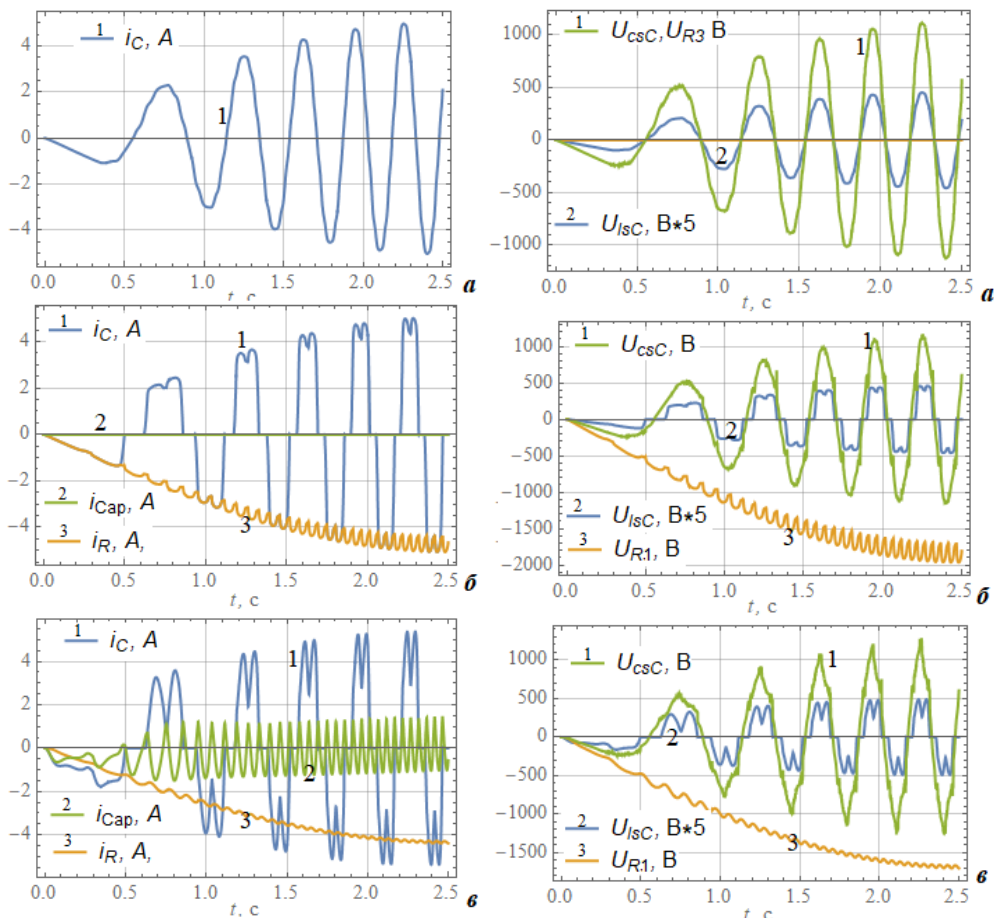


Рис. 5

Рис. 6

що спотворює криві напруги. За наявності конденсатора (рис. 6 в) напруга на опорі $R1$ вирівнюється: коливання напруги при позначці часу близько 2,5 мкс було 0,26 кВ на рис. 6 б і стало 0,04 кВ на рис. 6 в.

На рис. 7 представлено такі характеристики: P_2 – потужність, що передається від хвилі на обертовий вал генератора; P_{cs} – потужність на виході від генератора; P_R , P_{R1} – потужність споживання електроенергії на резисторах; M_M – магнітний момент на роторі. Частота n_1 (2) однакова для усіх схем за умовою. Середні значення показників потужності, що на рис. 7, представлено в таблиці.

На схемі з випрямлячем рис. 7 б спостерігається значне високочастотне коливання потужності та моменту. З використанням конденсатора на рис. 7 в потужність на резисторі P_{R1} має значно менші коливання, порівняно з випадком без конденсатора на рис. 7 б. Але за наявності конденсатора збільшуються межі коливання моменту на валу ротора та активної потужності генератора. Такі високочастотні коливання моменту (рис. 7 б, в) можуть спричинити вібрацію, яку можна частково компенсувати пружною муфтою між шківом 3 та ротором 5 на рис. 1.

На рис. 8 представлено порівняння коефіцієнта моменту k_M (1) для досліджуваних схем, який в межах часу 0,5...2,5 с має подібне усереднене значення 19 кН·м·с/об. У межах часу 0...0,3 с за наявності конденсатора k_M досягає значення 80 кН·м·с/об, що може впливати на зрушення буя з нерухомого стану при зміні напрямку його вертикального переміщення на воді. У такому випадку очікується, що буй (рис. 1) за зміни напрямку руху буде більше занурюватися у воду та виринати з води. Тому для більш точного розрахунку динамічних

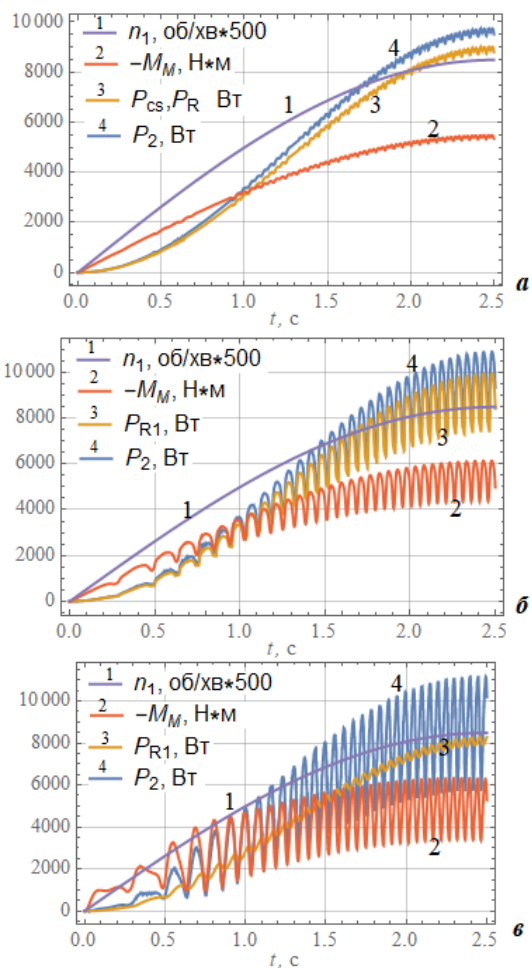


Рис. 7

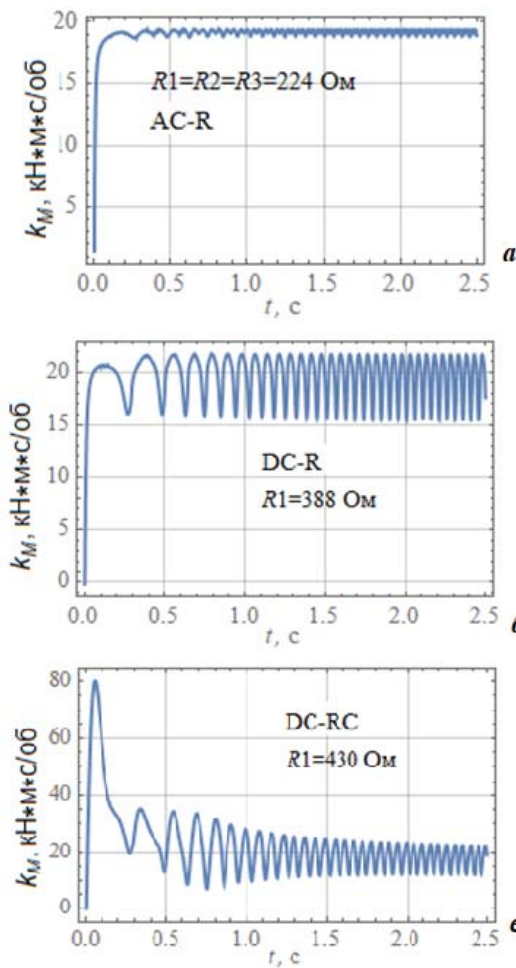


Рис. 8

процесів генеруючого комплексу потрібно виконувати розрахунки магнітного моменту, коливання буя на воді та струму в електричній схемі комплексно.

Аналізуючи дані в таблиці, можна зробити висновок, що схеми AC-R і DC-R без конденсатора практично дають однакові результати, крім втрат в обмотці P_{ls} за період хвили, які більші на 12 % у схемі DC-R. Причиною збільшення втрат P_{ls} , що прямо пропорційні сумі

	1	2	3
Схема (рис. 4)	«AC-R»	«DC-R»	«DC-RC»
$R1, R2, R3$	224 Ом	–	–
$R1$	–	388 Ом	430 Ом (+11%)
I_A, I_B, I_C (DC)	2,08 А	2,04 А (-2%)	2,04 А (-2%)
U_{lsC} (DC)	38 В	37 В (-2%)	37 В (-2%)
U_{csC} (DC)	468 В	471 В (+0%)	471 В (+0%)
U_{R1} (DC)	–	1185 В	1183 В (+0%)
P_2	4815 Вт	4890 Вт (+2%)	4729 Вт (-2%)
P_{cs}	4453 Вт	4483 Вт (+0%)	4322 Вт (-2%)
P_{ls}	362 Вт	406 Вт (+12%)	406 Вт (+12%)
P_{R1}	1484 Вт	4473 Вт	4031 Вт (-19%)
P_R	4453 Вт		
M_M	3453 Н·м	3515 Н·м (+2%)	3521 Н·м (+2%)
η_P (5)	92 %	91 %	85 %

квадратів миттєвих значень струму, є поява вищих гармонік (рис. 5 б) внаслідок нелінійності навантаження з напівпровідниковим випрямлячем струму. Порівнюючи схеми DC-RC і DC-R, маємо зниження потужності споживання P_{R1} на 19 %, але більш рівні криві струму та напруги на споживачі R1 (рис. 5 б та рис. 6 б). Схема з конденсатором має коефіцієнт споживання потужності

$$\eta_P = P_{R1}/P_2 \quad (5)$$

найменший – 85 %, тоді як без конденсатора він становить 92 %.

Висновки. У порівнянні схем з резистором як споживачем потужності, з перетворювачем струму на шести діодах та без перетворювача, виявлено очікувану відмінність кривих струму та напруги і зростання потужності втрат в обмотці статора на 12 % за рахунок нелінійного спотворення струму. Наявність перетворювача уже спричинює високочастотні коливання потужності, струму та електромагнітного моменту генератора, які потім зростають ще на 1/3 при додаванні конденсатора паралельно до резистора. Збільшення коливання моменту може призводити до збільшення вібрацій.

При роботі перетворювача енергії хвиль з випрямлячем струму за умови наявності конденсатора паралельно зі споживачем (резистор) суттєво знижуються високочастотні коливання потужності, струму та напруги на резисторі. Водночас відбувається зростання на 11 % опору резистора, зменшення потужності споживання електроенергії на 19 % та зменшення коефіцієнта споживання потужності енергії хвиль від 91 до 85 %.

За наявності перетворювача струму коефіцієнт моменту k_M (частка електромагнітного моменту та частоти обертання ротора) має високочастотне коливання, порівняно з таким коефіцієнтом без перетворювача. Якщо присутній конденсатор, то при старті обертання ротора генератора він короткий проміжок часу заряджається і водночас спостерігається в 4 рази більше значення коефіцієнта моменту k_M .

Роботу виконано за темою "Розвиток удосконалених електромеханічних та електромагнітних систем електростанцій та методів їх діагностики" ("Агрегат-3", державний реєстраційний номер 0122U000840).

1. Савченко Г.Ю. Оценка энергетических параметров волновой поплавковой электростанции. *Прикладна гідромеханіка*. 2016. Т. 18. № 2. С. 58–63. URL: <http://dspace.nbu.gov.ua/handle/123456789/116559>
2. Jeongrok Kim, Dongeun Kim, Arun George, Il-Hyoung Cho. Experimental study of multiple hemisphere wave energy converters arrayed in a water channel resonator. *International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering*. 2023. Vol. 15. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijnaoe.2023.100513>
3. Mile Dragić, Milan Hofman, Veselin Tomin, Vladimir Miškov, Sea trials of Sigma wave energy converter – Power and efficiency. *Renewable Energy*. 2023. Vol. 206, P. 748–766. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.02.055>
4. Omar Farrok, Koushik Ahmed, Abdirazak Dahir Tahlil, Mohamud Mohamed Farah, Mahbubur Rahman Kiran, Md. Rabiul Islam. Electrical power generation from the oceanic wave for sustainable advancement in renewable energy. *Technologies Sustainability*. 2020. Vol. 12(6). Pp. 1–23. DOI: <https://doi.org/10.3390/su12062178>
5. Boxi Jiang, Xiaofan Li, Shuo Chen, Qiuchi Xiong, Bangfuh Chen, Robert G. Parker, Lei Zuo. Performance analysis and tank test validation of a hybrid ocean wave-current energy converter with a single power takeoff. *Energy Conversion and Management*. 2020. Vol. 224. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113268>
6. Falcão, AFO, Cândido, JJMB, Justino, PAP, & Henriques, JCC. Modelling of the IPS Buoy Wave Energy Converter Including the Effect of Non-Uniform Tube Cross-Section. *Proceedings of the ASME 2011 30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*. Vol. 5: Ocean Space Utilization; Ocean Renewable Energy. Rotterdam, The Netherlands. June 19–24, 2011. Pp. 289–298. DOI: <https://doi.org/10.1115/OMAE2011-49117>
7. Giambattista Gruosso, Qi Zhou, Federica Bizzozero Comparison among passive and active rectifier for seawave energy production. *2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, Taormina, Italy. 2015. Pp. 493–498. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2015.7177562>
8. Кондратенко І.П., Карлов О.М., Кришук Р.С. Методика розрахунку енергетичних характеристик перетворювача енергії морських хвиль за період коливання хвилі. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*, 2023, Вип. 64. С. 5–14. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.64.005>
9. Кондратенко І.П., Кришук Р.С. Математична модель магнітоелектричної машини. *Технічна електродинаміка*. 2024. № 2. С. 52–61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.02.052>

10. Постников И.М. Проектирование электрических машин. К.: ГТИ. 1962. 736 с.

ELECTRICAL PARAMETERS AND POWER IN THE SEA WAVE ENERGY CONVERTER WITH RECTIFIER AND RC LOAD

I.P. Kondratenko, R.S. Kryshchuk

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteiskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

E-mail: dep7ied@ukr.net¹, dygogive@gmail.com²

The article is dedicated to determining the energy indicators of a generating complex with stochastic wave energy generation. The aim of the study is to compare the energy indicators and power consumption coefficient of wave energy generating complexes' simulation models with magneto-electric generators operating at variable speeds under resistive and resistive-capacitive loads with rectified voltage. The analytical method is employed to calculate the parameters and energy indicators of the magneto-electric generator. The calculation includes inductance, resistance, and voltage generated by the rotor with permanent magnets in the three-phase winding of the magneto-electric generator for electrical circuit modeling with and without a three-phase current rectifier, as well as active-reactive and active loading. The rotor rotation frequency varies harmonically with the same period and amplitude for all electrical circuits. The determined current in the electrical circuits is used to calculate the generator's electromagnetic field and energy indicators. Comparisons are made for circuits with active and active-reactive loads, including power consumption, power losses in the stator winding, power output from the generator, and the power consumption coefficient of wave energy. The comparison of energy indicators is conducted under the condition of equal rotor oscillation frequency and shaft torque, achieved by varying the load resistance. Bibl. 10, fig. 8, table.

Keywords: simulation model, electrical circuit, wave energy conversion, active-reactive load.

1. Savchenko H.Yu. Estimation of power parameters of wave float power-station. *Prikladna Hidromekhanika*. 2016. Vol. 18. No. 2. Pp. 58–63. URL: <http://dspace.nbuiv.gov.ua/handle/123456789/116559> (Rus)
2. Jeongrok Kim, Dongeun Kim, Arun George, Il-Hyoung Cho. Experimental study of multiple hemisphere wave energy converters arrayed in a water channel resonator. *International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering*. 2023. Vol. 15. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijnaoe.2023.100513>
3. Mile Dragić, Milan Hofman, Veselin Tomin, Vladimir Miškov, Sea trials of Sigma wave energy converter – Power and efficiency. *Renewable Energy*. 2023. Vol. 206, P. 748–766. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.02.055>
4. Omar Farrok, Koushik Ahmed, Abdirazak Dahir Tahlil, Mohamud Mohamed Farah, Mahbubur Rahman Kiran, Md. Rabiul Islam. Electrical power generation from the oceanic wave for sustainable advancement in renewable energy. *Technologies Sustainability*. 2020. Vol. 12(6). Pp. 1–23. DOI: <https://doi.org/10.3390/su12062178>
5. Boxi Jiang, Xiaofan Li, Shuo Chen, Qiuchi Xiong, Bang-fuh Chen, Robert G. Parker, Lei Zuo. Performance analysis and tank test validation of a hybrid ocean wave-current energy converter with a single power takeoff. *Energy Conversion and Management*. 2020. Vol. 224. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113268>
6. Falcao, AFO, Candido, JJMB, Justino, PAP, & Henriques, JCC. Modelling of the IPS Buoy Wave Energy Converter Including the Effect of Non-Uniform Tube Cross-Section. *Proceedings of the ASME 2011 30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Vol. 5: Ocean Space Utilization; Ocean Renewable Energy. Rotterdam, The Netherlands. June 19–24, 2011. Pp. 289–298. DOI: <https://doi.org/10.1115/OMAE2011-49117>*
7. Giambattista Gruosso, Qi Zhou, Federica Bizzozero Comparison among passive and active rectifier for seawave energy production. *2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Taormina, Italy. 2015. Pp. 493-498. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2015.7177562>*
8. Kondratenko I.P., Karlov O.M., Kryshchuk R.S. Methodology for calculating energy characteristics of a sea wave energy converter for the wave oscillation period. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*, 2023. No. 64. Pp. 5–14. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.64.005> (Ukr)
9. Kondratenko I.P., Kryshchuk R.S. Mathematical model of a magnetoelectric machine. *Tekhnichna Elektrodynamicamika*. 2024. No. 2. Pp. 52–61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.02.052> (Ukr)
10. Postnikov I.M. Design of electric machines. Kyiv: GTI. 1962. 736 p. (Rus)

Надійшла: 22.02.2024

Прийнята: 27.03.2024

Submitted: 22.02.2024

Accepted: 27.03.2024

ВПЛИВ ДИСКРЕТНОГО ХАРАКТЕРУ СИГНАЛУ ШВИДКОСТІ НА ПРОЦЕСИ КЕРУВАННЯ МОМЕНТОМ ВЕКТОРНО-КЕРОВАНОГО АСИНХРОННОГО ДВИГУНА

С.М. Ковбаса, докт. техн. наук, **Н.Д. Красношاپка**, канд. техн. наук, **Є.В. Коломійчук**,
А.О. Холоша, **Б.С. Делейко**

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна

e-mail: skovbasa@ukr.net, Kolomijchuk@hotmail.com

У роботі представлено результати дослідження впливу дискретного характеру сигналу вимірної кутової швидкості з використанням інкрементального енкодера на процеси керування моментом векторно-керованого асинхронного двигуна тягового електропривода. Дослідження виконано методом математичного моделювання для системи прямого векторного керування моментом, яка забезпечує пряме асимптотичне полеорієнтування, асимптотичне відпрацювання заданих траєкторій моменту та модуля вектора потокозчеплення ротора, асимптотичну розв'язку процесів керування моментом та потоком. Параметри асинхронного двигуна та енкодера, які використовуються в дослідженні, відповідають параметрам, що існують у тягових електромеханічних системах тролейбусів. Показано, що наявність фільтра у вихідному каналі вимірювання кутової швидкості дає змогу зменшити пульсації струму і моменту асинхронного двигуна, які виникають унаслідок дискретного характеру сигналу швидкості, проте призводить до виникнення похибки відпрацювання моменту та погіршення умов полеорієнтування за вектором потокозчеплення ротора. Запропоновано комбіноване використання фільтрованого та нефільтрованого сигналів кутової швидкості для уникнення вказаного недоліку. Бібл. 7, рис. 6.

Ключові слова: асинхронний двигун, векторне керування, вимірювання кутової швидкості, енкодер, тяговий електропривод.

Вступ. Системи векторного керування асинхронними двигунами (АД) із вимірюванням кутової швидкості [1, 2] мають широке застосування в промисловості, комунальному та сільському господарстві, електротранспорті. Найпоширенішим способом отримання сигналу про кутову швидкість ротора є використання енкодерів, які можуть бути фотоімпульсного або індуктивного типу. Перевагами енкодерів є їхні високі масогабаритні показники, низький момент інерції, відносно невисока вартість. Проте вони мають суттєвий недолік – дискретний характер вимірювання кутової швидкості [2–4]. Ця властивість призводить до виникнення додаткових збурень у системі векторного керування та потребує їхнього врахування під час розробки реальних електроприводів.

Можна зменшити вплив дискретності, підвищивши роздільну здатність енкодера, проте це дещо збільшує його вартість, зменшує надійність та не завжди може бути здійснено, особливо в тягових електроприводах, де використовуються датчики індуктивного типу, зазвичай із роздільною здатністю менше 256 імпульсів/об. Ще одним способом подолання проблеми є збільшення інтервалу часу на підрахунок імпульсів, що надходять від датчика, встановлення на виході каналу вимірювання програмного фільтра, проте це призводить до затримки проходження сигналу, а також додаткової, зумовленої введенням фільтром динаміки в каналі вимірювання кутової швидкості [5]. Для подолання цього недоліку існують методи вимірювання із застосуванням різного типу спостерігачів, фільтрації Калмана [5, 6].

Метою цього дослідження є аналіз негативного впливу дискретного характеру сигналу швидкості, вимірної за допомогою енкодера, на процеси векторного керування моментом АД з метою формування рекомендацій щодо конфігурації каналу вимірювання кутової швидкості із застосуванням простого фільтра на основі аперіодичної ланки першого порядку.

Алгоритм прямого векторного керування моментом та модулем вектора потокозчеплення АД. Базуючись на концепції прямого полеорієнтування, алгоритм керування моментом і модулем вектора потокозчеплення задається такими рівняннями [7]:

- регулятор модуля вектора потокозчеплення

$$\dot{i}_d^* = (\alpha\psi^* + \dot{\psi}^* - k_\psi e_\psi - x_\psi) / \alpha L_m, \quad (1)$$

$$\dot{x}_\psi = k_{\psi i} e_\psi;$$

- спостерігач модуля вектора потокозчеплення

$$\dot{\hat{\psi}} = -\alpha \hat{\psi} + \alpha L_m \dot{i}_d, \quad (2)$$

$$\dot{\varepsilon}_0 = \omega_0 = \omega p_n + \alpha L_m \frac{\dot{i}_q}{\hat{\psi}},$$

- регулятори струмів

$$u_d = \sigma (\gamma i_d^* - \omega_0 i_d^* - \alpha \beta \hat{\psi} + \dot{i}_d^* - k_i \tilde{i}_d + x_d), \quad (3)$$

$$\dot{x}_d = -k_{ii} \tilde{i}_d,$$

$$u_q = \sigma (\gamma i_q^* + \omega_0 i_q^* + \beta \omega p_n \hat{\psi} + \dot{i}_q^* - k_i \tilde{i}_q + x_q), \quad (4)$$

$$\dot{x}_q = -k_{ii} \tilde{i}_q;$$

- регулятор моменту

$$\dot{i}_q^* = \frac{1}{\mu_1} \frac{M^*}{\psi^*}, \quad \hat{\psi} > 0, \quad \dot{i}_q^* = \frac{1}{\mu_1} \left(\frac{\dot{M}^*}{\psi^*} - \frac{M^* \dot{\psi}^*}{\psi^{*2}} \right), \quad (5)$$

де $\alpha = \frac{R_2}{L_2}$; $\sigma = L_1 - \frac{L_m^2}{L_2}$; $\beta = \frac{L_m}{\sigma L_2}$; $\gamma = \frac{R_1}{\sigma} + \alpha \beta L_m$, $\mu_1 = \frac{3}{2} \frac{L_m}{L_2}$, R_1, R_2 і L_1, L_2 – активні опори та індуктивності статора і ротора відповідно; L_m – індуктивність контуру намагнічування; p_n – число пар полюсів; i_d^*, i_q^* – завдання на струм збудження та моментоутворюючий струм статора; ω – кутова швидкість ротора; u_d, u_q – компоненти вектора керуючої напруги статора; ε_0, ω_0 – кутове положення та швидкість обертання синхронної системи координат ($d-q$) відносно стаціонарної ($a-b$); $\hat{\psi}$ – оцінка модуля вектора потокозчеплення ротора; ψ^* – задане потокозчеплення ротора; M^* – заданий момент двигуна; $\tilde{i}_d = i_d - i_d^*$, $\tilde{i}_q = i_q - i_q^*$ – похибки відпрацювання струмів статора; $e_\psi = \hat{\psi} - \psi^*$ – похибка відпрацювання оціненого потокозчеплення; $(k_\psi, k_{\psi i}) > 0$ – коефіцієнти пропорційної та інтегральної складових регулятора потокозчеплення; $(k_i, k_{ii}) > 0$ – коефіцієнти пропорційної та інтегральної складових регуляторів струму.

Алгоритм векторного керування АД, заданий рівняннями (1)–(5) забезпечує: асимптотичне полеорієнтування керування за вектором потокозчеплення ротора, асимптотичне відпрацювання заданих траєкторій моменту та модуля вектора потокозчеплення, асимптотичну розв'язку процесів керування моментом та модулем вектора потокозчеплення ротора.

Організація каналу вимірювання кутової швидкості. На виході інкрементального енкодера формуються дві послідовності імпульсів A і B , зсунутих одна відносно одної на чверту частину періоду, як показано на рис. 1 а. Структура апаратної частини мікроконтролера, яка дає змогу обробляти такий квадратурний сигнал, показана на рис. 1 б. Спочатку вхідні послідовності енкодера проходять логічну схему, що забезпечує детектування фронтів послідовностей A та B і генерацію результуючої послідовності S , яка безпосередньо подається на лічильник СТ. Напрямок лічби (обертання валу) визначається залежно від взаємного розташування фронтів сигналів A і B зі статичним станом протилежного сигналу. Значення на виході лічильника Q передається в програму мікроконтролера для подальшої обробки.

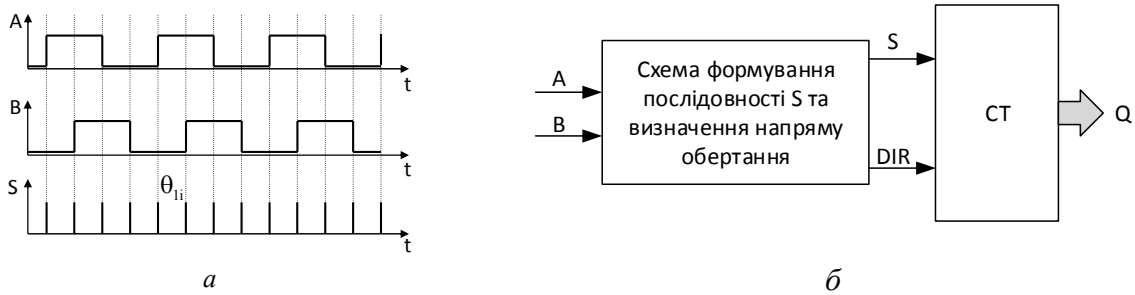


Рис. 1

Найпростішими способами вимірювання кутової швидкості є або диференціювання кутового положення на основі інформації про прийняту кількість імпульсів за фіксований час, або вимірювання інтервалу часу між двома сусідніми імпульсами послідовності S із подальшим перерахунком у кутову швидкість [3]. У межах цього дослідження використано перший спосіб, який формалізується так:

$$\omega_e = \frac{n\theta_{li}}{T_s} = \frac{2\pi n}{4NT_s}, \quad (6)$$

де ω_e – розрахункове значення реальної кутової швидкості; θ_{li} – кут, на який повертається вал енодера для генерації одного імпульсу результуючої послідовності S; $n = Q_{k+1} - Q_k$ – число імпульсів, що надійшли від енодера за фіксований інтервал часу T_s , де k – номер такту вимірювання; N – роздільна здатність енодера.

Основною проблемою застосування формули (6) на практиці є високий рівень дискретності вимірювання кутової швидкості. Наприклад, у разі застосування енодера з роздільною здатністю 1000 імпл/об та часом вимірювання $T_s = 200$ мкс дискретність каналу вимірювання швидкості складе 7.85 рад/с. На практиці це означає, що за швидкості обертання валу 7.85 рад/с від енодера буде надходити один імпульс послідовності S. У випадку обертання валу з меншими швидкостями від енодера на декількох тактах не надходитиме жодного імпульсу, що сприйматиметься системою керування як нульова швидкість. За таких умов у сигналі зворотного зв'язку за швидкістю з'являються високочастотні стрибкоподібні переходи, у розглянутому прикладі величиною 7.85 рад/с, які вносять додаткові збурення в систему керування та обмежують можливості підвищення швидкодії контурів регулювання кутової швидкості.

Для згладжування сигналу зворотного зв'язку за швидкістю в рамках цього дослідження розглянемо простий фільтр у вигляді аперіодичної ланки першого порядку:

$$W_f = \frac{\omega_f}{\omega_e} = \frac{1}{\tau p + 1}, \quad (7)$$

де ω_f – відфільтроване значення швидкості ω_e ; τ – стала часу фільтра.

Входом цього фільтра є послідовність розрахункових значень, отриманих за виразом (6), а виходом – фільтроване значення вимірної швидкості, яке може бути використано в рівняннях алгоритму керування.

Дослідження впливу дискретності на процеси керування координатами АД.

У дослідженні використано такі параметри асинхронного двигуна: номінальна потужність $P_n = 180$ кВт, активний опір статора $R_1 = 0.01$ Ом, активний опір ротора $R_2 = 0.0085$ Ом, індуктивність обмотки статора $L_1 = 0.0061$ Гн, індуктивність обмотки ротора $L_2 = 0.0061$ Гн, індуктивність контуру намагнічування $L_m = 0.0058$ Гн, число пар полюсів $p = 2$, момент інерції ротора $J = 6$ кг·м², коефіцієнт в'язкого тертя $\nu = 0.15$ с⁻¹. Коефіцієнти налаштування алгоритму векторного керування моментом та модулем вектора потокозчеплення (1)–(5) задано рівними: $k_i = 700$, $k_{ii} = 120000$, $k_{\psi} = 100$, $k_{\psi i} = 5000$. Роздільна здатність енодера 256 імпл/об, час підрахунку імпульсів $T_s = 600$ мкс, стала часу фільтра швидкості $\tau = 1.6$ мс.

Тести виконано за наступної послідовності операцій керування двигуном (рис. 2): протягом інтервалу часу $t = 0-0.5$ с здійснюється збудження АД до значення $\psi^* = 0.9$ Вб; починаючи з часу $t = 0.75$ с від двигуна вимагається відпрацювати задану траєкторію моменту, як показано на рис. 2, яка включає етапи розгону двигуна, вибігу та гальмування, які є типовими під час руху електричного транспортного засобу. Унаслідок відпрацювання траєкторії моменту двигун розганяється до кутової швидкості 60 рад/с і гальмує до нульової швидкості (рис. 2). Недискретизований сигнал кутової швидкості (ω) показано на рис. 2 суцільною червоною лінією. Сигнал, отриманий від енкодера (ω_{enc}) із застосуванням виразу (6), має дискретний характер, водночас рівень дискретності складає близько 10 рад/с. Використання фільтра першого порядку зі сталою часу 1.6 мс згладжує сигнал (див. рис. 2), але не усуває пульсації повністю.

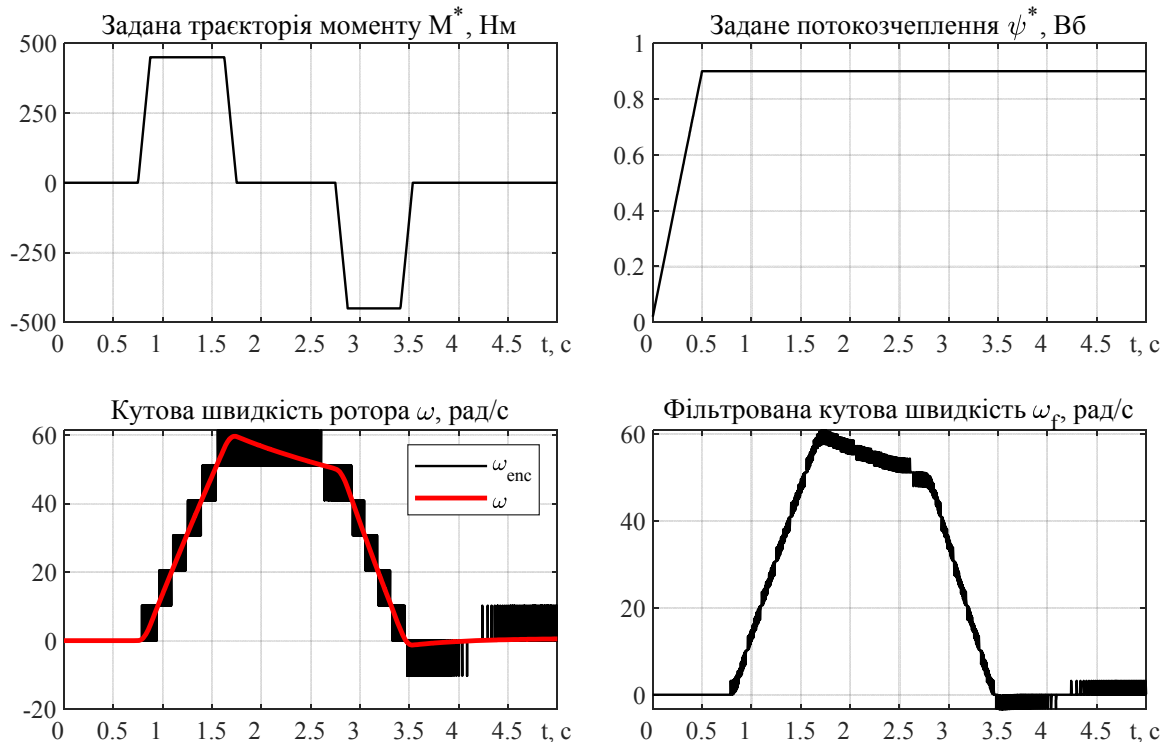


Рис. 2

Перехідні процеси під час відпрацювання заданих траєкторій моменту та модуля вектора потокозчеплення в системі з недискретизованим сигналом кутової швидкості показано на рис. 3. Із аналізу графіків на рис. 3 встановлюємо, що алгоритм керування (1) – (5) в ідеалізованих умовах математичного моделювання забезпечує асимптотичне відпрацювання заданих траєкторій моменту (похибка моменту $\tilde{M} = M - M^*$ затухає до нуля, де M – момент двигуна), а також асимптотичне полеорієнтування за вектором потокозчеплення ротора, тобто $\psi_q = 0$. Оскільки після завершення процесу полеорієнтування зміни моменту не призводять до змін модуля вектора потокозчеплення ротора, то можна зробити висновок, що асимптотична розв'язка процесів керування моментом і модулем вектора потокозчеплення також досягається.

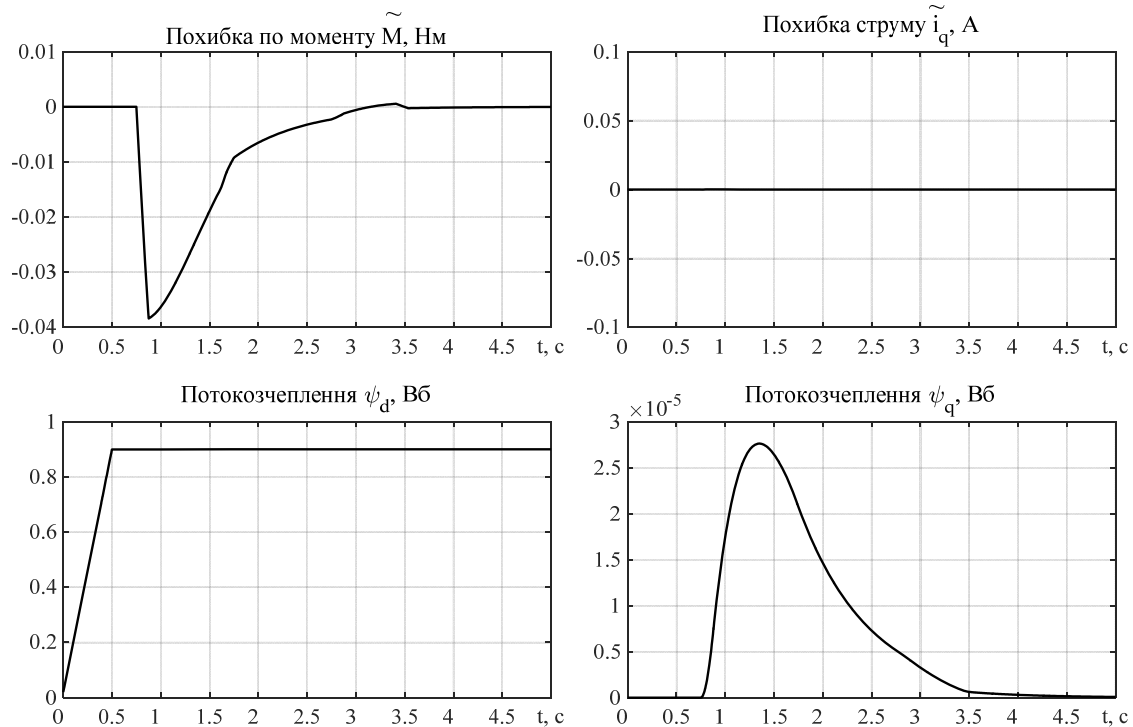


Рис. 3

На рис. 4. показано перехідні процеси в системі, де сигнал кутової швидкості формується з використанням енкодера та формули (6). Як видно з рис. 4, введення в систему енкодера, а відповідно й часової затримки на рівні 0.0006 с у каналі вимірювання кутової швидкості, призвело до виникнення потокозчеплення за віссю q , що вказує на порушення умов полеорієнтування, а також до похибки відпрацювання потокозчеплення за віссю d . Зміни моменту двигуна почали призводити до зміни модуля вектора потокозчеплення, що вказує на певний рівень пов'язаності процесів керування моментом та потокозчепленням. Дискретний характер сигналу швидкості призвів до виникнення пульсацій моментоутворюючого струму на рівні 17 А та відповідно пульсацій моменту двигуна на рівні 45 Н·м, що складає 10 % від сигналу завдання.

Розглянемо варіант зменшення пульсацій струму та моменту шляхом введення фільтру (7) в канал вимірювання швидкості. Графіки перехідних процесів для такої конфігурації системи показано на рис. 5. Із порівняння рис. 5 та рис. 4 видно, що введення фільтру дало змогу зменшити рівень пульсацій струму до 5 А, а моменту – до 10 Н·м. Проте внаслідок збільшення результуючої затримки сигналу кутової швидкості в системі спостерігається подальше погіршення умов полеорієнтування (потік за віссю q зріс із 0.05 до 0.13 Вб) та більш виражена зв'язаність підсистем моменту та потокозчеплення. Зростання похибки відпрацювання потокозчеплення зі свого боку призвело до збільшення похибки відпрацювання моменту до рівня 50 Н·м.

Для зменшення впливу фільтра швидкості на процеси регулювання потокозчеплення запропоновано в рівнянні динаміки кутової швидкості синхронної системи координат (2) використати нефільтрований сигнал кутової швидкості, а в рівнянні ПІ-регулятора моментоутворюючої компоненти струму статора (4) – фільтроване значення. Графіки перехідних процесів для такого комбінованого каналу вимірювання швидкості показано на рис. 6. Порівняння рис. 4 та 6 показує, що такий підхід дає змогу забезпечити рівень полеорієнтування, аналогічний показаному на рис. 4, коли використовується енкодер без фільтра, одночасно зменшивши порівняно з рис. 4 рівень пульсацій струму до 6 А та моменту до 18–20 Н·м. Оскільки фільтр більше не впливає на похибку полеорієнтування, то його стала часу може бути збільшеною. Зокрема при $\tau = 0.002$ мс рівень пульсацій зменшується до 2 А за струмом та 6 – 8 Нм за моментом.

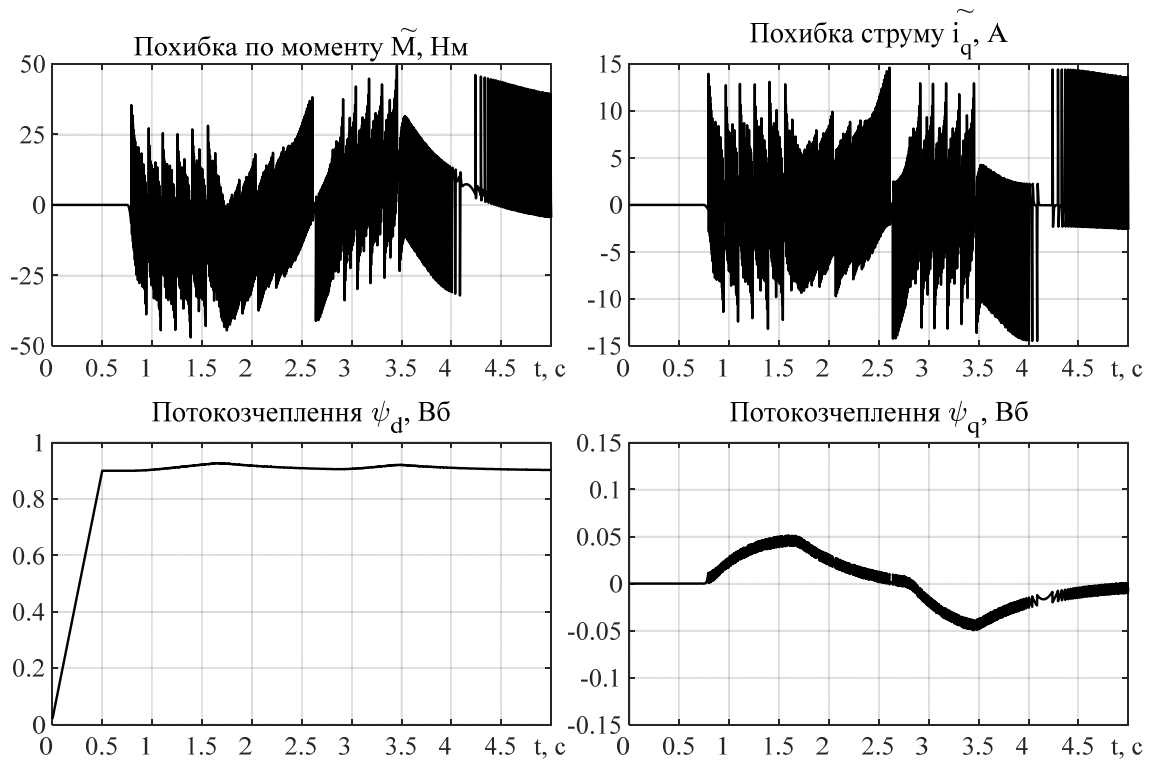


Рис. 4

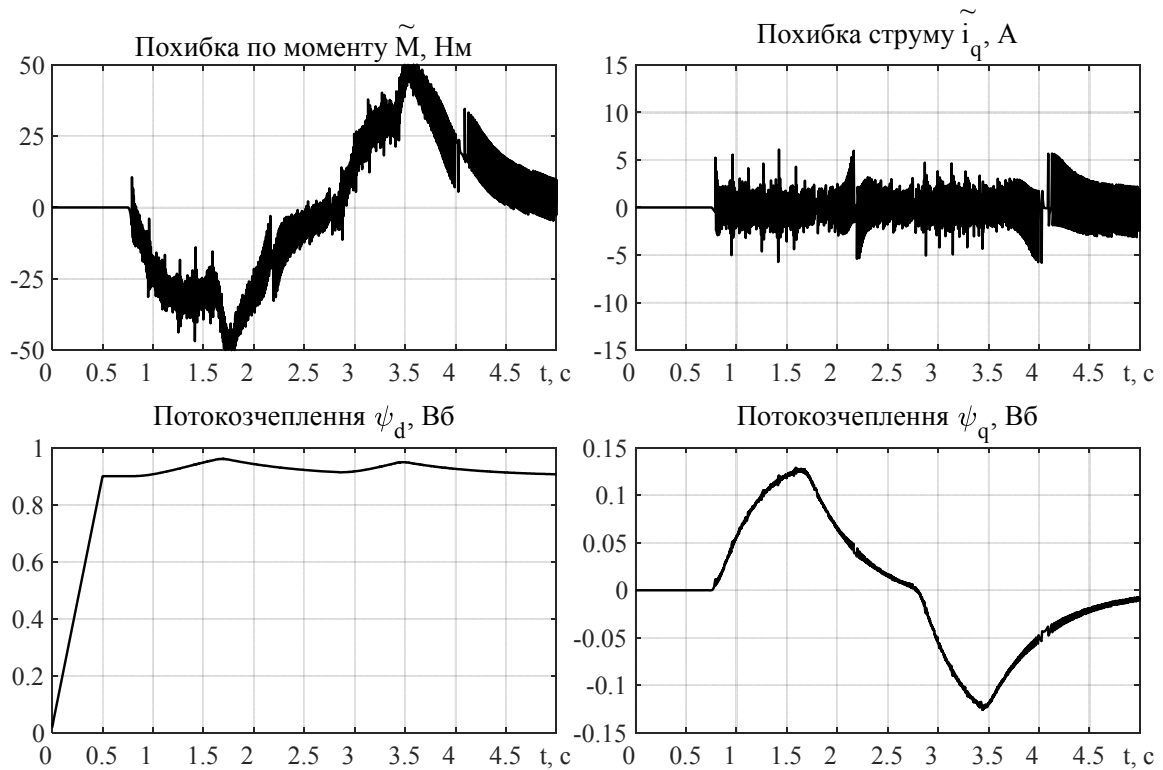


Рис. 5

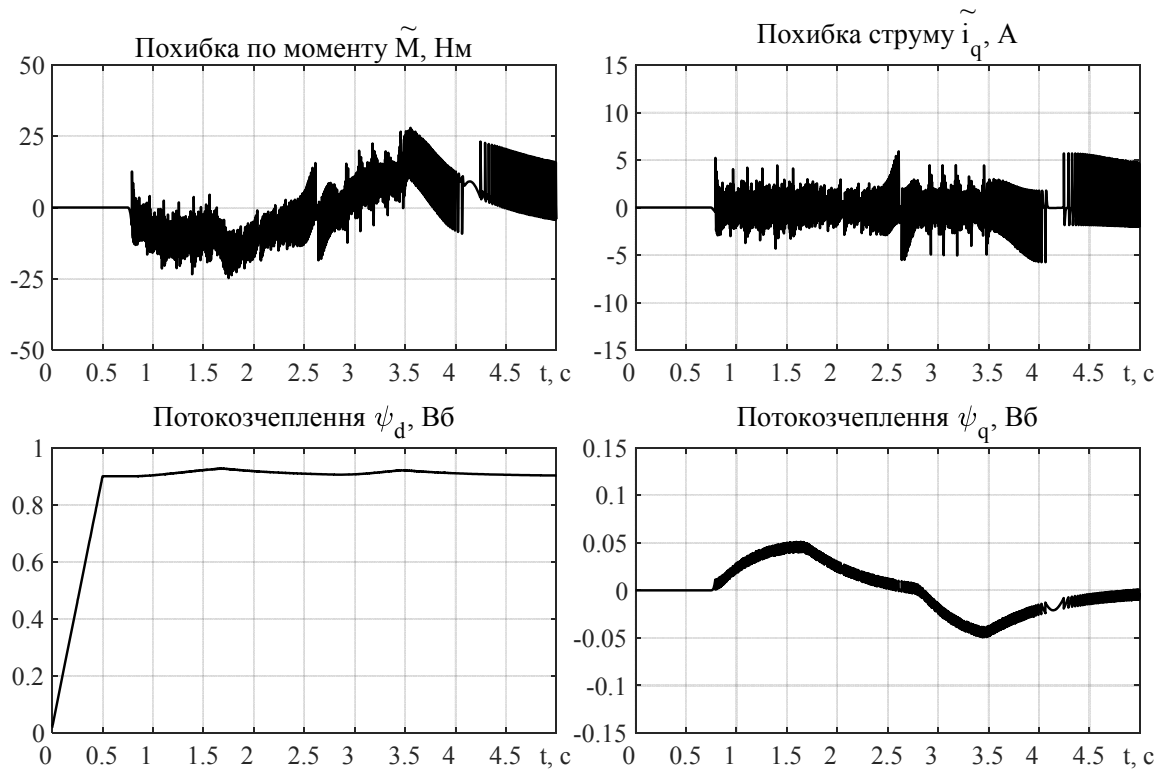


Рис. 6

Висновки. У результаті проведеного дослідження встановлено, що дискретний характер сигналу швидкості, вимірюваної із використанням енкодера, вагомо впливає на процеси векторного керування моментом і потокозчепленням асинхронного двигуна, призводячи до незначного порушення асимптотичності відпрацювання координат та умов полеорієнтування, а також до виникнення значних пульсацій моментоутворюючого струму статора і моменту АД. Пряме застосування фільтра у вигляді аперіодичної ланки першого порядку в каналі вимірювання швидкості дає змогу зменшити рівень пульсацій струму й моменту, проте призводить до ще більшої деградації показників якості керування. Для уникнення цього ефекту запропоновано комбіноване застосування нефільтрованого та фільтрованого сигналів швидкості від енкодера, яке дало змогу зменшити рівень пульсацій струму й моменту та зберегти рівень показників якості керування координатами АД на рівні, що існує в системі із застосуванням енкодера без фільтра.

1. Leonhard W. Control of Electrical Drives. (3rd edition). Berlin: Springer-Verlag, 2001. 460 p.
2. Kennel R.M. Why do incremental encoders do a reasonable good job in electrical drives with digital control. *Proceedings of the 41 st IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Tampa, FL, USA, 2006. Vol. 2. Pp. 925–930.
3. Briz F., Cancelas J.F., and Diez A. Speed measurement using rotary encoders for high performance AC drives. *Proc. IEEE Con. Industrial Electronics, Control and Instrumentation (IECON'94)*, Sep. 1994. Pp. 538–542.
4. Vázquez-Gutiérrez Y., O'Sullivan D.L. and Kavanagh R.C. Small-Signal Modeling of the Incremental Optical Encoder for Motor Control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. May 2020. Vol. 67. No. 5. Pp. 3452–3461.
5. Klöppelt C. and Meyer D. Comparison of different Methods for Encoder Speed Signal Filtering exemplified by an Inverted Pendulum. *2018 19th International Conference on Research and Education in Mechatronics (REM)*, Delft, Netherlands, 2018. Pp. 1–6.
6. Petrella R., Tursini M., Peretti L. and Zigliotto M. Speed measurement algorithms for low-resolution incremental encoder equipped drives: a comparative analysis. *2007 International Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics*, Bodrum, Turkey, 2007. Pp. 780–787.
7. Пересада С.М., Ковбаса С.Н., Бовкунович В.С. Грубое векторное управление моментом и потоком асинхронного двигателя. *Технічна електродинаміка*. 2010. № 1. С. 60–66.

INFLUENCE OF THE SPEED SIGNAL DISCRETIZATION ON THE TORQUE VECTOR CONTROL OF INDUCTION MOTOR**S. Kovbasa, N. Krasnoshapka, Y. Kolomiichuk, A. Kholosha, B. Deleiko**National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute,
Beresteyskiy ave., 37, 03056, Kyiv, Ukrainee-mail: skovbasa@ukr.net, Kolomijchuk@hotmail.com

The paper presents the investigation of the impact of the discrete character of the measured by incremental encoder speed signal on the induction motor torque vector control in traction electrical drive. The study is based on mathematical simulations for a direct vector flux-torque control system which provides direct asymptotic field-orientation, asymptotic flux-torque trajectory tracking, and asymptotic decoupling of the torque and flux subsystems. The parameters of the induction motor and encoder used in the study correlate with used in the real traction electromechanical systems of trolleybuses. It is shown that introduction of first order filter in the speed measurement channel reduces the induction motor's current and torque spikes, but leads to an error in torque control and degradation of the rotor flux field-orientation conditions. Combined utilization of filtered and unfiltered speed signal is proposed in order to avoid this disadvantage. Ref. 7, fig. 6.

Keywords: induction motor, vector control, speed measurement, incremental encoder, traction electrical drive.

1. Leonhard W. Control of Electrical Drives. (3rd edition). Berlin: Springer-Verlag, 2001. 460p.
2. Kennel R.M. Why do incremental encoders do a reasonable good job in electrical drives with digital control. Proceedings of the 41 st *IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Tampa, FL, USA*, 2006. Vol. 2. Pp. 925–930.
3. Briz F., Cancelas J.F., and Diez F. Speed measurement using rotary encoders for high performance AC drives. Proc. *IEEE Con. Industrial Electronics, Control and Instrumentation (IECON'94)*, Sep. 1994. Pp. 538–542.
4. Vázquez-Gutiérrez Y., O'Sullivan D.L. and Kavanagh R.C. Small-Signal Modeling of the Incremental Optical Encoder for Motor Control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, May 2020. Vol. 67. No. 5. Pp. 3452–3461.
5. Klöppelt C. and Meyer D. Comparison of different Methods for Encoder Speed Signal Filtering exemplified by an Inverted Pendulum. *2018 19th International Conference on Research and Education in Mechatronics (REM)*, Delft, Netherlands, 2018. Pp. 1–6.
6. Petrella R., Tursini M., Peretti L. and Zigliotto M. Speed measurement algorithms for low-resolution incremental encoder equipped drives: a comparative analysis. *2007 International Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics*, Bodrum, Turkey, 2007. Pp. 780–787.
7. Peresada S.M., Kovbasa S.N., Bovkunovych V.S. Robust flux-torque vector control of induction motor. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2010. No 1. Pp. 60–66. (Rus)

Надійшла: 10.01.2024

Прийнята: 16.02.2024

Submitted: 10.01.2024

Accepted: 16.02.2024

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

УДК 621.11

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.67.022>

ЗАСОБИ РОЗРАХУНКУ ТА ВИБОРУ УСТАВОК ДИФЕРЕНЦІЙНО-ФАЗНОГО ЗАХИСТУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ЗАХИСТІВ L60 В СКЛАДНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ДО 10 000 ВУЗЛІВ

І.В. Блінов*, докт. техн. наук, Н.Ф. Колесникова**, О.І. Козлова***

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: mes@ied.org.ua

Наведено опис розроблених засобів для розрахунку та вибору уставок диференційно-фазного захисту повітряних ліній мікропроцесорних захистів L60 фірми General Electric в складних електричних мережах до 10000 вузлів. Показано, що створені засоби дають можливість вибору уставок за можливими видами змішаних сигналів: з пуском по прямій послідовності та з пуском по зворотній послідовності, а також з пуском за додатковими критеріями. Програма розрахунку дає можливість перевірити забезпечення чутливості органів пуску та відключення за симетричних та несиметричних коротких замикань, за максимальних реверсних протікань потужності в умовах різних змішаних пусків. Бібл. 3, рис. 5.

Ключові слова: електроенергетична система, диференційно-фазний захист, уставки, повітряна лінія.

Вступ. У зв'язку з постійним розвитком мережі Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України [1] забезпечення її надійності покладається на новітні, більш складні і досконалі мікропроцесорні (МП) засоби захисту. Згідно зі Стандартом підприємства та технічною політикою НЕК «Укренерго» як оператора системи передачі [2], кожна лінія має бути обладнана пристроями основного та резервного захисту. Це також стосується і кожної електричної лінії видавання потужності вітровою електростанцією (ВЕС) та сонячною електростанцією (СЕС). Переважним та широко застосовуваним типом основного захисту повітряних ліній (ПЛ) є мікропроцесорний диференційно-фазний захист (ДФЗ) L60 фірми General Electric Multilin [3] з точки зору надійного спрацювання та забезпечення абсолютної селективності при зовнішніх пошкодженнях. ДФЗ L60 – це вид диференціального захисту, який порівнює фази струмів по кінцях лінії, що захищається. Схема диференціально-фазного захисту здійснює порівняння фазних кутів струмів по кінцях лінії та відключає відповідні вимикачі при короткому замиканні (КЗ) у зоні захисту. У ДФЗ терміналу L60 є такі можливості: завдання пускових умов функції ДФЗ по змішаному сигналу: $I2-k-I1$ або $I1+I2/k$ та за додатковими умовами. У даній статті розглядається виконана розробка програмного забезпечення для вибору уставок ДФЗ по змішаному сигналу: $I2-k-I1$.

За основу розробки програми ДФЗ МП захистів L60 взято наступні фактори: складні індуктивні магнітні зв'язки, ємнісні провідності ПЛ, реактори поперечної компенсації, коефіцієнти трансформації трансформаторів і автотрансформаторів (АТ), відмінність електрорушійній силі (ЕРС) генераторів, з'єднання елементів (як правило, вимикачів) нульового опору, а також необхідні при розрахунках аварійних режимів для уставок ДФЗ комплексні опори елементів електричної мережі, перехідні активні опори в місці КЗ, параметри навантажувальних режимів (НР). У вихідній розрахунковій схемі ПЛ можуть бути представлені гілками кінцевого опору без додаткових параметрів і з додатковими параметрами – з взаємною індукцією, з ємнісною провідністю, з взаємною індукцією і ємнісною провідністю.



Метою цієї роботи є опис розроблених засобів для розрахунку та вибору уставок диференційно-фазного захисту фірми General Electric Multilin як основного захисту повітряних ліній терміналу L60, що дає можливість вибору уставок пускових органів за змішаним сигналом I2-k'I1: з пуском по зворотній послідовності. Розроблена програма розрахунку та вибору уставок МП засобів захисту ДФЗ L60 фірми General Electric Multilin, що працює в середовищі інтелектуалізованої системи, була інтегрована в програмний Комплекс ІЕДКК10-GW.

Для розрахунку і вибору уставок ДФЗ в розроблених засобах передбачено розрахунок аварійних режимів: КЗ (двофазні і трифазні без землі; однофазні, двофазні і трифазні КЗ на землю), неповнофазні КЗ (металеві та з перехідними опорами) на кінцевих шинах ПЛ та АТ і в відсутніх в явному вигляді в вихідній розрахунковій схемі проміжних точках ПЛ, можуть розглядатися як з обох сторін, так і з однієї зі сторін гілок (однофазні відключення та двофазні, представлено у вигляді таблиці); задаються відповідні коефіцієнти та константи: це коефіцієнти відлаштування для пускового органу та органу, що відключає, коефіцієнт чутливості для перевірки вибраних уставок на чутливість спрацювання, коефіцієнт змішення сигналів, довжину лінії та питомий ємнісний струм, максимальний струм навантаження та максимальний аварійний струм для лінії, що розглядається, коефіцієнт трансформатора струму $k_{ТТ}$:

$$k_{\text{відл}} = 1.1 \text{ <коэф. відлаштування FDL=1.1-1.2> } \quad k_{\text{зм}} = 0.1 \text{ <коэф. змішен. сигналів=0.1-0.2>}$$

$$k_{\text{отсн}} = 2.0 \text{ <коэф. відлаштування FDH=1.7-2.0> } \quad k_{\text{чув}} = 1.5 \text{ <коэф. чутливості=1.5-2.0>}$$

$$k_{\text{нб}} = 0.03 \text{ <коэф. небалансу =0.02-0.03> } \quad L=44.0 \text{ <довжина лінії в км>}$$

$$I_{\text{нагр,аб,мак}} = 1100 \text{ <макс. струм навантаження линии (А)>}$$

$$I2_{\text{нагр,аб,мак}} = 1210 \text{ <макс. струм навантаження парал. лінії (А)>}$$

$$I_{\text{макс,FDH}} = 2507 \text{ <макс. аварійн струм лінії для FDH > } \quad k_{\text{ТТ}} = 2000/1.$$

Розрахунки уставок ДФЗ виконуються в залежності від ідентифікатора розрахунку; у даній статті розглянуто використання сигналу по змішаному струму I2-k'I1. Короткі замикання (КЗ) представлені: «КЗ⇒» - КЗ на шинах металеве.

У разі перевищення струмом у місці встановлення захисту порогових значень уставок відбувається спрацювання чутливого пускового органу FDL, який залишається у спрацьованому стані на час існування аварійних параметрів.

Розрахунок уставок пускових (FDL) та органів, що відключають (FDH), проводиться у первинних величинах, з наступним перерахуванням їх у вторинні. Розрахунок можна проводити як для вузла з КЗ з одного боку лінії, так і задавши в одному завданні розрахунок 2 – розглянути КЗ з другого боку (у запропонованому прикладі саме цей випадок розрахунку іде як для вузла 2520 ш330кВ, так і для вузла 89 330 кВ 1СШ. Для розрахунку уставок ДФЗ використовуються такі види КЗ: трифазне КЗ – пряма послідовність (I1); двофазне КЗ – пряма та зворотна послідовності (I1 та I2); однофазне КЗ – пряма та зворотна послідовності (I1 та I2); двофазне КЗ на землю – пряма та зворотна послідовності (I1 та I2).

Розраховані струми КЗ оформлюються у вигляді таблиці струмів: трифазний, двофазний, однофазний та двофазний на землю з описом режимів, що відображають картину реального результату відповідного КЗ, наприклад: при КЗ у вузлі 2520 можливі підрежими відключення і заземлення лінії та паралельної ПЛ. Струм зворотної послідовності є присутнім у всіх видах несиметричних пошкоджень як у разі замикань фаза-фаза, так і у випадку замикань фаза-земля. Використання змішаного сигналу як пускового критерію захисту накладає свої особливості на вибір уставок пускових органів. Вибір уставок по змішаному струму I2-k'I1, виходячи з вимог керівних вказівок щодо розрахунку уставок ДФЗ, представлено на прикладі двох паралельних ліній 750 кВ одного з РДЦ України.

Уставка чутливого пускового органу FDL повинна бути:

1. відлаштована від струму небалансу зворотної послідовності в режимі навантаження:

$$I2_{\text{ф}} = \frac{k_{\text{отсн}} k_{\text{нб}}}{k_{\text{с}}} \cdot K2_{\text{нб}} \cdot I_{\text{нагр,аб,мак}} (A), \quad (1)$$

де $k_{отс} = 1.1$, $k_z = 2$, $k_p = 0.97$, $k_{нб} = 0.03$ – коефіцієнти відлаштування, запасу, повернення, небалансу; $I_{наг.раб.мах} = 1100$ – максимальний струм навантаження; $I_{наг.раб.мах} = 1210$ – максимальний струм навантаження (для паралельних ПЛ); $I_{2p} = 75(A)$; $I_{2p}=82$ (A) (для паралельних ПЛ).

2. відлаштована від максимального навантажувального струму, що протікає в місці установки терміналу:

$$I_{1pн} = \frac{k_{отс}}{k_p} \cdot I_{наг.раб.мах} (A), \quad (2)$$

де $k_{отс} = 1.1$, $k_p = 0.97$, $I_{наг.раб.мах} = 1100A$ – максимальний струм навантаження, $I_{1pн} = 1247 A$; $I_{наг.раб.мах}=1210 A$ – максимальний струм навантаження; $I_{1pн} = 1372 A$ (для паралельних ПЛ);

$$|k \cdot I1| = k \cdot |I_{1pн}| (A); |k \cdot I1| = 125 (A); |k \cdot I1| = 137 (A) \text{ (для паралельних ПЛ)}, \quad (3)$$

де $k = 0.1 \dots 0.2$ – коефіцієнт змішування.

Уставка пускового органу FDH (орган, що відключає) повинна бути:

3. відлаштована від складових зворотної та прямої послідовностей, ємнісного струму, обумовлених короткостроковою несиметрією при включенні ПЛ під напругу:

$$I_{2срз} = 0.26(\text{табл.}) L = 44.0 \quad k_{отс} = 2; \\ I1_c = I2_c = L \cdot I_{2срз} (A); \quad (4)$$

$$I1_c = I2_c = 11.44 (A); \\ |I2| = k_{отс} \cdot I2_c (A) \text{ – струм зворот. посл.}; \quad (5)$$

$$|I2| = 23 (A); \\ |k \cdot I1| = k_{отс} \cdot k \cdot I1_c (A) \text{ – струм прям. посл.}; \quad (6)$$

$$|k \cdot I1| = 2 (A); \quad k=0.1,$$

де $k = 0.1 \dots 0.2$ – коефіцієнт змішування.

4. відлаштована від струму небалансу зворотної послідовності в режимі навантаження:

$$I_{2p} = \frac{k_{отс} \cdot k_z}{k_p} \cdot k_{нб} \cdot I_{мах. авар. FDH} (A), \quad (7)$$

де $k_{отс} = 1.1$ – коефіцієнт відлаштування; $k_{нб} = 0.03$ – коефіцієнт небалансу; $I_{мах. авар. FDH} = 2507 (A)$; $k_z = 2$ – коефіцієнт запасу; $k_p = 0.97$ – коефіцієнт повернення; $I_{2p} = 171 (A)$.

5. відлаштована від максимального струму навантаження в місці встановлення терміналу:

$$I_{1pн} = \frac{k_{отс}}{k_p} \cdot I_{мах. авар. FDH} (A), \quad (8)$$

де $k_{отс} = 1.1$; $k = 0.1$; $I_{мах. авар. FDH} = 2507$; $I_{1pн} = 2843(A)$.

$$|k \cdot I1| = k \cdot |I_{1pн}| (A), \quad (9)$$

де $k = 0.1 \dots 0.2$ – коефіцієнт змішування; $|k \cdot I1| = 284 (A)$.

6. відлаштована від сумарного струму у найгіршому випадку, при великих перетоках потужності складові $I2$ та $k \cdot I1$ можуть підсумовуватися. Уставку обираємо виходячи з сумарного струму:

$$\begin{aligned} I_{FDL} &= |I2| + |k \cdot I1| (A); & I_{FDL} &= 75 + 125 = 200 (A); \\ I_{FDH} &= |I2| + |k \cdot I1| (A); & I_{FDH} &= 171 + 284 = 455 (A); \\ I_{FDL} &= |I2| + |k \cdot I1| (A); & I_{FDL} &= 82 + 137 = 219 (A); \\ I_{FDH} &= |I2| + |k \cdot I1| (A); & I_{FDH} &= 171 + 284 = 455 (A). \end{aligned} \quad (10)$$

Необхідно перевірити співвідношення: $k_n = [I_{FDH}]/[I_{FDL}]$ ($k_n = 1.5 : 2.0$).

Тому остаточно приймаємо: уставка $I_{FDL} = 230 (A)$, вторинна уставка $0.12 (A)$;

уставка $FDH = 460 (A)$, вторинна уставка $0.23 (A)$.

Розраховані уставки пускових органів FDL, FDH повинні забезпечувати достатню чутливість при всіх видах КЗ на всіх кінцях лінії.

У програмі розроблено спосіб вибору оптимального коефіцієнта змішування сигналів, який знаходиться в межах $k=0.1 \dots 0.2$. За менших значень k має місце переважне порівняння при КЗ на лінії по струмах зворотної послідовності $I2$, коли фази струмів по кінцях лінії

практично збігаються, таким чином не залежать від навантаження у доаварійному режимі. У разі використання змішаного пуску по I2-k-I1, мале значення k обмежує чутливість схеми при трифазних КЗ. Виходячи з цього, значення коефіцієнта змішування k повинно забезпечувати наступні умови: забезпечення чутливості органів FDL (FDL) при несиметричних КЗ на кінці лінії, що захищається, в мінімальному режимі системи з боку установки терміналу L60, при максимальних реверсивних перетіканнях потужності:

$$I_y \leq k \cdot \frac{I_p}{k_{\chi}}, \tag{11}$$

де I_y – уставка пускового органу FDL; I_p – струм при симетричному трифазному КЗ прямої послідовності; k – коефіцієнт змішування; $k_{\chi} = 1.5 \dots 2.0$ – коефіцієнт чутливості.

Вибір коефіц. змішення сигналів за умовою забезпечення чутливості FDL (FDH) при симетричному 3ф КЗ		K*I <= K*	I _p	K = 0.10-0.20
		K _χ	I _p	I _p при 3ф КЗ
		K _χ = 1.5-2.0		
N p/n	Режими	K=0.10 K _χ =1.5	IFDL= 230 (A)	IFDH= 460 (A)
КЗ 2520	НАП.750 Ш.330КВ	Струм 3фКЗ I1A	Визначення	Забезпеч.чут
1	Нормальний режим	3255	217	(-)
2	на АЕС з блока	3213	214	(-)
3	вігкл і заз // ПЛ	4225	282	(+)
4	вігкл і заз Л229	2447	163	(-)
5	3 вігкл і заз Л229+// ПЛ	3266	218	(-)
6	вігкл АТ	3201	213	(-)
7	3 вігкл АТ	4161	277	(+)
КЗ 89	ДЦ 330 1СШ	Струм 3фКЗ I1A	Визначення	Забезпеч.чут
10	Нормальний режим	4789	319	(+)
12	на АЕС з блока	4642	309	(+)
13	вігкл і заз // ПЛ	5973	398	(+)
14	вігкл АТ	4138	276	(+)
15	13 вігкл і заз// ПЛ, АТ	5262	351	(+)
16	14 вігкл АТ, Л АЕС-Нп	3994	266	(+)
17	16 вігкл АТ, Л АЕС-Нп, Л268	3749	250	(+)
18	16 вігкл АТ, Л АЕС-Нп, Л231	3334	222	(-)

Чутливість при симетричних КЗ забезпечується не у всіх заданих режимах, забезпечення чутливості показано (+), не забезпечення (-).

Рис. 1

На рис. 1 показано забезпечення чутливості органів FDL при симетричному КЗ (при трифазному КЗ) в кінці ПЛ.

Результат перевірки вибраного k змішування при сигналі I2-k-I1 за умови симетричного трифазного КЗ в кінці ПЛ в мінімальному режимі системи з боку встановлення терміналу по формулі (11) показує, в яких режимах при трифазному КЗ забезпечується чутливість (рис. 1). Як видно з результату розрахунку, зображеного на рис. 1, чутливість при симетричних КЗ забезпечується не у всіх ремонтних режимах. Забезпечення чутливості показано як (+), незабезпечення – як (-).

Є необхідність перевірити надійність маніпуляції переважного порівняння фаз струмів зворотної послідовності при несиметричних КЗ та максимальних реверсних перетоках потужності:

$$I_p \leq k_n \cdot \frac{I_{2p}}{I_{1p} + I_n}, \tag{12}$$

де I_{1p} та I_{2p} – розрахункові значення струмів прямої та зворотної послідовностей при КЗ на лінії, що захищається, в режимі, де має місце найменше співвідношення зазначених величин з урахуванням перетікань потужності на лінії; I_n – максимальний струм навантаження; $k_n = 0.6...0.7$ – коефіцієнт надійності.

На рис. 2 показано забезпечення чутливості при несиметричних КЗ з урахуванням максимальних перетікань потужності на лінії. Вибирається такий режим, де має місце найменше співвідношення зазначених величин з урахуванням режиму навантаження на лінії.

The screenshot shows a software window titled "IEDKK10-GW - Выбор и проверка уставок DFZ-G". The main content is a table with columns for "Режимы", "2ф КЗ", "1ф КЗ", and "1.1ф КЗ". The table lists various fault types (e.g., "НАП.750 Ш.330КВ", "ДЦ 330 1СШ") and their corresponding sensitivity coefficients (k) for different fault phases and modes. Below the table, there are several lines of text providing the minimum sensitivity ratios and the corresponding fault types and modes.

N p/n	Режимы	2ф КЗ		1ф КЗ		1.1ф КЗ	
		Kн= 0.6	Kн= 0.7	0.6	0.7	0.6	0.7
KЗ 2520	НАП.750 Ш.330КВ						
1	Нормальный режим	0.36	0.42	0.30	0.35	0.19	0.22
2	на АЕС 3 блока	0.35	0.41	0.30	0.35	0.19	0.22
3	відкл і заз // ПЛ	0.40	0.46	0.35	0.40	0.20	0.24
4	відкл і заз Л229	0.32	0.37	0.26	0.31	0.17	0.20
5	відкл і заз Л229+// ПЛ	0.36	0.43	0.31	0.37	0.19	0.22
6	відкл АТ	0.36	0.41	0.30	0.35	0.19	0.22
7	відкл АТ	0.40	0.46	0.34	0.40	0.20	0.24
KЗ 89	ДЦ 330 1СШ						
10	Нормальный режим	0.39	0.45	0.32	0.37	0.24	0.28
12	на АЕС 3 блока	0.38	0.45	0.31	0.37	0.23	0.27
13	відкл і заз // ПЛ	0.41	0.48	0.35	0.41	0.24	0.28
14	відкл АТ	0.37	0.43	0.30	0.35	0.22	0.26
15	відкл і заз// ПЛ, АТ	0.40	0.47	0.34	0.39	0.23	0.27
16	відкл АТ, Л АЕС-Нп	0.36	0.42	0.29	0.34	0.22	0.25
17	відкл АТ, Л АЕС-Нп, Л268	0.35	0.41	0.28	0.33	0.21	0.25
18	відкл АТ, Л АЕС-Нп, Л231	0.34	0.39	0.27	0.32	0.20	0.23

Найменше співвідношення поданих у формулі величин з урахуванням режиму навантаження на лінії при Kн= 0.6: k= 0.17(+)
 КЗ ПС 2520 НАП.750 Ш.330КВ при 1.1ф р/п 4 відкл и заз Л229
 Найменше співвідношення поданих у формулі величин з урахуванням режиму навантаження на лінії при Kн= 0.7: k= 0.20(+)
 КЗ ПС 2520 НАП.750 Ш.330КВ при 1.1ф р/п 4 відкл и заз Л229
 Найменше співвідношення поданих у формулі величин с урахуванням режиму навантаження на лінії при Kн= 0.6: k= 0.20(+).
 КЗ ПС 89 ДЦ 330 1СШ при 1.1ф р/п 18 відкл АТ, Л АЕС, Л231
 Найменше співвідношення поданих в формулі величин с урахуванням режиму навантаження на лінії при Kн= 0.7: k= 0.23(+).
 КЗ ПС 89 ДЦ 330 1СШ при 1.1ф р/п 18 відкл АТ, Л АЕС, Л231

Рис. 2

Як видно з результату розрахунку (рис. 2), чутливість при несиметричних КЗ забезпечується у всіх ремонтних або аварійних режимах. Забезпечення чутливості показано як (+). Незабезпечених режимів немає як для органів FDH, так і для FDL.

За прийнятого коефіцієнта змішування повинні забезпечуватися наступні умови: забезпечення чутливості FDH (FDL) при несиметричних КЗ в кінці лінії, що захищається, в мінімальному режимі системи з боку установки терміналу, при максимальних реверсивних перетіканнях потужності:

$$I_p \leq \frac{I_{2p} - k \cdot I_{1p}}{k_n}, \tag{13}$$

де $k_n = 1.5...2.0$ – коефіцієнт чутливості.

Забезпечення чутливості при несиметричних КЗ (одно-, двофазних та двофазних на землю) в кінці ПЛ, що захищається, представлено на рис. 3.

Выбор коэф.ц. змишення сигналів за умовою забезпечення чутливості FDL (FDH) при несиметричних КЗ		$I_{2-k \cdot I1} <=$	$I_{2p-k \cdot I1p}$	$K = 0.10-0.20$	
		$Kч = 1.5-2.0$	$Kч$	$I_{2p} u I_{1p} - 2\phi K3$ $I_{2p} u I_{1p} - 1\phi K3$ $I_{2p} u I_{1p} - 1.1\phi K3$	
		$K=0.10$	$Kч=1.5$	$IFDL= 230 (A)$ $IFDH= 460 (A)$	
КЗ	2520	ЗАП.750 Ш.330КВ	2φ КЗ А	1φ КЗ А	1.1φ КЗ А
1		Нормальний режим	1004 (+)	689 (+)	574 (+)
2		на АЕС з блока	991 (+)	686 (+)	559 (+)
3		відкл і заз // ПЛ	1305 (+)	913 (+)	724 (+)
4		відкл і заз Л229	766 (+)	535 (+)	428 (+)
5	3	відкл і заз Л229+// ПЛ	1023 (+)	724 (+)	559 (+)
6		відкл АТ	990 (+)	679 (+)	566 (+)
7	3	відкл АТ	1288 (+)	900 (+)	716 (+)
КЗ	89	ДЦ 330 1СШ	2φ КЗ А	1φ КЗ А	1.1φ КЗ А
10		Нормальний режим	1409 (+)	856 (+)	924 (+)
12		на АЕС з блока	1365 (+)	836 (+)	890 (+)
13		відкл і заз // ПЛ	1754 (+)	1120 (+)	1093 (+)
14		відкл АТ	1216 (+)	751 (+)	784 (+)
15	13	відкл і заз// ПЛ, АТ	1543 (+)	992 (+)	953 (+)
16	14	відкл АТ, Л АЕС-Нп	1170 (+)	726 (+)	750 (+)
17	16	відкл АТ, Л АЕС-Нп, Л268	1099 (+)	689 (+)	698 (+)
18	16	відкл АТ, Л АЕС-Нп, Л231	978 (+)	621 (+)	612 (+)

Чутливість при несиметричних КЗ забезпечується у всіх заданих режимах (забезпеч. чутл.показано (+)).

Рис. 3

Як видно з результату розрахунку, наведеного на рис. 3, чутливість при несиметричних КЗ забезпечується у всіх ремонтних або аварійних режимах. Забезпечення чутливості показано як (+). Незабезпечених режимів немає як для органів FDL, так і для FDL.

Узгодження по чутливості грубого пускового органа, що відключає, FDL з чутливим пусковим органом FDL, що встановлено на протилежному кінці ПЛ відображується так.

Для двокінцевої лінії рекомендовано:

$$I_{yFDL} = \frac{IFDH}{2} (A), \quad I_{yFDL} = 230 A \quad (14)$$

Уставки пускових органів FDL, FDH повинні забезпечувати достатню чутливість при всіх видах КЗ на всіх кінцях лінії. Для остаточно вибраних уставок пускових органів FDL, FDL необхідно провести перевірку чутливості при симетричних трифазних КЗ в кінці ПЛ для змішаного сигналу $I_{2-k \cdot I1}$ по такій формулі (результат наведено на рис. 4):

$$k_{\phi} \leq \frac{k \cdot I_{2p}}{I_{FDL(FDH)}} (A). \quad (15)$$

На рис. 4 представлено забезпечення чутливості вибраних уставок при трифазному симетричному КЗ в кінці ПЛ.

Аналіз перевірки забезпечення чутливості пускових органів FDL, FDH змішаному сигналу $I_{2-k \cdot I1}$ показує, що чутливість при трифазному симетричних КЗ не забезпечується у всіх ремонтних або аварійних режимах, що розглядалися, для органів FDL, FDH. Тобто при симетричних КЗ органи пуску та відключення не чутливі. У таких випадках при симетричних КЗ пуск буде забезпечуватися по збільшенню струму прямої послідовності.

Аналогічно необхідно провести перевірку чутливості при несиметричних КЗ в кінці ПЛ для змішаного сигналу $I_{2-k \cdot I1}$ по такій формулі:

$$k_{\phi} \leq \frac{I_{2p-k \cdot I1p}}{k_{\phi}} (A). \quad (16)$$

ІЕДКК10-GW - Выбор и проверка уставок DFZ-G

Файл Редактирование Вид Поиск Макеты Выбор программ Выполнить БМС Настройки Окно Справка

ied3.d fz.1 * - Выбор и проверка уставок DFZ-G

Забезпечення чутливості FDL (FDH) при 3ф симметричному КЗ в кінці ПЛ		Кч <=	K*I1p IyFDL (FDH)	K = 0.10-0.20 Ip=Ip при 3ф КЗ Kч >=2.0
N p/n	Режими	K=0.10 IFDL= 230 (A) IFDH= 460 (A)		
		для FDL	для FDH	
КЗ 2520	НАП.750 Ш.330КВ			
1	Нормальний режим	1.42 (-)	0.71	(-)
2	на АЕС 3 блока	1.40 (-)	0.70	(-)
3	відкл і заз // ПЛ	1.84 (-)	0.92	(-)
4	відкл і заз Л229	1.06 (-)	0.53	(-)
5	3 відкл і заз Л229+// ПЛ	1.42 (-)	0.71	(-)
6	відкл АТ	1.39 (-)	0.70	(-)
7	3 відкл АТ	1.81 (-)	0.90	(-)
КЗ 89	ДЦ 330 1СШ			
10	Нормальний режим	2.08 (+)	1.04	(-)
12	на АЕС 3 блока	2.02 (+)	1.01	(-)
13	відкл і заз // ПЛ	2.60 (+)	1.30	(-)
14	відкл АТ	1.80 (-)	0.90	(-)
15	13 відкл і заз// ПЛ, АТ	2.29 (+)	1.14	(-)
16	14 відкл АТ, Л АЕС-3n	1.74 (-)	0.87	(-)
17	16 відкл АТ, Л АЕС-3n, Л268	1.63 (-)	0.81	(-)
18	16 відкл АТ, Л АЕС-3n, Л231	1.45 (-)	0.72	(-)

Забезпечення чутливості при симетричних КЗ органів пуску (FDL) і органів відключення (FDH) показано (+), не чутливість - (-).

Рис. 4

ІЕДКК10-GW - Выбор и проверка уставок DFZ-G

Файл Редактирование Вид Поиск Макеты Выбор программ Выполнить БМС Настройки Окно Справка

ied3.d fz.1 * - Выбор и проверка уставок DFZ-G

Забезпечення чутливості FDL при несиметричних КЗ в кінці ПЛ		Кч <=	I2p-K*I1p IyFDL	K = 0.10-0.20 I2p u I1p - 2фКЗ I2p u I1p - 1фКЗ I2p u I1p - 1.1фКЗ
N p/n	Режими	K=0.10 IFDL= 230 (A)		
		2ф КЗ	1ф КЗ	1.1ф КЗ
КЗ 2520	НАП.750 Ш.330КВ			
1	Нормальний режим	6.55 (+)	4.49 (+)	3.75 (+)
2	на АЕС 3 блока	6.46 (+)	4.47 (+)	3.64 (+)
3	відкл і заз // ПЛ	8.51 (+)	5.95 (+)	4.72 (+)
4	відкл і заз Л229	5.00 (+)	3.49 (+)	2.79 (+)
5	3 відкл і заз Л229+// ПЛ	6.67 (+)	4.72 (+)	3.64 (+)
6	відкл АТ	6.46 (+)	4.43 (+)	3.69 (+)
7	3 відкл АТ	8.40 (+)	5.87 (+)	4.67 (+)
КЗ 89	ДЦ 330 1СШ			
10	Нормальний режим	9.19 (+)	5.58 (+)	6.03 (+)
12	на АЕС 3 блока	8.91 (+)	5.45 (+)	5.80 (+)
13	відкл і заз // ПЛ	11.44 (+)	7.30 (+)	7.13 (+)
14	відкл АТ	7.93 (+)	4.90 (+)	5.11 (+)
15	13 відкл і заз// ПЛ, АТ	10.07 (+)	6.47 (+)	6.22 (+)
16	14 відкл АТ, Л АЕС-Нn	7.63 (+)	4.74 (+)	4.89 (+)
17	16 відкл АТ, Л АЕС-Нn, Л268	7.17 (+)	4.49 (+)	4.55 (+)
18	16 відкл АТ, Л АЕС-Нn, Л231	6.38 (+)	4.05 (+)	3.99 (+)

Чутливість при несиметричних КЗ органа пуску FDL забезпечується у всіх заданих режимах, забезпечення чутливості показано (+).

Рис. 5

Перевірка забезпечення чутливості при несиметричних КЗ для грубого органу FDL показана на рис. 5.

З результату розрахунку, наведеного на рис. 5, видно, що чутливість при симетричних КЗ забезпечується в усіх заданих режимах для грубого органу FDL.

Аналогічний розрахунок потрібно робити і для органу FDH, що відключає. Для органу FDH, що відключає при сигналі I2-kI1, чутливість при несиметричних КЗ забезпечується не у всіх ремонтних або аварійних режимах, які розглядалися.

Висновки. Правильний вибір уставок безпосередньо впливає на динамічну стійкість мережі ОЕС України, а у захисті L60 – ДФЗ є головним. Розроблені засоби відповідають технічній документації виробника на МП захист ДФЗ L60 та вимогам, що необхідні для розрахунку та вибору уставок ДФЗ L60. Отримані результати на реальних схемах дають можливість вибору уставок за двома видами змішаних сигналів, зокрема з пуском за прямою та зворотною послідовністю, а також з пуском за додатковими критеріями. Наведені математичні моделі надають можливість перевірити забезпечення чутливості органів пуску та відключення при симетричних та несиметричних КЗ, за умов максимальних реверсних протікань потужності при різних змішаних пусках. Подальший розвиток передбачає продовження досліджень по іншому змішаному сигналу, а саме I1+I2/k.

Роботу виконано за держбюджетною темою "Забезпечення стійкості та надійності національної електроенергетики в умовах синхронної роботи ОЕС України з континентальною європейською енергетичною системою ENTSO-E" (шифр: РЕЖИМ-2) за бюджетною програмою КПКВК 6541230 (в рамках договору № 6.1/23-П від 02.01.2023 р.), реєстраційний номер 0123U100769.

1. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Під загальною редакцією Кириленка О.В. Інститут електродинаміки НАН України. К.: Ін-т електродинаміки НАН України. 2016. 400 с.
2. Постанова НКРЕКП «Про затвердження кодексу системи передачі». №309 від 14. 03.2018.
3. Рекомендації по вибору уставок диференційно-фазного захисту ліній типу L60 V.6.0 фірми GE MULTILIN (НЕК «Укренерго»). 2020 г. С. 13–36.

MEANS FOR CALCULATION AND SELECTION OF OVERHEAD LINES PHASE-DIFFERENTIAL PROTECTION SETTINGS OF MICROPROCESSOR PROTECTION L60 IN COMPLEX ELECTRICAL NETWORKS UP TO 10,000 NODES

I.V. Blinov, N.F. Kolesnykova, O.I. Kozlova

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Beresteiskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: mes@ied.org.ua

The means for calculation and selection of phase-differential protection settings of overhead lines of L60 microprocessor protections of the General Electric company in complex electrical networks up to 10,000 nodes was developed. This software allows to select settings according to the possible types of mixed signals: forward-sequenced and reverse-sequenced, as well as additional criteria. The program makes it possible to check the sensitivity of the starting and disconnecting devices in the case of symmetrical and asymmetrical short circuits, in the case of maximum reverse power flows in various mixed starts. Ref. 3 fig. 5.

Keywords: power system, phase-differential protection, settings, overhead line.

1. Intelligent power systems: elements and modes: Under the general editorship of Kyrylenko O.V. Institute of Electrodynamics of the NAS of Ukraine. Kyiv. 2016. 400 p.
2. NEURC Resolution "On Approval of Transmission Network Code" No. 309 of 14.03.2018.
3. Recommendations for choosing settings for differential phase protection of type lines L60 V.6.0 the company GE MULTILIN. (NPC «Ukrenergo»). 2020. Pp. 13–36.

Надійшла: 30.05.2023

Прийнята: 19.09.2023

Submitted: 30.05.2023

Accepted: 19.09.2023

РОЗВИТОК МОДУЛЬНИХ ЗАСОБІВ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

Б.М. Плескач^{1*}, канд. техн. наук, **Є.В. Новак²**, канд. екон. наук

1 – Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є.Пухова НАН України,
вул. Генерала Наумова, 15, Київ, 03164, Україна

2 – ТОВ «ПАТРИОТ-НРГ»,

вул. Ореста Васкула, 44/50, Київ, 03179, Україна

e-mail: bn.pleskach@gmail.com, nev2011@gmail.com

Досліджено розвиток модульних засобів живлення, які використовуються як основне або резервне джерело електроенергії у важкодоступних місцях, або місцях зі складними кліматичними умовами для повного або часткового покриття електричних навантажень окремих об'єктів виробничого та соціального призначення. Основну увагу приділено концепції побудови мобільної автономної сонячно-вітрової електростанції МАСВЕС. Розглянуто особливості конструкції та наведено загальний вигляд такої електростанції. Бібл. 5, рисунок.

Ключові слова: мобільні, сонячно-вітрові, модульні електростанції.

Вступ. Питання забезпечення “чистою” та економічно ефективною електроенергією кожної людини залишається проблемою навіть сьогодні, в епоху швидкого технологічного розвитку. Оскільки понад мільярд людей не мають доступу до електроенергії, локальні рішення з її виробництва мають вирішальне значення для постачання енергії скрізь, особливо в місця, що з різних причин відключені від національних або регіональних мереж.

Розвиток та впровадження модульних та мобільних систем енергопостачання, які використовують відновлювану енергію, стрімко стає актуальними у всьому світі. Вітер, сонячна тепла енергія, сонячна фотоелектрична енергія, біомаса та геотермальна енергія – це приклади відновлюваних джерел енергії, які можуть запропонувати сталу та економічно ефективну енергію всім людям, незалежно від їхнього географічного розташування, особливо віддаленим громадам, що не мають електрозабезпечення.

Мета цієї роботи – створення концепції побудови модульних електростанцій відновлюваної енергетики, які можна швидко змонтувати.

Матеріали досліджень. Давно відомі блокові електростанції та котельні, змонтовані на базі побутових причепів або контейнерів, переваги яких у порівнянні зі звичайними електростанціями та ТЕЦ полягають у простоті, швидкості розгортання та експлуатації. Такі електростанції використовуються як основні або резервні джерела електроенергії у важкодоступних місцях, особливо в місцях зі складними кліматичними умовами для повного або часткового покриття електричних навантажень окремих об'єктів виробничого та соціального призначення. Вже звичними силовими установками в блокових електростанціях є двигуни внутрішнього згорання або газові турбіни [1]. Недоліком таких електростанцій є необхідність спалювання викопного палива.

Подальшим кроком у підвищенні ефективності використання палива стало об'єднання електростанції та котельні в єдиний мобільний когенераційний блок, в якому електростанція доповнюється котлом-утилізатором [2]. ККД такої установки за рахунок утилізатора котла досягає 90 %, але недоліком знов ж таки є необхідність спалювання викопного палива – нафти або газу. Але такий блок крім електричної енергії в змозі постачати й теплову енергію.

Новим кроком у розвитку модульних засобів енергетики стало створення малих модульних реакторів (SMR), в яких реалізована керована самопідтримувана ланцюгова реакція поділу [3]. Виготовляються такі джерела енергії за модульним принципом з урахуванням пасивної ядерної безпеки. Враховуючи меншу площу, потрібну для розташування, SMR можна розміщувати в місцях, не придатних для більших атомних електростанцій. Збірні блоки SMR можуть бути виготовлені, а потім відправлені та встановлені на місці, що робить їх доступнішими для будівництва, ніж великі енергетичні реактори. Маючи максимальну потуж-



жність не більше 300 МВт, SMR краще підходять для невеликих країн з меншим населенням і зниженим споживанням електроенергії, ніж традиційні АЕС, потужність яких сягає від 900 до 1600 МВт.

З іншого боку, подальший розвиток мобільних модульних електростанцій пішов у напрямку використання альтернативних джерел енергії – сонячного випромінювання та вітру [4]. Відновлювана енергія стає все більш важливою для боротьби зі зміною клімату та сприяння сталому технологічному розвитку. MASWES™ (Мобільна автономна сонячно-вітряна електростанція) є однією з перспективних технологій у цій галузі, яка призначена для забезпечення надійного та тривалого енергопостачання у віддалених регіонах або під час надзвичайних ситуацій [5].

Автономні системи відновлюваної енергії MASWES™ (наведено на рисунку) генерують енергію за допомогою сонячних панелей, вітрогенераторів та зберігають її в акумуляторних батареях, змонтованих в середині ISO-контейнера. Зарядно-генеруюча станція MASWES™ працює автономно, навіть без підключення до електромережі або джерела палива. Найбільша система може генерувати до 39 кВт енергії за допомогою сонячних панелей і додатково здатна продукувати до 20 кВт за рахунок вітряних турбін. Обидва джерела енергії можна використовувати одночасно для заряджання акумуляторів або безпосереднього живлення пристроїв споживачів.

ISO-контейнери можна транспортувати морським, автомобільним, залізничним і навіть повітряним транспортом. Конструкція станції MASWES™ дає змогу повністю упакувати один ISO-контейнер і транспортувати його в будь-яку точку світу без обмежень. Крім того, стандартний ISO-контейнер розміром 40 футів (12 метрів) або інших формфакторів – це об'єкт, транспортування якого легко узгодити з будь-якою логістичною компанією. Після доставки до місця призначення контейнеровозом з боковим (sideloader) чи похилим (tilt bed) завантаженням вся станція розгортається двома майстрами-монтажниками впродовж одного дня. Всередині контейнера розташовані дві горизонтально-осьові вітряні турбіни висотою до 14 метрів від рівня землі та 165 квадратних метрів фотоелектричних панелей – це два головних джерела енергії, які працюватимуть одночасно і сумарно вироблятимуть до 59 кВт електроенергії.

Контейнер також має відсік для зберігання сонячних панелей і вітрогенераторів, акумуляторні батареї з інверторами, три зарядні станції, обладнані стандартними роз'ємами, гідравлічні механізми та/або електродвигуни-актуатори, гвинтові палі, кондиціонер, вбудований комп'ютер для моніторингу системи, систему газового пожежогасіння, охоронну та пожежну сигналізацію, камери відеоспостереження і, на останок, систему захисту від блискавки та заземлення. Говорячи неінженерною мовою – ви отримаєте власну електростанцію, яка складатиметься із частин скоріше, ніж конструктор лего.



Ключові характеристики систем MASWES™:

- Легкість у транспортуванні – одна з головних особливостей і величезний стрибок до покращення рентабельності цієї станції та простота встановлення її там, де власник захоче;
- Безшумна робота – на відміну від інших джерел енергії, вітряні та особливо сонячні електростанції майже не створюють шуму. Це може бути рішенням, що матиме великий потенціал для готельного бізнесу та для забезпечення електроенергією цілих масивів будинків і котеджів;
- Автономність – система MASWES™ спроектована таким чином, щоб функціонувати без необхідності підключення до електромережі або постачання палива. Система виробляє та зберігає власну відновлювану електроенергію. Інтеграція сонячних панелей та вітряних турбін в єдину систему оптимізує виробництво електроенергії та забезпечує гнучкість за відсутності вітру (штиль) або сонячного світла (ніч). Найліпші погодні умови дають змогу генерувати до 420 кВт·год електроенергії на добу;
- Зручність експлуатації такого пристрою дозволяє будь-кому легко користуватися станціями;
- Хороше співвідношення ціни та якості – розумні станції екологічної енергії, на зразок MASWES™, є гарною інвестицією в довгостроковій перспективі й досить швидко можуть виправдати вкладені кошти;
- Низька вартість обслуговування – порівняно з енергією, що видобувається з викопного палива, та атомною енергією, відновлювана енергія не потребує регулярних інвестицій і частого обслуговування;
- Надійність – сонце і вітер є завжди. Принаймні одне джерело живлення завжди живитиме станцію, щоб заряджати батареї. Під час тривалого відключення центрального електропостачання ця енергія є повністю відновлюваною і безкоштовною.
- Система відеоспостереження дозволяє підтримувати безпеку та збереження майна.

Максимально корисне співвідношення використаного обладнання, простору і продукуюваної енергії досягається завдяки контейнерній основі ISO, яка в розгорнутому вигляді має три різні робочі рівні. Найнижчий – це фундамент з гвинтовими палями, що закріплюють зарядно-генеруючу станцію до землі, забезпечуючи її стійкість навіть під час суворих погодних умов. Середній рівень є відсіком для розміщення електричного обладнання. Третій найвищий рівень складається зі змонтованих вітряних турбін та сонячних панелей.

Позиціонування станції є невід'ємною частиною гарантії максимальної продукції енергії. Найефективніше розміщувати станцію в добре освітленій сонцем протягом усього світлового дня місцевості, де вітряні турбіни будуть піддаватися впливу вітру максимально потужно та якісно. Сонячні панелі мають бути нахилені до сонця для досягнення максимальної продуктивності. 165 квадратних метрів двосторонніх фотоелектричних панелей і сонячних рефлекторів дають змогу збирати навіть ті сонячні промені, які за інших умов були б розсіяні. Акумуляторні батареї дозволяють зберігати згенеровану енергію та використовувати її тоді, коли є потреба споживання.

Глобальний попит на енергію зміщується в бік більш екологічно сприятливих і стійких відновлюваних джерел енергії, тому важливо досліджувати нові методи вироблення альтернативної енергії. Модульні станції MASWES™ є доцільним рішенням, оскільки вони компактні, практичні та портативні, а також відносно прості в установці. Модульна конструкція станції також дає змогу легко розширювати або модернізувати її, щоб задовольнити зростаючий попит на енергію.

Висновки. Таким чином на базі уніфікованих морських контейнерів може бути створена лінійка модульних засобів різної потужності, призначених для постачання електроенергії на різні об'єкти виробничого та соціального призначення, починаючи від ядерних і закінчуючи сонячними і вітровими. Вибір таких засобів залежить від ресурсів, які знаходяться в розпорядженні споживача, потрібних обсягів енергоспоживання, графіків навантажень та інших вимог та обмежень. Однак, серед них слід за можливості віддавати перевагу більш безпечним і найбільш екологічно чистим засобам, заснованим на відновлюваних джерелах енергії.

1. Энергомаш: Мобільна блочно модульна дизельна електростанція – 1.4 МВт, <https://www.youtube.com/watch?v=9YTu5VG6CQU>
2. Маляренко В.А., Шубенко О.Л., Андреев С.Ю., Бабак М.Ю., Сенецький О.В. Когенераційні технології в малій енергетиці. Монографія. Харків ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 418 с.
3. Joanne Liou, What are Small Modular Reactors (SMRs) *International Atomic Energy Agency*, 2021, <https://www.iaea.org/newscenter/news/what-are-small-modular-reactors-smrs>.
4. To make the world electricity generation greener, cheaper, and decentralized. *Published on the MASWES page*, <https://maswes.net/>
5. E. Novak, B. Pleskach and others. Mobile autonomous solar-wind electrical station. Patent USA № 11.689.025 B2, Jun. 27, 2023.

DEVELOPMENT OF MODULAR MEANS OF RENEWABLE ENERGY

B.M. Pleskach¹, E.V. Novak²

1 – Institute of modeling problems in energy named after G. E. Pukhova, National Academy of Sciences of Ukraine, General Naumova str., 15, Kyiv, 03164, Ukraine

2 – PATRIOT-NRG LLC,

Oresta Vaskula str., 44/50, Kyiv, 03179, Ukraine

e-mail: nbn.pleskach@gmail.com, ev2011@gmail.com

The development of modular power supplies, which are used as the main or reserve source of electricity in hard-to-reach places, or places with difficult climatic conditions for full or partial coverage of electrical loads of individual industrial and social facilities, has been studied. The main attention is paid to mobile autonomous solar and wind power plants (MASVES). The features of construction are considered and a drawing of the general appearance of such a power plant is given. Ref. 5, figure.

Keywords: mobile, solar-wind, modular power plants.

1. Energomash: Mobile block modular diesel power plant – 1.4 MW, <https://www.youtube.com/watch?v=9YTu5VG6CQU>
2. Malyarenko V.A., Shubenko O.L., Andreev S.Yu., Babak M.Yu., Senetskyi O.V. Cogeneration technologies in small-scale power engineering, Monograph, Kharkiv XNUMX named after O. M. Beketova, 2018, 418 p.
3. Samuele Furfari, Squaring the energy circle with SMRs, *Sustainability Times*, 2019, <https://www.sustainability-times.com/uncategorized/squaring-the-energy-circle-with-smrs/>
4. To make the world electricity generation greener, cheaper, and decentralized. *Published on the MASWES page*, <https://maswes.net/>
5. E. Novak, B. Pleskach and others. Mobile autonomous solar-wind electrical station. Patent USA № 11.689.025 B2, Jun. 27, 2023.

Надійшла: 05.06.2023

Прийнята: 16.02.2024

Submitted: 05.06.2023

Accepted: 16.02.2024

УДК 628.314.222.6

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.67.034>

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ОСВІТЛЕННЯ ЖИТЛОВИХ БУДИНКІВ І ОБ'ЄКТІВ СОЦІАЛЬНО-КУЛЬТУРНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ

П.П. Говоров*, докт. техн. наук, А.К. Кіндінова**, А.О. Котенко***

Харківський Національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61003, Україна
e-mail: philip.govorov@gmail.com

Наведено результати дослідження енергетичної ефективності освітлювальних установок житлових будинків і будівель соціально-культурного призначення. На основі техніко-економічного порівняння чотирьох варіантів систем освітлення: з лампами розжарювання, люмінесцентними, компактними люмінесцентними і світлодіодними лампами дана кількісна оцінка витрат на освітлення. Розроблено математичну модель питомих дисконтованих витрат, що дозволило враховувати зміни у часі умов роботи освітлення, а представлення результатів дослідження у відносних одиницях надало їм узагальненого вигляду. Зроблено висновки та надано рекомендації щодо їхнього застосування. Бібл. 9, рис. 2.

Ключові слова: енергетична ефективність, система освітлення, освітлювальна установка, автоматичне керування, світлодіодна лампа.

Введення. Житлові будинки є одним із значних споживачів електроенергії у міському господарстві. У них щорічно витрачається в середньому близько 400 кВт·год електроенергії на людину, з яких приблизно 280 кВт·год споживаються усередині квартир на освітлення та побутові прилади різного призначення, і 120 кВт·год – в освітлювальних установках загальнобудинкових приміщень. Аналогічні справи й у системах освітлення об'єктів соціально-культурного призначення. За останні 5 років таке електроспоживання збільшилося в середньому на 20 %.

Одним зі шляхів підвищення ефективності внутрішнього освітлення може розглядатися застосування комбінованих систем освітлення, чим забезпечується зниження потужності ламп. Іншим, не менш важливим шляхом зменшення витрат на освітлення приміщень є заміна джерел світла на більш ефективні та використання автоматичних засобів управління ними.

Крім того, за результатами аналізу, проведеного авторами [1], було встановлено незадовільний технічний стан освітлювальних установок, який полягає в низькому рівні компенсації реактивної потужності в мережах, великих рівнях пульсацій світлового потоку, завод та спотворень у мережах. Економічність роботи системи освітлення в цілому залежить від правильності вибору параметрів їхніх основних елементів – джерел світла та світлових приладів та систем керування ними. Водночас основна увага приділяється забезпеченню нормованих значень освітлення на робочих поверхнях. Забезпечення енергетичної ефективності освітлювальних установок зводиться в основному до вибору енергоефективних джерел світла. У той же час умови їхньої роботи залишаються поза увагою проектувальників. Найявніші таких факторів, як низьке значення коефіцієнта потужності в мережах, високий рівень вищих гармонік у них та незадовільний стан за регламентами напруги у поєднанні з недостатнім рівнем забезпечення ефективного світлорозподілу на об'єктах освітлення, значно знижує ефективність установок загалом.

Стан питання. Аналіз публікацій, присвячених цій тематиці [1–9], свідчить про малу вивченість питання. Основна частина публікацій [2, 4–6] стосується підвищення ефективності освітлення офісних будівель, якими споживається до 50 % електроенергії, і там проблема може вважатися найбільш вирішеною. Але підвищенню ефективності роботи систем внутрішньобудинкового освітлення об'єктів соціально-культурного та побутового призначення в технічній літературі надано недостатньо уваги. Цьому питанню присвячено лише окремі ро-



боти [7–9]. Більше того, роботи мають переважно прикладний характер і стосуються вирішення питання для певного об'єкта, в виділений час і для його заданих параметрів. Тому результати роботи не можуть бути використані у даний час, який характеризується обвальною інфляцією та зростанням номенклатури і потужності, та параметрів освітлювального обладнання та систем, які суттєво змінюють величину і співвідношення складових витрат на освітлення об'єктів соціально-культурного та побутового призначення, а також вимагають узагальнених рішень.

Водночас використання результатів наведених досліджень наразі у зв'язку зі зміною вартості електричної енергії та обладнання призводить до хибних рішень, які супроводжуються низькою ефективністю розроблених систем освітлення.

Тому задачею проведених авторами досліджень стало удосконалення існуючих методик розрахунку освітлювальних установок на основі врахування умов проектування у часі. З цією метою в роботі було виконано техніко-економічне порівняння чотирьох варіантів систем освітлення: з лампами розжарювання (ЛР), люмінесцентними (ЛЛ), компактними люмінесцентними (КЛЛ) і світлодіодними лампами (СДЛ). Водночас порівняння здійснювалося за витратою електричної енергії та загальними річними витратами.

Дослідження систем внутрішньобудинкового освітлення. Результати досліджень свідчать про наявність значного резерву енергозбереження на стадії енергетичного перетворення світлової енергії. До цього слід додати значні втрати напруги і потужності в освітлювальних електричних мережах та високий рівень завад і спотворень. Аналіз параметрів освітлювальних електричних мереж свідчить про те, що значення втрат напруги та потужності в них перебуває на рівні 20...25 %. Певних втрат потужності (10...15 %) надають низьке значення коефіцієнта потужності в освітлювальних мережах з люмінесцентними лампами, що перебуває на рівні 0,7, а також високий рівень спотворень в них, що перебуває на рівні 30...40 %.

Серед факторів, які сьогодні впливають на рівень енергозбереження в освітленні, можна виділити:

- незадовільний стан електричних мереж та світлових приладів, які збільшують втрати електричної та світлової енергії на 20...25 % та 30...40 % відповідно;
- незадовільний стан автоматизації режимів освітлювальних систем, що зумовлює збільшення витрат електричної та освітлювальної енергії на 30...40 % та 40...50 % відповідно.

Результати розрахунково-експериментальних досліджень електроспоживання освітленням об'єктів свідчать про наявність значної перевитрати електричної енергії в них. Аналіз динаміки зміни витрат у часі свідчить про те, що значення витрат не є постійним, а змінюється зі зміною умов роботи освітлення і не є системним у часі, тому з метою отримання рішення, стійкого до зміни величини та співвідношення витрат на освітлення об'єктів соціально-культурного та побутового призначення, обумовлених інфляційними процесами в суспільстві, в роботі застосовано дисконтування витрат на освітлення. Це дає змогу використовувати мінімум питомих дисконтованих витрат B (грн/кВт) як критерій економічної ефективності систем освітлення і проводити оцінку їхньої інвестиційної привабливості на основі порівняння різних варіантів виконання систем [3].

На рис. 1 наведено діаграми енергоспоживання загальноосвітньої школи (*a*) та дитячого садка (*б*) за різних умов роботи [9], де показано: ■ – існуюча неавтоматична система освітлення; ■ – автоматична система освітлення з лампами розжарювання; ■ – автоматична система освітлення з люмінесцентними лампами; ■ – автоматична система освітлення зі світлодіодами. Цифрами на рисунку позначено: 1. Класні кімнати; 2. Кабінети інформатики та обчислювальної техніки; 3. Лабораторні; 4. Спортивна зала; 5. Актова зала; 6. Кабінети та кімнати викладачів; 7. Бібліотека; 8. Приймальні; 9. Роздягальні; 10. Групові, ігрові, їдальні, кімнати музичних і гімнастичних занять; 11. Спальні; 12. Ізолятори для хворих дітей.

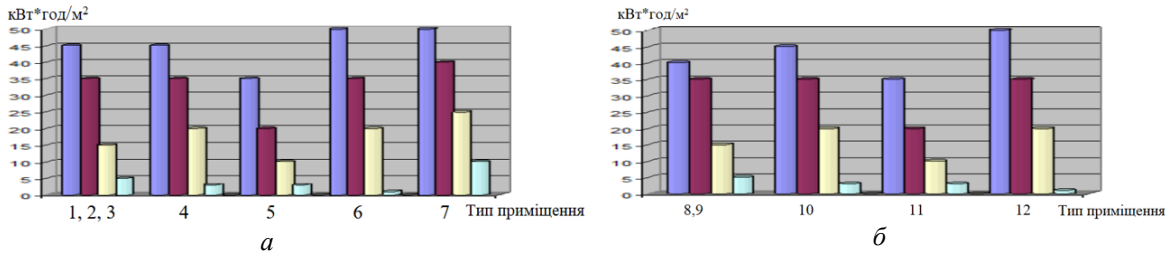


Рис. 1

Для оцінки економічності освітлювальних установок у цій роботі розроблено модель наведених дисконтованих витрат на створення одиниці світлової енергії:

$$B_0 = \left[\frac{K \times E}{P_{уст} T_l E_d} + q \left(1 + \frac{\delta}{100 E_d} \right) + \frac{C_l}{P_l T_l E_d} + \frac{C_{з.л.}}{P_l T_l E_d} \right], \tag{1}$$

де K – капітальні витрати на створення освітлювальної установки, грн; $E = E_n + E_a$ – сумарний коефіцієнт, що дорівнює сумі нормативного коефіцієнта ефективності капітальних вкладень E_n і норм амортизації E_a ; δ – втрати потужності в ПРА, %; C_l – вартість лампи, грн; $C_{з.л.}$ – вартість заміни лампи, грн; η – світлова віддача джерела світла, лм/Вт; $P_{уст}$ – загальна встановлена потужність усіх ламп, кВт; T_l – тривалість горіння лампи на рік, год; q – тариф на електроенергію, грн/кВт·год; P_l – потужність однієї лампи, кВт; T_l – термін служби лампи, год; E_d – норма дисконту, яка визначається з врахуванням відсоткової ставки Національного банку України для довготермінових вкладів, інфляційних процесів, ступеня ризиків інвесторів і рівня активності обладнання [2, 3].

Із формули (1) видно, що вартість електроенергії, яка витрачається на створення одиниці світлового потоку, обернено пропорційна середньому терміну служби лампи. На практиці застосування більш ефективних ламп не забезпечує розрахункової економії електроенергії. Це пояснюється різними нормами освітленості в умовах використанні різних типів ламп.

Наприклад, освітленість, створювана світильниками з люмінесцентними лампами в житлових кімнатах і кухнях, має бути вищою, ніж у разі встановлення світильників із лампами розжарювання. Для санвузлів, коридорів, сходів ця різниця ще більша, тому застосування люмінесцентних світильників забезпечує економію електроенергії тільки в тому разі, якщо виконується умова:

$$\frac{(1 + \delta/100) \eta_{л.р.} \alpha}{\eta_{л.р.} E_d} < 1, \tag{2}$$

де α – відношення нормованої освітленості за умови застосування люмінесцентних ламп і ламп розжарювання, відповідно СДЛ.

Розрахунки, виконані авторами за формулою (1), показали, що найбільш економічними в умовах внутрішньобудинкового освітлення є світлодіодні джерела світла.

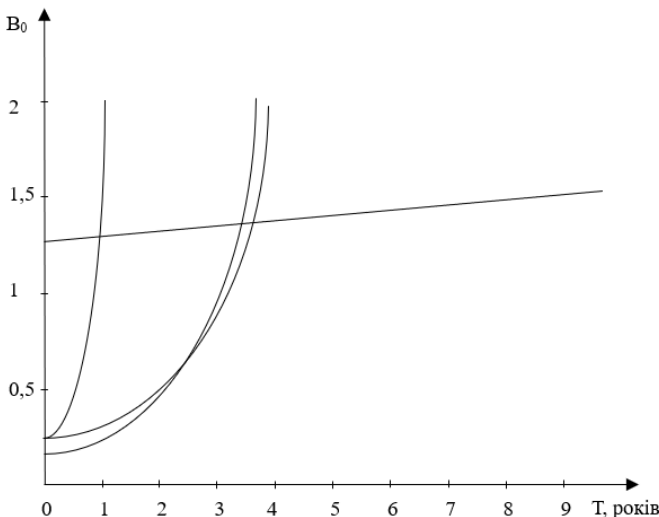


Рис. 2

На рис. 2 наведено графічні залежності відносного значення питомих дисконтованих витрат для різних типів ламп від часу горіння T_l , отримані при $C_l = 3$ грн/кВт·год та $E_d = 0,2$, де позначено: 1 – ЛР; 2 – ЛЛ; 3 – КЛЛ; 4 – СДЛ.

Наявність точок перетину кривих $B_0(T)$ свідчить про рівноефективність різних варіантів освітлення в цих точках. Строк окупності капітальних витрат за порівняння СДЛ з ЛР становив у середньому 1,8 року, СДЛ з ЛЛ – 4,2 року, СДЛ з КЛЛ – 4,6 року.

Отримані в результаті досліджень

дані переконливо свідчать про технічну необхідність та економічну доцільність застосування світлодіодних джерел світла в поєднанні з автоматичним керуванням у системах внутрішньо-будинкового та офісного освітлення. Розрахунки показали, що по чотирьох ділянках житлово-комунального господарства м. Харків економічна ефективність від впровадження світлодіодних джерел світла в системах освітлення 60 дитячих садків і 90 шкіл становить 60 млн грн. У масштабах України величина економії сягає 5...10 млрд грн на рік. Якщо сюди додати ефект від покращення якості освітлення та його впливу на природне середовище, то значення ефекту буде набагато більшим.

Висновки. 1. Проведені дослідження параметрів та режимів освітлювальних установок свідчать про те, що заміна ламп розжарювання та люмінесцентних ламп на світлодіодні в системах освітлення житлових будинків та об'єктів соціально-культурного призначення у поєднанні з автоматизацією керування ними забезпечує значної величини економію електричної та світлової енергії.

2. Розроблено дисконтування питомих приведених витрат, яке у поєднанні з застосуванням відносних одиниць дало змогу оцінювати значення витрат, що є стійкими до зміни умов проектування.

3. Застосуванням розробленої моделі визначені області ефективної роботи освітлювальних установок з різними джерелами світла. Визначено, що широке застосування світлодіодних світильників у поєднанні з автоматизованими системами керування може забезпечити значний економічний ефект від суттєвого зменшення експлуатаційних витрат, пов'язаних із багатократним зменшенням витрат електроенергії та ламп.

4. Використання СДЛ у місцях перебування людей може забезпечити ще й значний соціальний ефект за рахунок налаштування кольору випромінювання лампи до потреб людського організму.

1. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В. Основні параметри енергозабезпечення національної економіки на період до 2020 року. Київ: Вид. Ін-ту електродинаміки НАН України, 2011. 275 с.
2. Романюк Ю.Ф., Демкович О.В. Вибір оптимальної схеми приєднання споживачів до транзитної лінії електропередавання нафтопромислової мережі. *Нафтогазова енергетика*. 2013. № 2. С. 101–108.
3. Романюк Ю.Ф., Поточний А.І. Застосування методу економічних інтервалів для оптимізації параметрів електричних мереж. *Нафтогазова енергетика*. 2009. № 2 (11). С. 72–75.
4. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Ковальчук О.А. Оптиміальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Збірник наукових праць. 2011. Спеціальний випуск, ч. 1. С. 48–55.
5. Говоров П.П., Харченко В.Ф., Говоров В.П. Автоматизація керування режимами міських електричних мереж. Харків: ХНУМГ, 2017. 229 с.
6. Бондарчук А.С. Внутрішньобудинкове електропостачання. Навчальний посібник. Київ: Освіта України, 2015. 480 с.
7. Govorov F.P., Romanova T.I., Govorov V.F. Electromagnetic compatibility of light-emitting diode sources with a network. *Unitech 2011*. Gabrovo, Bulgaria. 2011. P. 51–59.
8. Говоров П.П., Носанов М.І., Романова Т.І. Лампа світлодіодна на основі білих і жовтого світлодіодів з регульованою кольоровою температурою. Патент України № 63547, 2011.
9. Говоров Ф.П., Говоров В.Ф., Романова Т.И., Король О.В. Оценка эффективности систем освещения жилых домов и зданий социально-культурного назначения. *Svitlo-LUX*. 2012. №5. С. 57–61.

IMPROVING THE EFFICIENCY OF LIGHTING SYSTEMS FOR RESIDENTIAL BUILDINGS AND SOCIAL AND CULTURAL FACILITIES

P.P. Hovorov, A.K. Kindinova, A.O. Kotenko

O.M. Beketov National University of Urban Economy in Kharkiv,
st. Marshala Bazhanova, 17, Kharkiv, 61003, Ukraine
e-mail: philip.govorov@gmail.com

The results of a study of the energy efficiency of lighting installations of residential buildings and buildings of social and cultural purpose are given, and based on a technical and economic comparison of four options of lighting systems: with incandescent lamps, fluorescent lamps, compact fluorescent lamps and LED lamps, a quantitative assessment of lighting costs is given. A mathematical model of specific discounted costs was developed, which made it possible to take into account changes in lighting operating conditions over time, and the presentation of research results in relative

units gave them a generalized appearance. Conclusions were drawn and recommendations for their application were given. Ref. 9, fig. 2.

Keywords: energy efficiency, lighting system, lighting installation, automatic control, LED lamp.

1. Stohniy B.S., Kyrylenko O.V., Prakhovnyk A.V. The main parameters of the energy supply of the national economy for the period until 2020. Kyiv: Vydavnytstvo Instytutu elektrodynamiky NAN Ukrainy, 2011. 275 p. (Ukr)
2. Romanyuk Y.F., Demkovich O.V. Choosing the optimal scheme for connecting consumers to the transit power line of the oil industry network. *Naftohazova enerhetyka*. 2013. № 2. Pp. 101–108. (Ukr)
3. Romanyuk Y.F., Potochnyi A.I. Application of the method of economic intervals to optimize the parameters of electrical networks. *Naftohazova enerhetyka*. 2009. No 2 (11). Pp. 72–75. (Ukr)
4. Lezhnyuk P.D., Kulyk V.V., Koval'chuk O.A. Optimal management of distributed energy sources in the local electrical system. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2011. Special issue, v.1. Pp. 48–55. (Ukr)
5. Hovorov P.P., Kharchenko V.F., Hovorov V.P. Automation of the control of modes of urban electric networks. Kharkiv: KHNUMH, 2017. 229 p. (Ukr)
6. Bondarchuk A.S. Domestic electricity supply. Tutorial. Kyiv: Osvita Ukrainy, 2015. 480 p. (Ukr)
7. Govorov F.P., Romanova T.I., Govorov V.F. Electromagnetic compatibility of light-emitting diode sources with a network. *Unitech 2011*. Gabrovo, Bulgaria, 2011. Pp. 51–59.
8. Hovorov P.P., Nosanov M.I., Romanova T.I. LED lamp based on white and yellow LEDs with adjustable color temperature. Patent UA № 63547, 2011. (Ukr)
9. Hovorov P.P., Hovorov V.P., Romanova T.I., Korol O.V. Evaluation of the effectiveness of lighting systems for residential buildings and buildings for social and cultural purposes. *Svitlo-LUX*. 2012. No 5. Pp. 57–61. (Ukr)

Надійшла: 08.06.2023

Прийнята: 05.12.2023

Submitted: 08.06.2023

Accepted: 05.12.2023

УДК 621.311

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.67.039>**ВИЗНАЧЕННЯ ЗАРЯДНОЇ ЄМНОСТІ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ З УРАХУВАННЯМ ПРОВИСАННЯ ПРОВОДУ****Т.Л. Кацадзе**, канд. техн. наук, **В.А. Баженов**, канд. техн. наук, **К.М. Новіков**,
А.Д. Ніколаєва, **О.М. Паненко**Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна
e-mail: teymuraz@ukr.net

У статті представлено результати дослідження впливу провисання проводу на зарядну ємність повітряної лінії електропередачі. Отримано уточнену математичну модель зарядної ємності повітряної лінії. Наведено результати дослідження похибки нехтування провисання проводу для типових конструкцій повітряних ліній електропередачі напругою від 35 до 750 кВ із розташуванням проводів у 2-3 яруси та горизонтальним. Досліджено вплив зміни стріли провисання проводу на величину зарядної ємності лінії електропередачі через зміну робочої температури проводу та внаслідок відкладень ожеледі. Показано, що для ліній електропередачі через напругою 750 кВ така зміна може сягати 1–1,5 %, що в поєднанні з великою довжиною магістральних ліній електропередачі може зумовлювати зміну балансу реактивної потужності в самій лінії та в суміжних енергосистемах. Досліджено можливість моніторингу стріли провисання проводу в прогоні та визначено вимоги до точності таких вимірювань. Бібл. 14, рис. 3, таблиця.

Ключові слова: зарядна потужність, зарядна ємність, потенційні коефіцієнти, стріла провисання проводу, моніторинг стріли провисання.

Вступ. Формування сучасної електроенергетичної системи вимагає застосування новітніх підходів до створення електричних мереж, які самоорганізуються, змінюючи свої параметри відповідно до поточних умов експлуатації. Для досягнення такої мети широкого застосування набувають FACTS-технології, направлені на створення адаптивних електропередач, забезпечуючи гнучкість електричної системи, збільшення пропускної здатності магістральної мережі, раціональне регулювання напруги в електричній системі тощо. Однією з актуальних задач формування саморегульованої системи передачі електричної енергії є ефективна компенсація надлишкової зарядної потужності магістральних ліній електропередачі надвисокої номінальної напруги за допомогою керованих шунтувальних реакторів [1–3]. Формування законів регулювання параметрів КШР вимагає урахування експлуатаційних характеристик робочих режимів магістральних електричних мереж, зокрема режиму напруги, потоків реактивної потужності тощо [4–6].

Традиційний підхід до визначення зарядної ємності повітряної лінії електропередачі ґрунтується на заміщенні системи фактичних проводів трифазної лінії фіктивними прямолінійними проводами з горизонтальним розташуванням на висоті центру мас системи фактичних проводів [7, 8]. Для такої конструкції погонну ємність прямої послідовності трифазної лінії визначають за виразом

$$C_0 = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln \left[\frac{2h_g D_g}{R D'_g} \right]}, \quad (1)$$

де ϵ_0 – електрична стала; ϵ_r – відносна діелектрична проникність ізоляційного середовища; h_g – середня геометрична висота розташування проводів над поверхнею землі; R – радіус проводу (еквівалентний радіус пучка розщепленої фази); D_g – середня геометрична відстань між фазними конструкціями лінії; D'_g – середня геометрична відстань між проводами та їхніми віддзеркаленнями відносно землі.



Водночас висоту розташування центру мас проводів у прогоні повітряної лінії визначають за виразом [9]:

$$h_c = h_0 - \frac{2}{3} f, \quad (2)$$

де h_0 – висота закріплення проводу на ізоляційному підвісі; f – стріла провисання проводу.

Зазначимо, що заміщення фактичного проводу в прогоні фіктивним із горизонтальним розташуванням базується на припущенні, що стріла провисання проводу значно менша висоти закріплення проводу над поверхнею землі [10, 11]. Водночас для ліній електропередачі надвисокої номінальної напруги таке припущення може обумовлювати певну похибку визначення зарядної ємності лінії.

Мета роботи полягає в дослідженні впливу провисання проводу в прогоні на величину зарядної ємності повітряної лінії електропередачі.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішено такі задачі:

- 1) сформовано та досліджено уточнені математичні моделі зарядної ємності повітряної лінії електропередачі з урахуванням провисання проводу в прогоні;
- 2) досліджено залежність зарядної ємності повітряної лінії електропередачі від зміни стріли провисання проводу через зміну температурного режиму та внаслідок відкладень ожеледі;
- 3) досліджено можливість моніторингу стріли провисання проводу в прогоні та визначено вимоги до точності таких вимірювань.

Матеріали дослідження. Розглянемо визначення потенційних коефіцієнтів та зарядної ємності трифазної лінії з урахуванням провисання проводів у прогоні. Для спрощення викладок будемо вважати поверхню землі ідеально рівною, закріплення проводів на суміжних опорах на однаковій висоті, стріли провисання проводів всіх фаз такими, що знаходяться у вертикальній площині.

Відомо, що власний потенційний коефіцієнт одиночного проводу визначається виразом:

$$\alpha_0 = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \ln \frac{2h}{R}, \quad (3)$$

де h – висота розташування проводу над поверхнею землі.

З урахуванням кривої провисання проводу у формі параболи, що допустимо для типових прогонів завдовжки до 800 м [9], вираз (3) набуває вигляду

$$\alpha_0 = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r l} \int_{-a}^b \ln \frac{2 \left(h_{\min} + \frac{\gamma}{2\sigma_0} x^2 \right)}{R} dx, \quad (4)$$

де l – довжина прогону; $a = \frac{l}{2} - \frac{\sigma_0 \Delta h}{\gamma l}$, $b = \frac{l}{2} + \frac{\sigma_0 \Delta h}{\gamma l}$ – горизонтальні відстані між нижньою

точкою провисання проводу та опорами, які обмежують прогін; Δh – перепад висот точок закріплення проводу на суміжних опорах; h_{\min} – висота проводу над поверхнею землі в нижній точці провисання посередині прогону; σ_0 – напруження проводу в нижній точці провисання; γ – питоме механічне навантаження, яке зазнає провід у поточному експлуатаційному режимі; R – радіус проводу; x – відстань вздовж прогону від нижньої точки провисання проводу.

Інтегрування виразу (4) дає такий результат:

$$\alpha_0 = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \left(2 \sqrt{\frac{2\sigma_0 h_{\min}}{\gamma}} \left(\arctan \left[a \sqrt{\frac{\gamma}{2\sigma_0 h_{\min}}} \right] + \arctan \left[b \sqrt{\frac{\gamma}{2\sigma_0 h_{\min}}} \right] \right) + a \ln \left[\frac{a^2 \gamma + 2\sigma_0 h_{\min}}{\sigma_0 R} \right] + b \ln \left[\frac{b^2 \gamma + 2\sigma_0 h_{\min}}{\sigma_0 R} \right] - 2l \right). \quad (5)$$

За відсутності перепаду висот точок закріплення проводу на суміжних опорах вираз (5) набуває вигляду:

$$\alpha_0 = \frac{1}{\pi \epsilon_0 \epsilon_r} \left(\sqrt{\frac{h_0 - f}{f}} \arctan \sqrt{\frac{f}{h_0 - f}} + \frac{1}{2} \ln \frac{2h_0}{R} - 1 \right), \quad (6)$$

де h_0 – висота точки закріплення проводу на ізоляційному підвісі над поверхнею землі; f – стріла провисання проводу.

В аналогічний спосіб визначимо взаємний потенційний коефіцієнт у системі пари проводів. Базовим у цьому разі є рівняння

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2\pi \epsilon_0 \epsilon_r} \ln \frac{D_{12'}}{D_{12}}, \quad (7)$$

де D_{12} – відстань між проводами; $D_{12'}$ – відстань між проводом та дзеркальним відображенням відносно землі іншого проводу.

З урахуванням провисання проводів вираз (7) набуває вигляду

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2\pi \epsilon_0 \epsilon_r l} \int_{-l/2}^{l/2} \log \frac{\sqrt{\Delta^2 + \left(h_{1\min} + \frac{\gamma_1}{2\sigma_{01}} x^2 + h_{2\min} + \frac{\gamma_2}{2\sigma_{02}} x^2 \right)^2}}{\sqrt{\Delta^2 + \left(h_{1\min} + \frac{\gamma_1}{2\sigma_{01}} x^2 - h_{2\min} - \frac{\gamma_2}{2\sigma_{02}} x^2 \right)^2}} dx, \quad (8)$$

де $h_{1\min}$, $h_{2\min}$ – висоти проводів над поверхнею землі в нижній точці провисання посередині прогону; γ_1 , γ_2 – питомі механічні навантаження, які зазнають проводи в експлуатаційному режимі; σ_{01} , σ_{02} – напруження проводів у нижніх точках провисання; Δ – горизонтальний зсув проводів у просторі.

Інтегрування виразу (8) дає такий результат:

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2\pi \epsilon_0 \epsilon_r} \left(\begin{aligned} & \sqrt{\frac{2B_1 - j\Delta}{A_1}} \left(\arctan \left[a \sqrt{\frac{A_1}{2B_1 - j\Delta}} \right] + \arctan \left[b \sqrt{\frac{A_1}{2B_1 - j\Delta}} \right] \right) + \\ & \sqrt{\frac{2B_1 + j\Delta}{A_1}} \left(\arctan \left[a \sqrt{\frac{A_1}{2B_1 + j\Delta}} \right] + \arctan \left[b \sqrt{\frac{A_1}{2B_1 + j\Delta}} \right] \right) - \\ & \sqrt{\frac{2B_2 - j\Delta}{A_2}} \left(\arctan \left[a \sqrt{\frac{A_2}{2B_2 - j\Delta}} \right] + \arctan \left[b \sqrt{\frac{A_2}{2B_2 - j\Delta}} \right] \right) - \\ & \sqrt{\frac{2B_2 + j\Delta}{A_2}} \left(\arctan \left[a \sqrt{\frac{A_2}{2B_2 + j\Delta}} \right] + \arctan \left[b \sqrt{\frac{A_2}{2B_2 + j\Delta}} \right] \right) + \\ & \frac{a}{2} \ln \left[\frac{\Delta^2 + \left(B_1 + \frac{a^2}{2} A_1 \right)^2}{\Delta^2 + \left(B_2 + \frac{a^2}{2} A_2 \right)^2} \right] + \frac{b}{2} \ln \left[\frac{\Delta^2 + \left(B_1 + \frac{b^2}{2} A_1 \right)^2}{\Delta^2 + \left(B_2 + \frac{b^2}{2} A_2 \right)^2} \right] \end{aligned} \right), \quad (9)$$

де $A_1 = \frac{\gamma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\gamma_2}{\sigma_{02}}$, $A_2 = \frac{\gamma_1}{\sigma_{01}} - \frac{\gamma_2}{\sigma_{02}}$, $B_1 = h_{1\min} + h_{2\min}$, $B_2 = h_{1\min} - h_{2\min}$.

За відсутності перепаду висот точок закріплення проводу на суміжних опорах вираз (9) набуває вигляду

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \left(\begin{aligned} & \frac{\sqrt{(h_{01} + h_{02} + f_1 + f_2) - j\Delta}}{\sqrt{f_1 + f_2}} \arctan \left[\frac{\sqrt{f_1 + f_2}}{\sqrt{(h_{01} + h_{02} + f_1 + f_2) - j\Delta}} \right] + \\ & + \frac{\sqrt{(h_{01} + h_{02} + f_1 + f_2) + j\Delta}}{\sqrt{f_1 + f_2}} \arctan \left[\frac{\sqrt{f_1 + f_2}}{\sqrt{(h_{01} + h_{02} + f_1 + f_2) + j\Delta}} \right] - \\ & - \frac{\sqrt{(h_{01} - h_{02} + f_1 - f_2) - j\Delta}}{\sqrt{f_1 - f_2}} \arctan \left[\frac{\sqrt{f_1 - f_2}}{\sqrt{(h_{01} - h_{02} + f_1 - f_2) - j\Delta}} \right] - \\ & - \frac{\sqrt{(h_{01} - h_{02} + f_1 - f_2) + j\Delta}}{\sqrt{f_1 - f_2}} \arctan \left[\frac{\sqrt{f_1 - f_2}}{\sqrt{(h_{01} - h_{02} + f_1 - f_2) + j\Delta}} \right] + \\ & + \frac{1}{2} \ln \left[\frac{(h_{01} + h_{02})^2 + \Delta^2}{(h_{01} - h_{02})^2 + \Delta^2} \right] \end{aligned} \right), \quad (10)$$

де h_{01}, h_{02} – висоти точок закріплення проводів на ізоляційних підвісах над поверхнею землі; f_1, f_2 – стріли провисання проводів у прогоні.

У разі однакових стріл провисання проводів взаємний потенційний коефіцієнт слід розраховувати за виразом

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \left(\begin{aligned} & \frac{\sqrt{h_{10} + h_{20} - 2f - j\Delta}}{\sqrt{2f}} \arctan \left[\frac{\sqrt{2f}}{\sqrt{h_{10} + h_{20} - 2f - j\Delta}} \right] + \\ & + \frac{\sqrt{h_{10} + h_{20} - 2f + j\Delta}}{\sqrt{2f}} \arctan \left[\frac{\sqrt{2f}}{\sqrt{h_{10} + h_{20} - 2f + j\Delta}} \right] + \\ & + \frac{1}{2} \ln \left[\frac{(h_{01} + h_{02})^2 + \Delta^2}{(h_{10} - h_{20})^2 + \Delta^2} \right] - 2 \end{aligned} \right). \quad (11)$$

В окремому випадку горизонтального розташування проводів на опорах взаємний потенційний коефіцієнт слід розраховувати за виразом

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \left(\begin{aligned} & \frac{\sqrt{h_0 - f - j\Delta/2}}{\sqrt{f}} \arctan \left[\frac{\sqrt{f}}{\sqrt{h_0 - f - j\Delta/2}} \right] + \\ & + \frac{\sqrt{h_0 - f + j\Delta/2}}{\sqrt{f}} \arctan \left[\frac{\sqrt{f}}{\sqrt{h_0 - f + j\Delta/2}} \right] + \frac{1}{2} \ln \left[1 + \frac{2h_0^2}{\Delta^2} \right] - 2 \end{aligned} \right). \quad (12)$$

Звертаємо увагу на те, що для розрахунку взаємних потенційних коефіцієнтів за виразами (9)–(12) необхідно залучати математичний апарат теорії комплексних чисел.

На рис. 1 та в табл. надано інформацію про результати розрахунку погонної ємності типових конструкцій повітряних ліній електропередачі за габаритної стріли провисання та стріли провисання, що становить половину габаритної для ненаселеної місцевості за виразами (1) для традиційного підходу та (6) і (11) із урахуванням провисання проводу. Водночас розглянуто такі конструкції лінії:

- 1) номінальна напруга 35 кВ, конструкція фази АС-120/19 на опорах П-35-1 із розташуванням проводів у два яруси у вершинах трикутника;
- 2) номінальна напруга 110 кВ, конструкція фази АС-240/39 на опорах П-110-3 із розташуванням проводів у два яруси у вершинах трикутника;
- 3) номінальна напруга 330 кВ, конструкція фази 2×АС-300/48 на опорах П-330-3 із розташуванням проводів у два яруси у вершинах трикутника;

- 4) номінальна напруга 330 кВ, конструкція фази 2×АС-300/48 на опорах МП-330-1 із горизонтальним розташуванням проводів у один ярус;
- 5) номінальна напруга 750 кВ, конструкція фази 4×АС-400/93 на опорах ПМ-750-1 із горизонтальним розташуванням проводів у один ярус.

На рис. 1 криві 1 представляють зміну погонної зарядної ємності трифазної системи горизонтально розташованих проводів на висоті центру мас; криві 2 – те саме, але з урахуванням провисання проводів у прогоні.

Аналіз інформації, наведеної на рис. 1 та в таблиці, свідчить про те, що для конструкцій ліній електропередачі з розташуванням фазних проводів у два яруси у вершинах трикутника традиційний підхід дає завищені значення погонної зарядної ємності, а для горизонтального розташування проводів в один ярус – занижені. Збільшення номінальної напруги електропередачі та стріли провисання проводів визначають істотну похибку визначення зарядної ємності, яка сягає 5–6 %. Недооцінка або переоцінка зарядної ємності електропередачі обумовлює некоректне налаштування пристроїв компенсації ємнісних струмів замикання на землю в розподільних електричних мережах та неправильне налаштування пристроїв компенсації надлишкової зарядної потужності в магістральних мережах, особливо в дальніх електропередачах.

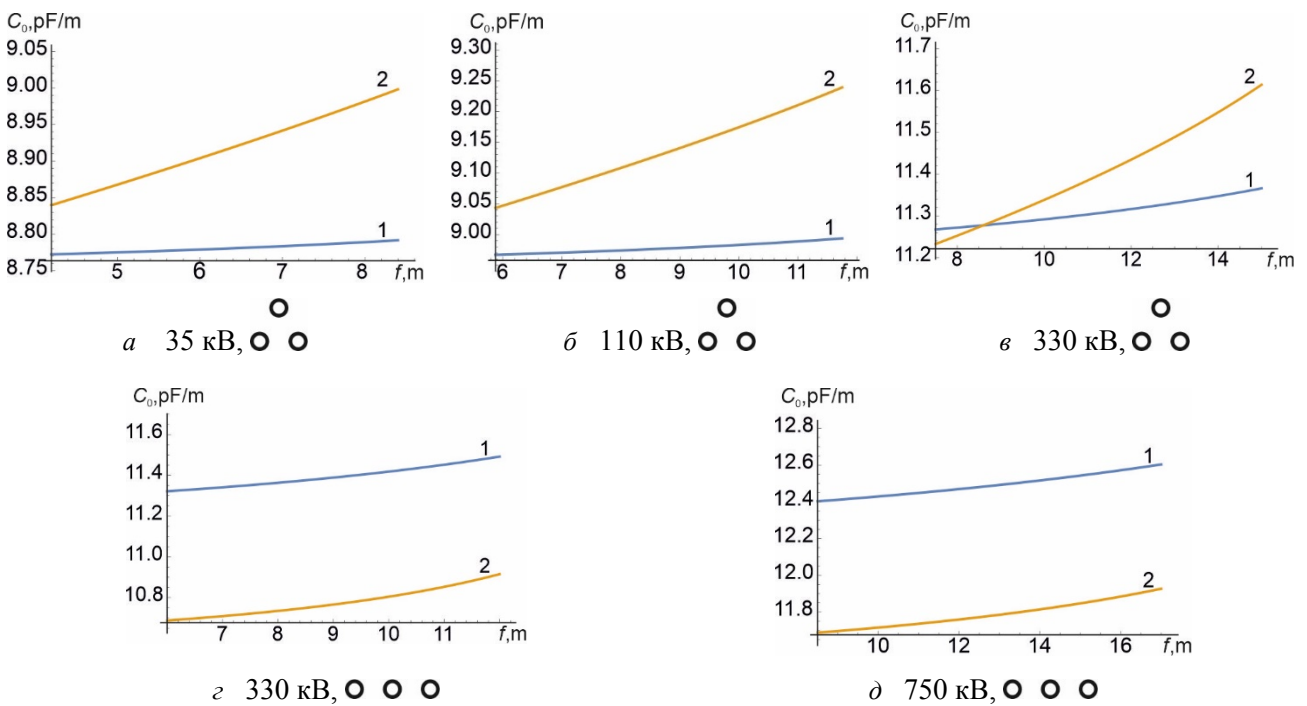


Рис. 1

Номінальна напруга, кВ	Розташування проводів	Стріла провисання, м	Погонна ємність, pF/m		Похибка, %
			за (1)	за (6) і (11)	
35	○ ○ ○	8.4	8.792	8.998	-0.8
		4.2	8.772	8.839	-2.3
110	○ ○ ○	11.8	8.994	8.967	-0.8
		5.9	9.239	9.043	-2.7
330	○ ○ ○	15.0	11.366	11.614	0.3
		7.5	11.268	11.232	-2.1
330	○ ○ ○	12.0	11.492	10.915	5.9
		6.0	11.322	10.688	5.3
750	○ ○ ○	17.0	12.604	11.927	6.1
		8.5	12.403	11.687	5.7

Залежність потенційних коефіцієнтів від висоти розташування проводу над поверхнею землі очевидно обумовлює зміну зарядної ємності повітряної лінії електропередачі внаслідок зміни стріли провисання проводу в прогоні через зміну експлуатаційних умов, наприклад, робочої температури проводу, відкладень ожеледі тощо.

У роботі [9] показано, що зміну стріли провисання проводу в прогоні моделює рівняння стану проводу у формі

$$\frac{8}{3} \frac{E}{l^2} (f^2 - f_0^2) - \frac{l^2}{8} \left(\frac{\gamma}{f} - \frac{\gamma_0}{f_0} \right) = \alpha E (t - t_0), \quad (13)$$

де l – довжина прогону; α – температурний коефіцієнт лінійного здовження проводу; E – модуль пружності проводу; f, f_0 – стріли провисання в поточному та вихідному режимах; γ, γ_0 – питоме навантаження, яке зазнає провід у поточному та вихідному режимах; t, t_0 – робоча температура проводу в поточному та вихідному режимах відповідно.

Розв'язання рівняння (13) дає змогу визначити стан проводу в прогоні за будь-яких кліматичних умов, якщо відомі характеристики проводу в довільному вихідному режимі. Дійсний корінь рівняння (13) становить

$$f = \frac{E f_0 (8 f_0^2 + 3 \alpha l^2 (t - t_0))}{\sqrt[3]{3} A} - \frac{\sqrt[3]{9} \gamma_0 l^4}{8 A} + \frac{A}{8 \sqrt[3]{9} E f_0}, \quad (14)$$

де $A = \sqrt[3]{B + \sqrt{B^2 + 3 E^3 f_0^3 (3 \gamma_0 l^4 - 64 E f_0^3 - 24 E \alpha f_0 l^2 (t - t_0))^3}}$; $B = 108 E^2 \gamma_0^3 l^4$.

На рис. 2 подано результати розрахунку погонної зарядної ємності типової конструкції повітряної лінії електропередачі напругою 750 кВ у прогоні завдовжки 450 м у діапазоні робочої температури проводу в межах -30 °С... $+70$ °С та відповідно до товщини стінки ожеледі на проводах лінії в діапазоні до 40 мм. Отриманий результат свідчить про те, що зміна робочої температури проводу визначає зміну зарядної ємності лінії електропередачі до 1 %, відкладення ожеледі на проводах можуть зумовлювати зміну зарядної ємності лінії до 1,5 %. Очевидно, що для розподільних електричних мереж така зміна зневажливо мала й нею можна знехтувати. Проте для магістральних ліній надвисокої номінальної напруги в поєднанні з їхньою великою довжиною це може зумовлювати зміну балансу реактивної потужності в самій лінії та в суміжних енергосистемах. До того ж слід зважати на збільшення зарядної ємності повітряних ліній електропередачі в режимах ожеледі через зміну діелектричних властивостей ізолюючого середовища.

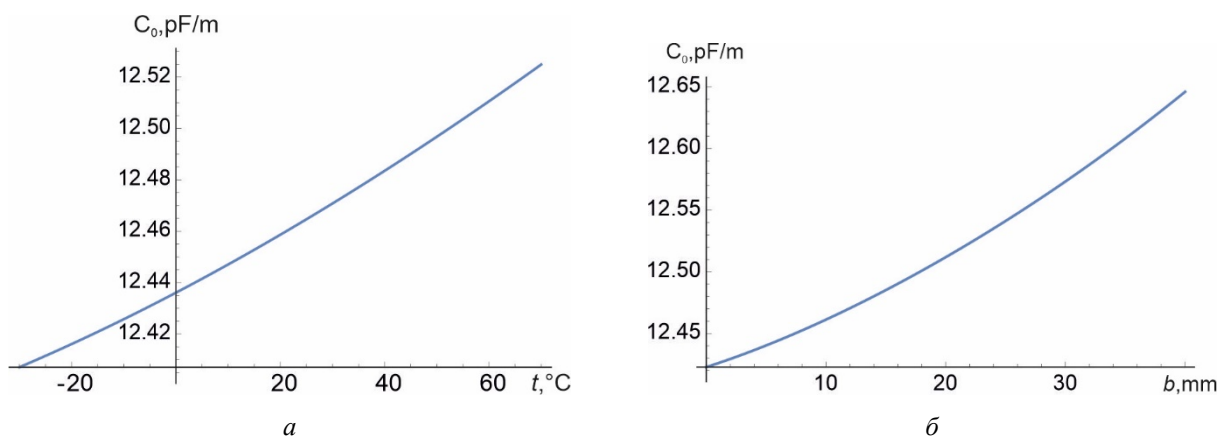


Рис. 2

Залежність зарядної ємності повітряної лінії електропередачі від стріли провисання і відповідно від експлуатаційних умов обумовлює задачу моніторингу стріли провисання проводів лінії в прогоні. Слід зазначити, що сучасні засоби моніторингу стану проводу повітряної лінії орієнтовані, здебільшого, на виявлення відкладень ожеледі на проводах [12–

14]. Стріла провисання проводу виступає в такому разі як одна з можливих непрямих ознак пружного розтягування проводу під впливом відкладень ожеледі.

Один із найпростіших способів визначення стріли провисання проводу ґрунтується на контролі кута нахилу проводу поблизу точки його закріплення на ізоляційному підвісі. Відомо, що тангенс такого кута дорівнює значенню похідної кривої провисання проводу в точці встановлення датчика:

$$\tan[\varphi] = \sinh\left[\frac{\gamma l}{2\sigma_0}\right].$$

Звідки

$$f = \frac{l}{4} \operatorname{arcsinh}[\tan[\varphi]], \quad (15)$$

де l – довжина прогону; f – стріла провисання; φ – кут нахилу датчика, встановленого поблизу точки закріплення проводу на ізоляційному підвісі; γ – питоме навантаження, яке зазнає провід; σ_0 – напруження проводу в нижній точці провисання.

На рис. 3 *a* показано залежності кута нахилу датчика від стріли провисання проводу для типової конструкції повітряної лінії напругою 750 кВ в прогонах 200–450 м. З рис. 3 *a* випливає, що взаємна залежність кута нахилу датчика та стріли провисання близька до лінійної. Із збільшенням довжини прогону очевидно зменшується кут нахилу проводу. Якщо пристрій вимірювання кута нахилу проводу поблизу точки закріплення на ізоляційному підвісі додатково обладнати датчиком температури проводу, то такий пристрій можна використовувати не тільки для визначення стріли провисання проводу, але й для моніторингу відкладень ожеледі на проводах лінії. Водночас слід зважати на жорсткі вимоги щодо чутливості датчика зміни кута нахилу проводу. Відповідно до даних рис. 3 *б* зміна стріли провисання на 1 м зумовлює зміну кута нахилу проводу приблизно на 1° у прогоні завдовжки 200 м та приблизно на $0,5^\circ$ у прогоні довжиною 450 м.

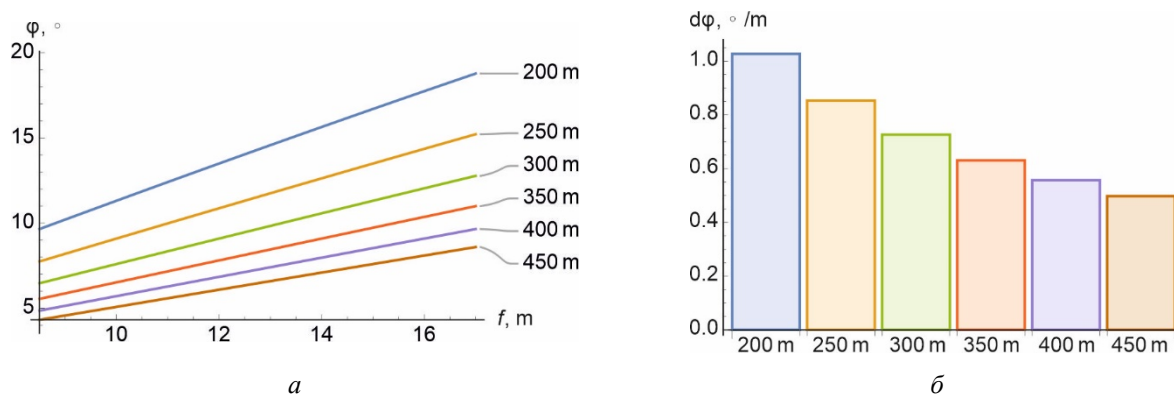


Рис. 3

Висновки. 1. Урахування кривої провисання проводу в прогоні дає змогу точніше визначити зарядну ємність повітряної лінії електропередачі. Похибка нехтування кривою провисання проводу становить 1–2 % для ліній із розташуванням проводів у два або три яруси у вершинах трикутника та 5–6 % для ліній із горизонтальним розташуванням проводів в один ярус.

2. Зміна експлуатаційних умов повітряної лінії електропередачі, зокрема нагрівання (охолодження) проводу, відкладення ожеледі зумовлюють зміну стріли провисання і, як наслідок, зміну зарядної ємності лінії. Варіювання робочої температури проводу в діапазоні $-30 \dots +70$ °С зумовлює зміну зарядної ємності лінії до 1 %, а відкладення ожеледі до 40 мм – зміну зарядної ємності до 1,5 %. Для розподільних електричних мереж така зміна зневажливо мала й нею можна знехтувати, проте для магістральних ліній надвисокої номінальної

напруги в поєднанні з їхньою великою довжиною це може зумовлювати зміну балансу реактивної потужності в самій лінії та в суміжних енергосистемах.

3. Моніторинг зміни стріли провисання проводу в прогоні можна виконувати за допомогою датчика кута нахилу проводу поблизу точки закріплення проводу на ізоляційному підвісі. Доповнення пристрою датчиком температури проводу дасть змогу використовувати його для моніторингу відкладень ожеледі на проводах. Водночас для організації моніторингу стріли провисання та відкладень ожеледі на проводах лінії до датчика кута нахилу висувають жорсткі вимоги щодо точності, адже зміна стріли провисання проводу на 1 м в прогонах 200–450 м зумовлює зміну кута нахилу проводу на 1–0,5°.

1. Zhang X.-P., Rehtanz C., Pal B. Flexible AC transmission systems: modelling and control. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2012. URL: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-28241-6>
2. Тугай Ю. І., Кучанський В. В., Тугай І. Ю. Застосування керованих пристроїв компенсації зарядної потужності ЛЕП НВН в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 1. С. 53–56. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.01.053>
3. Bharti S., Dubey S. P. Controlled Shunt Reactor for UHVAC System Reactive Power Control. *Recent Advances in Electrical & Electronic Engineering*. 2020. Vol. 13. No. 3. Pp. 417–425. DOI: <https://doi.org/10.2174/2352096512666190130095341>
4. Deb G. Ferranti Effect in Transmission Line. *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*. 2012. Vol. 2. No. 4. DOI: <https://doi.org/10.11591/ijece.v2i4.451>
5. Кацадзе Т. Л. та ін. Дослідження режиму напруги в дальніх електропередачах змінного струму. *Праці інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2021. № 59. С. 43–55. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.59.043>
6. Qin X. et al. Transmission-line theory based study on voltage distribution along the line and the disposition scheme of series capacitors of UHV transmission lines with series capacitors. *International Conference on Power System Technology (POWERCON 2010)*, Zhejiang, 24–28 October 2010. DOI: <https://doi.org/10.1109/powercon.2010.5666658>
7. Grigsby L. L. Electric power generation, transmission, and distribution. 3rd ed. Boca Raton, FL : CRC Press, 2013.
8. Hase Y. Handbook of Power Systems Engineering with Power Electronics Applications. Chichester, UK : John Wiley & Sons, Ltd, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781118443156>
9. Кацадзе Т.Л. Основи механічних розрахунків повітряних ліній електропередавання. Київ. Вид-во "Політехніка", 2019. 336 с.
10. Stevens R. A., German D. M. The capacitance and inductance of overhead transmission lines. *The international journal of electrical engineering & education*. 1964. Vol. 2. No. 1. Pp. 71–81. DOI: <https://doi.org/10.1177/002072096400200108>
11. Suslov V. M. The account of sagging of wires at definition of specific potential factors of air High-Voltage Power Transmission Lines. *Problems of the regional energetics*. 2005. No. 1. Pp. 78–83.
12. Mahin A.U. et al. Measurement and monitoring of overhead transmission line sag in smart grid. *IET generation, transmission & distribution*. 2021. Vol. 16. No. 1. Pp. 1–18. DOI: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12271>
13. Chen Y., Ding X. A survey of sag monitoring methods for power grid transmission lines. *IET generation, transmission & distribution*. 2023. Vol. 17. No. 7. Pp. 1419–1441. DOI: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12778>
14. Sacerdotianu D. et al. Research on the Continuous Monitoring of the Sag of Overhead Electricity Transmission Cables Based on the Measurement of their Slope. *International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*, Craiova, 4–6 October 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/icate.2018.8551427>

DETERMINATION OF THE OVERHEAD POWER LINES CHARGING CAPACTANCE, TAKING IN ACCOUNT THE CABLE SAGING

T. Katsadze, V. Bazenov, K. Novikov, A. Nikolaieva, O. Panenko

National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute,
Beresteyskiy ave., 37, 03056, Kyiv, Ukraine
e-mail: teymuraz@ukr.net

The paper presents the results of studying the effect of wire sagging on the charging capacity of an overhead power line. A refined mathematical model of the overhead line charging capacity is obtained. The results of the study of the error of neglect of wire sagging for typical structures of overhead power lines with voltage from 35 to 750 kV with the arrangement of wires in 2-3 tiers and horizontal arrangement are presented. The influence of changes in the wire sagging boom on the value of the power line charging capacity due to changes in the operating temperature of the wire and due to ice deposits is investigated. It is shown that for 750 kV power lines, such a change can reach 1-1.5%, which,

in combination with the long length of the main power lines, can cause a change in the balance of reactive power in the line itself and in adjacent power systems. The possibility of monitoring the wire sagging boom in a run is investigated and the requirements for the accuracy of such measurements are determined. Bibl. 14, fig. 3, table.

Keywords: charging power, charging capacitance, potential coefficients, sag, sag monitoring.

1. Zhang X.-P., Rehtanz C., Pal B. Flexible AC transmission systems: modelling and control. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-28241-6>
2. Tuhay Y. I., Kuchansky V. V., Tuhay I. Y. The using of controlled devices for the compensation of charging power on EHV power lines in electric networks. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2021. No 1. Pp. 53–56. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.01.053>
3. Bharti S., Dubey S. P. Controlled Shunt Reactor for UHVAC System Reactive Power Control. *Recent Advances in Electrical & Electronic Engineering*. 2020. Vol. 13. No. 3. Pp. 417–425. DOI: <https://doi.org/10.2174/2352096512666190130095341>
4. Deb G. Ferranti Effect in Transmission Line. *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*. 2012. Vol. 2. No. 4. DOI: <https://doi.org/10.11591/ijece.v2i4.451>
5. Katsadze T.L. et al. Study of voltage mode in the long-distance AC transmission line. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2021. Vol. 2021. No. 59. Pp. 43–55. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.59.043>
6. Qin X. et al. Transmission-line theory based study on voltage distribution along the line and the disposition scheme of series capacitors of UHV transmission lines with series capacitors. *International Conference on Power System Technology (POWERCON 2010)*, Zhejiang, 24–28 October 2010. DOI: <https://doi.org/10.1109/powercon.2010.5666658>
7. Grigsby L. L. Electric power generation, transmission, and distribution. 3rd ed. Boca Raton, FL : CRC Press, 2013.
8. Hase Y. Handbook of Power Systems Engineering with Power Electronics Applications. Chichester, UK : John Wiley & Sons, Ltd, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781118443156>
9. Katsadze T. Fundamentals of overhead power lines mechanical calculations. Kyiv, 2019. 336 p.
10. Stevens R. A., German D. M. The capacitance and inductance of overhead transmission lines. *The international journal of electrical engineering & education*. 1964. Vol. 2. No. 1. Pp. 71–81. DOI: <https://doi.org/10.1177/002072096400200108>
11. Suslov V. M. The account of sagging of wires at definition of specific potential factors of air High-Voltage Power Transmission Lines. *Problems of the regional energetics*. 2005. No. 1. Pp. 78–83.
12. Mahin A.U. et al. Measurement and monitoring of overhead transmission line sag in smart grid. *IET generation, transmission & distribution*. 2021. Vol. 16. No. 1. Pp. 1–18. DOI: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12271>
13. Chen Y., Ding X. A survey of sag monitoring methods for power grid transmission lines. *IET generation, transmission & distribution*. 2023. Vol. 17. No. 7. Pp. 1419–1441. DOI: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12778>
14. Sacerdotianu D. et al. Research on the Continuous Monitoring of the Sag of Overhead Electricity Transmission Cables Based on the Measurement of their Slope. *International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*, Craiova, 4–6 October 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/icate.2018.8551427>

Надійшла: 21.11.2023

Прийнята: 16.12.2023

Submitted: 21.11.2023

Accepted: 16.12.2023

АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ТА СТРАТЕГІЇ РОЗВИТКУ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В УКРАЇНІ

І.В. Фролов

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна
e-mail: uweivan97@gmail.com

У статті проведено аналіз стану Об'єднаної енергосистеми України на початок 2023 року. Основну увагу в роботі звернено на питання енергетичної безпеки та наслідки для ОЕС України після масових атак на енергетичні об'єкти з початку повномасштабного вторгнення і до 2023 року. Проведено оцінку основних недоліків поточної моделі функціонування енергосистеми та розглянуто актуальні короткострокові стратегії щодо її модернізації з метою підготовки до опалювального сезону 2023-2024 року. Основну увагу під час аналізу потенційно можливих короткострокових стратегій було звернено на план відновлення України, доступні потужності газотранспортної системи України, потенціал використання «плавучих електростанцій», потенційні можливості функціонування розподільчих мереж в «острівному режимі» та стимулюванню збільшення частки джерел розосередженої генерації та систем накопичення енергії. Наведено поточні результати реалізації вищезазначених стратегій та потенціал їхнього розвитку після закінчення повномасштабної війни відповідно до енергетичної стратегії України до 2035 року та основних тез енергетичної стратегії України до 2050 року. Сформовано основні рекомендації щодо реалізації підготовки Об'єднаної енергосистеми України до наступного опалювального сезону. Бібл. 10, рис. 2.

Ключові слова: розосереджена генерація, дефіцит генеруючих потужностей, відновлювані джерела енергії, системи накопичення енергії, енергетична безпека, електропостачання.

Вступ. Через постійні масові атаки з боку Російської Федерації по енергетичній інфраструктурі України період з початку повномасштабного вторгнення і до кінця зими 2023 року став одним із найтяжчих для енергетиків та особливо представників електроенергетики через пошкодження (унаслідок ракетних ударів) значної кількості як генерації, так і трансформаторних підстанцій споживачів. Таке руйнування та тимчасовий вихід із ладу елементів системи електропостачання значно ускладнили процес передачі та розподілу електроенергії до кінцевого споживача.

Один із факторів руйнівності атак на енергетичну інфраструктуру України був зумовлений тим, що поточна будова енергетичної системи має «централізовану» структуру. Тобто існує відносно невелика кількість джерел «великої генерації», які забезпечують більшу частину споживачів електроенергії. Як наслідок, удари по цих об'єктах чи по їхній інфраструктурі з великою імовірністю залишають без електропостачання значну частину споживачів, що в найгіршому випадку може спричинити надзвичайну ситуацію в Об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України та блекаут.

Одним із варіантів зменшення таких ризиків може бути децентралізація електропостачання завдяки збільшенню кількості джерел розосередженої генерації (ДРГ) та систем накопичення енергії (СНЕ), які можуть сприяти підвищенню надійності РМ, та збільшенню частки балансуєчих потужностей генерації, які мають сприяти підвищенню рівня надійності ОЕС України. Проте варто зважати, що існує обмеження за фінансами та часом, оскільки війна все ще знаходиться в активній фазі, а енергосистема має бути готова до наступного опалювального сезону. Тому завданням цієї роботи є аналіз основних короткострокових стратегій впровадження нових джерел генерації та використання потенціалу наявних для забезпечення надійної роботи ОЕС України.

Поточний стан ОЕС України. До початку повномасштабного вторгнення встановлена потужність генерації в Україні була значно більша, ніж того потребували споживачі, що забезпечувало потенціал для продовження роботи та імпорту електроенергії навіть у разі ви-



ходу в аварійний ремонт окремих блоків джерел «великої генерації». Щодо забезпечення енергетичними ресурсами можна навести такі дані [1]:

- власними ресурсами у вугіллі забезпечені на 70...75 %;
- власним ресурсом газу – на 67 % (решту імпортували з ЄС);
- за 2021 рік було побудовано 1,2 ГВт нових потужностей із відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ).

Також слід зазначити, що Україна виконувала вимоги ENTSO-E та проводила тестування різних частин ОЕС України, що дало змогу в екстремально малий час після початку вторгнення синхронізуватися з мережею європейських операторів.

Після початку вторгнення більша частина інформації щодо енергетичного сектору стала закритою з міркувань національної безпеки [2]. Станом на липень 2022 наводилася інформація щодо зруйнованих та втрачених обсягів потужності (МВт), що показано на рис. 1 [1].

За інформацією центру Разумкова станом на серпень 2022 року різною мірою постраждало 30–40 % ВДЕ електростанцій у південних та південно-східних областях України (де їхній потенціал є одним із найбільших) або близько 1120...1500 МВт встановленої потужності [3]. А відповідно до заяв Міністра енергетики Германа Галуценка під час осінніх масових обстрілів було пошкоджено «близько 30 % енергетичної інфраструктури України» [4].

Спираючись на такі відкриті дані, можна зробити висновок, що навіть якщо частина з генеруючих потужностей підлягає відновленню, в Україні буде існувати потреба в заміні раніше зруйнованих. Вони мають бути замінені до початку нового опалювального сезону для недопущення потенційного дефіциту потужності в ОЕС України та примусового відключення споживачів. Не менш важливо врахувати потребу в збільшенні частки установок розподіленої генерації [5], що зумовлено тим, що в разі збільшення кількості ДРГ із меншою потужністю ракетні удари по ним стануть економічно недоцільними. Саме тому надалі в роботі будуть розглянуті основні стратегії щодо збільшення частки генерації, які можливо реалізувати на короткостроковій основі.

Використання потужностей газотранспортної системи (ГТС) України для балансування системи. Із початком війни у 2014 році в Україні з'явився значний дефіцит вугілля, оскільки значна його частина видобувалася на території Донбасу, й після початку повномасштабного вторгнення цей дефіцит тільки збільшився. Саме тому ще з кінця 2021 року було впроваджено політику щодо диверсифікації джерела постачання (первинного палива) та компенсовано дефіцит потужності в ОЕС України завдяки використанню природного газу [6]. Також нині значно зменшився транзит газу через Україну, унаслідок чого значна частина компресорних станцій (КС) наразі не використовується. Тому ГТС України виступила з ініціативою щодо можливого переобладнання КС, які не беруть участь у роботі ГТС України та передачі їх у тимчасове використання з метою забезпечення ОЕС України додатковими балансувальними потужностями.

Розглядається план щодо будівництва газотурбінних або газопоршневих електростанцій потужністю 20...200 МВт (сумарно 1350 МВт). Ці потужності можуть бути використані диспетчерами НЕК «Укренерго» як у звичайні дні, так і в разі аварійної ситуації в ОЕС України.

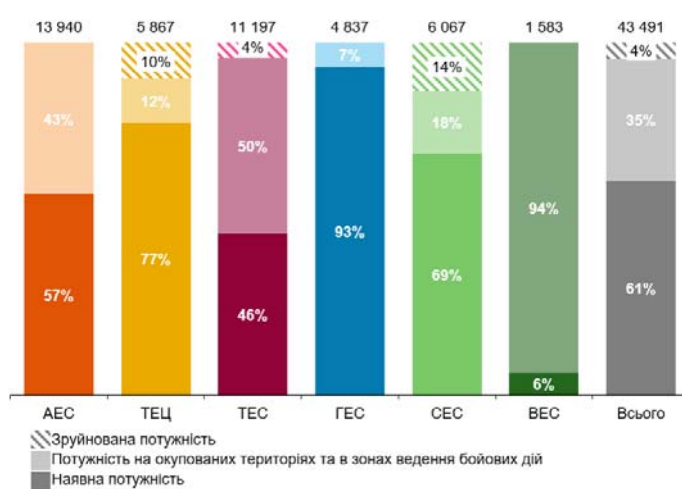


Рис. 1

Можна навести такий перелік КС, які потенційно можуть бути використані для зазначеної мети:

- КС Богородчани: 2 генераційні установки по 8 МВт;
- КС Боярка: 1 генераційна установка 10 МВт;
- КС Іллінці: 3 генераційні установки по 16 МВт;
- КС Бар: 1 генераційна установка 8 МВт.

Зазначені КС зображено зеленими колами на рис. 2 [7].



Рис. 2

Резюмуючи, можна зазначити, що за умов впровадження такого проекту ОЕС України отримає велику кількість малих та середніх балансуючих потужностей від 8 до 52 МВт, що допоможе балансувати систему та зробити її більш децентралізованою, а отже, і менш вразливою для ракетних атак. Не варто забувати й про тенденцію збільшення частки ВДЕ, що і без військових дій створює потребу збільшення балансуючої потужності, зважаючи на зруйновані та амортизовані вугільні блоки ТЕЦ та ТЕС.

Плавучі електростанції. Як раніше зазначалося, за 2022 рік було пошкоджено та зруйновано значну частину ТЕС та ТЕЦ, що є сильним ударом по енергосистемі України. У разі довгострокового планування розвитку сектору електроенергетики зруйновані потужності можливо було б замінити завдяки збільшенню частки відновлюваної енергетики та впровадженню системи управління попитом. Проте в умовах війни та потреби забезпечення споживачів електричною енергією в опалювальний період такий варіант є занадто довгим та витратним. Тому виникає потреба в альтернативі ТЕС/ТЕЦ, реалізація якої займала б від 1 до 4 місяців. Одним із варіантів вирішення зазначеної проблеми можуть стати плавучі електростанції.

Станом на весну 2023 року розглядалося 2 можливих варіанта плавучих електростанцій: *Carpowership* [8] та *Siemens seafloat* [9]. Основна ідея використання плавучих станцій полягає в їхньому розміщенні на території, яка не буде обстрілюватися ракетами. До прикладу, такі кораблі можна розмістити в Молдові. Генерація електроенергії буде відбуватися на безпечній території й передаватися в Україну через міждержавні перетини.

Щодо потужностей, які можуть бути забезпечені *Carpowership*, то на сайті виробника представлено такі моделі [8]:

- Khan: встановлена потужність 415 – 470 МВт;
- Shark: встановлена потужність 110 – 240 МВт;
- Orca: встановлена потужність 200 – 260 МВт;
- Seal: встановлена потужність 34 – 40 МВт;
- Mermaid: встановлена потужність 34 – 80 МВт.

У випадку, коли плавучі станції будуть розташовані в безпечному місці, їхня розосередженість не є основним завданням. Проте в разі їхнього подальшого використання цей фактор може бути важливим, оскільки розміщення кораблів із великими потужностями може спричинити більші проблеми, зважаючи на їхні розміри.

Щодо ціни використання таких електростанцій, то за оцінкою експертів [10] вартість може складати приблизно 20...25 євроцентів за кВт·год (7,30...9,13 грн за кВт·год), що значно відрізняється від тарифу, за яким купує електроенергію населення, проте не дуже відмінне від ціни, яку платить учасник ринку електроенергії. Тому така пропозиція може бути цікава

споживачам електроенергії в Одеській області, оскільки саме в цьому регіоні існують значні проблеми з дефіцитом генеруючих потужностей.

Тенденція до збільшення частки ДРГ/СНЕ та можливість їхнього використання в острівному режимі. Одним із побічних результатів виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України стала потреба українців власними силами забезпечити себе електроенергією. Власники бізнесу купували генератори, аби мати можливість продовжувати свій бізнес навіть за умов відключення світла. Мешканці багатоповерхових будинків купували накопичувачі енергії задля доступу до інтернету та продовження своєї роботи. Це все приклади використання ДРГ та СНЕ в автономному режимі і тенденція, яка виникає, коли для споживача створюється, хоч і жахливий, але все ж таки стимул для їхнього впровадження.

Саме тому в новій Енергетичній стратегії розвитку України до 2050 року одним із основних принципів є *«децентралізація генерації електроенергії по всій території країни для поліпшення стійкості та надійності енергозабезпечення»*.

Якщо розглядати більш короткострокові стратегії, то варто звернути увагу на національну програму «Плану відновлення України», у якій зазначено такі проекти:

- Будівництво пікових потужностей 1,5...2 ГВт і акумуляторів 0,7...1 ГВт;
- Будівництво розумних мереж (smart grids);
- Локалізація виробництва обладнання для ВДЕ (вітрові вежі, трансформатори, кабелі, електролізери, батареї) тощо.

Зважаючи на тенденцію до збільшення ДРГ та СНЕ в системах розподілу електричної енергії, доцільним буде передбачити можливість функціонування розподільчих мереж (РМ) як паралельно з централізованою енергосистемою, так і в автономному («острівному») режимі в разі виникнення аварійних ситуацій з метою підвищення надійності електропостачання. За таких умов з електропостачанням буде залишатися не тільки умовний комунально-побутовий споживач або окремих житловий будинок, а, наприклад, і якийсь великий район.

Проте для реалізації проектів створення таких «островів» мають бути передбачені відповідні правові та технічні вимоги. Серед основних вимог слід відмітити:

1. Правові вимоги: існує потреба розробити нормативні акти щодо процесу та умов можливості переходу частини РМ в «острівний» режим роботи; передбачити завчасне проектування таких «островів» з виділенням генерації та споживачів, які будуть функціонувати в такому режимі.
2. Технічні вимоги: потрібно підвищити рівень інформатизації РМ як з метою моніторингу для переходу/виходу в/з «острівного режиму», так і контролю якості показників (частота, напруга) під час функціонування РМ в «острівному режимі»; впровадити систему управління попитом та ресурсами генерації, які забезпечують функціонування «острівного» режиму.
3. Створення нової структури розподілу електричної енергії буде потребувати вирішення низки наукових завдань. Вони будуть включати питання розробки принципово відмінних від існуючих моделей аналізу надійності; створення нетрадиційних методів й алгоритмів визначення найефективніших місць розміщення та використання сучасного комутаційного обладнання, засобів релейного захисту та автоматики; формування методології оптимального, економічно обґрунтованого керування режимами створених інтегрованих систем електропостачання за різноманітних умов їхнього функціонування, та низки інших.

Впровадивши такі зміни в законодавство та розробивши відповідну технічну підтримку, постачальники та споживачі зможуть отримати певну «інструкцію» щодо їхньої можливості реалізації/використання ДРГ та СНЕ та технічних вимог, які мають виконуватися для надійного функціонування РМ, зокрема, в «острівному» режимі.

Висновки. За результатами проведеної роботи можна резюмувати, що повномасштабна війна пришвидшила раніше наявну тенденцію на децентралізацію електропостачання.

Зазначений процес має бути реалізований у найкоротші терміни у зв'язку з нагальною потребою забезпечити споживачів електроенергією в умовах атак по енергетичній інфраструктурі та виходу з ладу потужностей централізованої генерації, що були доступні до початку вторгнення.

Плани, наведені в цій роботі, та ті, які розробляються Міністерством енергетики для безпечного електропостачання споживачам, мають прискорено реалізовуватися до початку опалювального періоду, оскільки затримка з їхнім впровадженням в умовах уже пошкодженої енергосистеми може призвести до критичних наслідків.

В умовах збільшення ДРГ актуалізується питання управління їхньою роботою та зміни структури РМ, які раніше були розраховані на централізоване живлення. Також одним із варіантів вирішення питання підтримки електропостачання споживачів у разі пошкодження об'єктів «великої» генерації може бути забезпечення (як у нормативному, так і в технічному аспектах) функціонування частини мережі в «острівному» режимі.

Зважаючи на потреби планування функціонування РМ, як паралельно з централізованою енергосистемою, так і в «острівному» режимі, та необхідність урахування впливу нових ДРГ, розміщених як в межах таких «островів», так і поза ними, має бути порушене питання щодо забезпечення надійності електропостачання, а отже, і створення нових методів та алгоритмів оцінки показників надійності та оптимального розміщення комутаційного та захисного обладнання в зазначених умовах.

1. Проект Плану відновлення України : Проект від 01.07.2022 р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. Індекс прозорості енергетики 2022: як війна вплинула на відкритість сектору. DiXi Group. URL: <https://dixigroup.org/analytic/indeks-prozorosti-energetiki-2022/>
3. Омельченко В. Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни. Центр Разумкова. URL: <https://razumkov.org.ua/statti/sekto-vidnovlyuvanoi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny>
4. Прасад А. Російські обстріли пошкодили близько 30% енергетичної інфраструктури України – Галущенко. Forbes.ua. URL: <https://forbes.ua/news/rosiyski-obstrili-poshkodili-blizko-30-energetichnoi-infrastrukturi-ukraini-galushchenko-12102022-8936>
5. Про ринок електричної енергії. Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII станом на 31 берез. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>
6. Про погодження Тимчасового порядку придбання допоміжної послуги для забезпечення регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України, а саме забезпечення резервів заміщення (третинне регулювання). Постанова від 11.11.2021 р. № 2003. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2003874-21#Text>
7. Оператор ГТС України. URL: <https://tsoua.com/>
8. Karpowership. URL: <https://karpowership.com/en/>
9. SeaFloat power plants. siemens-energy.com Global Website. URL: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/power-plants/seafloat.html>
10. Чайка О. Крім турецької компанії, плавучі електростанції Україні пропонує німецька Siemens, але цієї зими вони навряд допоможуть. Forbes.ua. URL: <https://forbes.ua/company/krim-turetskoi-karpowership-plavuchi-elektrostantsii-ukraini-proponue-nimetska-siemens-energy-ale-tsiei-zimi-voni-navryad-dopomozhut-02122022-10197>

ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF THE ENERGY SYSTEM AND STRATEGIES FOR THE DEVELOPMENT OF DISTRIBUTED GENERATION IN UKRAINE

I.V. Frolov

National Technical University of Ukraine I. Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute,
Beresteiskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine
e-mail: wweivan97@gmail.com

The article analyzes the state of the Unified Energy System (UES) of Ukraine as of the beginning of 2023. The main focus of the article is on the issue of energy security and the consequences for the UES of Ukraine after mass attacks on energy facilities from the beginning of a full-scale invasion until the beginning of 2023. The assessment of the main shortcomings of the current model of the operation of the power system was carried out and the current short-term strategies for its modernization were considered in order to prepare for the heating season of 2023-2024. During the analysis of potentially possible short-term strategies, the main attention was paid to the recovery plan of Ukraine,

available capacities of the Gas Transport System (GTS) of Ukraine, potential of using "Floating Power Plants", potential possibilities of the operation of distribution networks (DM) in the "island mode" and stimulating an increase in the share of distributed sources generation (DSG) and energy storage systems (ESS). The current results of the implementation of the above-mentioned strategies and the potential of their development after the end of a full-scale war in accordance with the energy strategy of Ukraine until 2035 and the main theses of the energy strategy of Ukraine until 2050 were presented. Based on the results of the analysis, the recommendation regarding the implementation of the preparation of the UES of Ukraine for the next heating season were formed. Bibl. 10, fig. 2.

Key words: distributed generation, shortage of generating capacities, renewable energy sources, energy storage systems, energy security, electricity supply.

1. Draft of the Recovery Plan of Ukraine: Draft of 01.07.2022 URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf> (Ukr)
2. Energy Transparency Index 2022: How war has affected sector openness. DiXi Group. URL: <https://dixigroup.org/analytic/indeks-prozorosti-energetiki-2022/> (Ukr)
3. Omelchenko V. Renewable energy sector of Ukraine before, during and after the war. Razumkov Center. URL: <https://razumkov.org.ua/statti/sekto-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny> (Ukr)
4. Prasad A. Russian shelling damaged about 30% of Ukraine's energy infrastructure – Halushchenko. Forbes.ua. URL: <https://forbes.ua/news/rosiyski-obstrili-poshkodili-blizko-30-energetichnoi-infrastrukturi-ukraini-galushchenko-12102022-8936> (Ukr)
5. Electric energy market. Law of Ukraine dated April 13, 2017 No. 2019-VIII (accessed on March 31). 2023. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (Ukr)
6. On the approval of the Temporary procedure for the acquisition of auxiliary services to ensure regulation of frequency and active power in the UES of Ukraine, namely the provision of replacement reserves (tertiary regulation). Resolution dated 11.11.2021 No. 2003. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2003874-21#Text> (Ukr)
7. GTSO Ukraine. URL: <https://tsoua.com/> (Ukr)
8. Karpowership. URL: <https://karpowership.com/en/> (Ukr)
9. SeaFloat power plants. siemens-energy.com Global Website. URL: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/power-plants/seafloat.html> (Ukr)
10. Chaika O. In addition to the Turkish company, the German Siemens offers floating power plants to Ukraine, but they are unlikely to help this winter. Forbes.ua. URL: <https://forbes.ua/company/krim-turetskoi-karpowership-plavuchi-elektrostantsii-ukraini-proponue-nimetska-siemens-energy-ale-tsiei-zimi-voni-navryad-dopomozhut-02122022-10197> (Ukr)

Надійшла: 05.12.2023
Прийнята: 05.01.2024

Submitted: 05.12.2023
Accepted: 05.01.2024

НАПІВПРОВІДНИКОВІ ПЕРЕТВОРЮВАЧІ

УДК 621.314.5

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.67.054>

ПРИСТРОЇ КОРИГУВАННЯ ФОРМИ НАПРУГИ МЕРЕЖІ, ЯКА ЖИВИТЬ НАПІВПРОВІДНИКОВИЙ КЕРОВАНИЙ ВЕНТИЛЬНИЙ ВИПРЯМЛЯЧ ЗІСТАВНОЇ З МЕРЕЖЕЮ ПОТУЖНОСТІ

О.І. Чиженко, докт. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: alivchizh@ukr.net

Ілюструється застосування технічного способу вольтододавання у перетворювачах, запропонованих для коригування форми напруги мережі, яка живить потужний керований вентильний випрямляч зіставної з живлячою мережею потужності. Розглядається модифікація схеми відомого перетворювача з діодним випрямлячем, пристосована для випадку живлення керованого випрямляча і для коригування форми напруги мережі на його вході, вказуються її недоліки. Наведено оригінальні ефективні схемо-технічні рішення пристроїв коригування форми напруги мережі, у яких використовується спосіб вольтододавання. У першому рішенні живлення пристрою здійснюється від мережі власних потреб, а у другому – більш універсальне – безпосередньо від мережевого трансформатора. Бібл. 7, рис. 3.

Ключові слова: електрична мережа живлення, керований вентильний випрямляч, коригування форми напруги, комутаційні піки та провалини напруги.

У роботах [1–3] було показано: якщо електрична мережа живить потужний, зіставний із потужністю мережі напівпровідниковий керований вентильний випрямляч, то в такому випадку процеси комутації струму з однієї фази мережі на іншу, які відбуваються за допомогою вентилів випрямляча (де цей струм переходить із однієї групи вентилів на іншу їхню групу), супроводжуються спотворенням форми фазної напруги мережі, в якій спостерігаються провалини напруги або навпаки – її піки [2], внаслідок чого форма цієї напруги стає досить далекою від синусоїдальної. А саме на інтервалах комутації з синусоїди напруги живлення випрямляча вирізаються або навпаки додаються до неї так звані комутаційні площадки [2]. Гармонійний склад спотвореної таким способом напруги містить вагомий за амплітудою вищий гармоніки напруги, які псують якість енергії, що передається від електричної мережі до випрямляча чи до інших суміжних з ним споживачів електроенергії. Наслідком цієї проблеми є необхідність розробки способів та технічних засобів коригування форми спотвореної напруги мережі [4, 5].

Основою одного з підходів до розроблення таких технічних засобів коригування форми напруги електричної мережі, яка живить керований вентильний випрямляч зіставної з мережею потужності, є спосіб так званого «вольтододавання». У перетворювальній техніці відомо застосування цього способу для регулювання величини напруги на вході некерованого (діодного) випрямляча [6, 7]. Модель модифікації із запірними тиристорами схемо-технічного рішення, запропонованого у роботах [6, 7] стосовно керованого випрямляча й коригування в живлячій його мережі комутаційних піків та провалин напруги, наведена на рис. 1. У цій моделі електрична мережа змодельована блоком 1, де e_a , e_b і e_c моделюють трифазну систему ЕРС вторинної обмотки розподільчого трансформатора на вході мережі; L_a моделює індуктивність мережі, у якій враховується індуктивність лінії електропередачі (ЛЕП) та індуктивність обмоток розподільчого трансформатора (РТ) на вході мережі; блоком 2 змодельовано напівпровідниковий вентильний випрямляч, який



містить випрямний тиристорний міст, підключений до фазних клем мережі A , B і C , зібраний на тиристорах В1–В6, у діагональ випрямленого струму якого ввімкнено навантаження з опором r_d , послідовно з яким ввімкнено згладжуючий дросель з індуктивністю L_d ; блок 3 – це ланка для коригування форми напруги, яку підключено до мережі власних потреб із фазними клемми A' , B' , C' і $0'$. У кожній фазі ланки вентильні групи 4 і 5, кожна з яких складається з двох зустрічно-паралельно ввімкнених запірних тиристорів, формують коригувальні імпульси, які компенсують у напругах фаз A , B і C комутаційні піки та провалини.

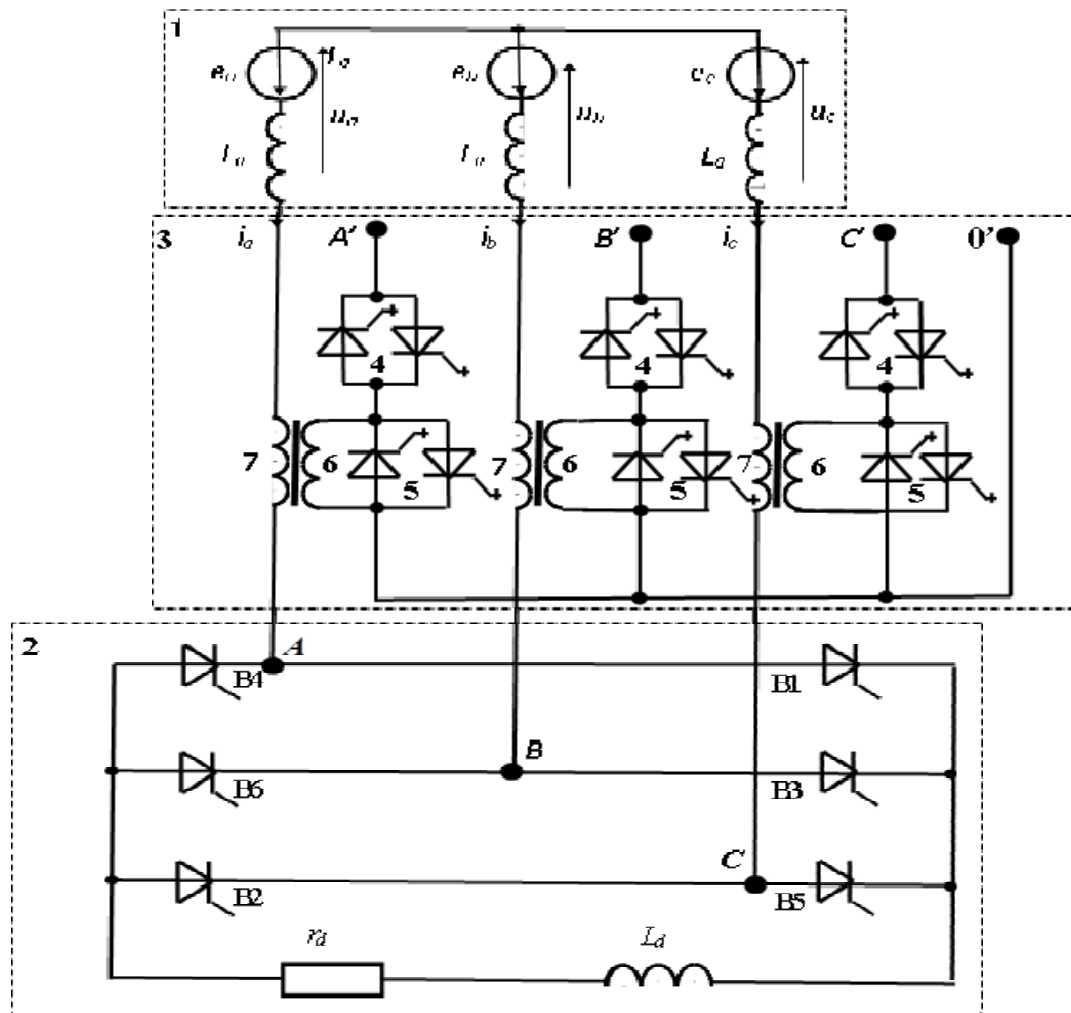


Рис. 1

Групи тиристорів 4 за їхнього відкриття під'єднують первинні обмотки 6 трьох однофазних трансформаторів вольтододавання, які містяться в ланці коригування форми напруги 3, до мережі власних потреб (клемми A' , B' , C' і $0'$). Вони вирізають із напруги мережі власних потреб, яка прикладається до обмоток 6, коригувальні імпульси напруги відповідної полярності, формуючи їхню тривалість (дорівнює довжині в часі процесу комутації) та моменти їхнього подавання до цієї обмотки 6 (відповідають моментам початку комутації), звідки імпульси коригування трансформуються в обмотки 7. Ці вторинні обмотки 7 трансформаторів вольтододавання увімкнені в розриви фазних дротів, між фазами мережі 1 і випрямлячем 2. Групи тиристорів 5 увімкнені паралельно первинним обмоткам 6. Ці тиристори за необхідності закорочують первинні обмотки 6, чим формують задні фронти коригуючих імпульсів, знімаючи у відповідні моменти напругу з обмоток 6 і 7.

Суттєвим недоліком схемотехнічного рішення рис. 1, як і оригінальних перетворювачів змінної напруги в сталу, запропонованих у роботах [6, 7], є те, що на кожному півперіоді напруги живлення вони формують імпульс вольтододавання лише однієї полярності, тобто лише позитивної або лише негативної, що значно обмежує функціональні

можливості перетворювача за схемою рис. 1. Дійсно, на півперіоді у фазній напрузі можуть утворюватися як комутаційні провалини, так і піки, для компенсації яких відповідно потрібні коригувальні імпульси як позитивної, так і негативної полярностей.

Мета роботи – розроблення нових ефективних, функціонуючих за принципом вольтододавання схемо-технічних рішень пристроїв коригування форми напруги мережі, яка спотворена живленням від неї керованого напівпровідникового вентильного мостового випрямляча зіставної з живлячою його мережею потужності.

Для подолання згаданого вище недоліку перетворювача за схемою рис. 1 з обмеженими функціональними можливостями коригування форми напруги мережі пропонується схема пристрою коригування форми напруги мережі, яка живить потужний випрямляч, зображена на рис. 2 (заявка на корисну модель № u2023 03735 від 03.08.2023). У цій схемі живлення ланки коригування форми напруги здійснюється від мережі власних потреб, що передбачає безпосередній прямий доступ до цієї мережі. Такий доступ є не завжди можливим. Тому на рис. 3 наводиться інше схемо-технічне рішення (№ u2023 04473 від 21.09.2023), де живлення ланки коригування форми напруги є більш універсальним, а саме здійснюється безпосередньо від мережі живлення випрямляча через мережевий трансформатор.

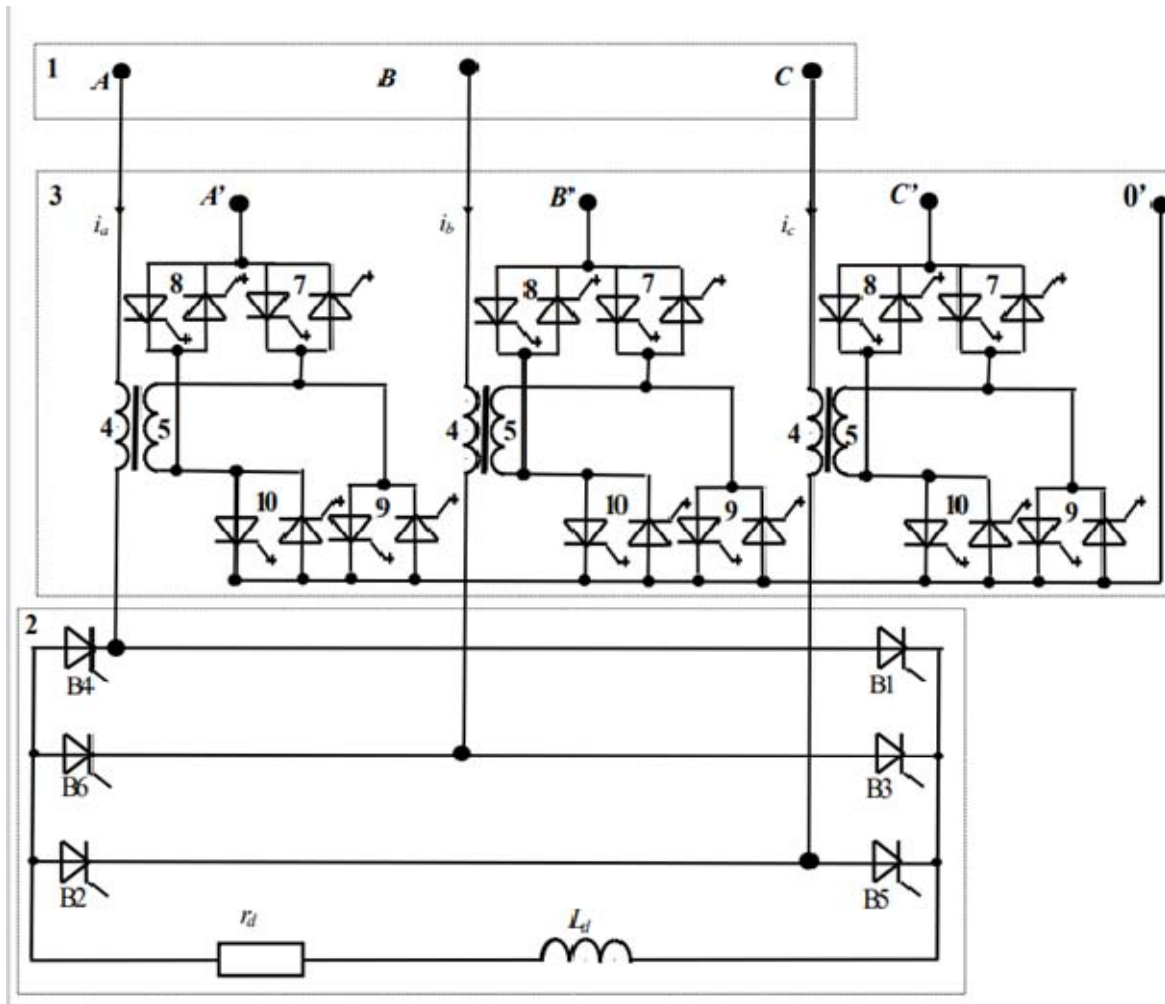


Рис. 2

Поставлена мета в перетворювачі, схему якого зображено на рис. 2, досягається тим, що замість однієї групи зустрічно-паралельно з'єднаних запірних тиристорів (на рис. 1 – це група 4), через яку в схемі на рис. 1 від мережі власних потреб живиться ланка коригування форми напруги 3, у пристрої за схемою на рис. 2 таких груп запірних тиристорів вже чотири. Таке збільшення груп запірних тиристорів дає змогу на кожному півперіоді живлячої

напруги мережі формувати коригуючі імпульси обох полярностей – як для компенсування комутаційних провалів напруги цієї мережі, так і для компенсації комутаційних піків у ній.

Слід відмітити, що крива, яка утворює в перетворювачі за схемою рис. 3 вершину коригуючого імпульсу, що формується запірними тиристорами шляхом вирізання із спотвореної напруги, трохи відрізняється від аналогічної кривої в комутаційній площадці, яку цей імпульс компенсує. Тому якість компенсації спотворень у перетворювачі за схемою рис. 2, де коригуючі імпульси формуються шляхом їхнього вирізання запірними тиристорами із синусоїди достатньо якісної напруги мережі власних потреб, є трохи краща.

Алгоритм роботи пристрою за схемою рис. 2 пояснимо для інтервалу часу, коли у фазі (в якійсь із А', В' і С') мережі власних потреб діє позитивна півхвиля напруги. Нехай за такої умови обмотки трансформатора вольтододавання (обмотки 6 і 7) увімкнено узгоджено, у цьому випадку полярності напруги в них співпадають.

Тоді для формування в обмотці 5 позитивного імпульсу коригування для компенсації провалини в спотвореній напрузі фази А мережі живлення, яка виникає в процесі комутації відповідних тиристорів випрямляча, необхідно в момент початку комутації, тобто в момент $\pi k/3 + \alpha$ (де $k = 0, \pm 1, \pm 2, \dots$, α – кут управління тиристорами В1-В6, він відраховується від точок перетину фазних ЕРС, управління симетричне) відкрити запірні тиристори, які на рисунках розташовані ліворуч у групах 7 і 10 (надалі ці тиристори будемо називати прямими, а парні до них, розташовані у цих групах праворуч, зворотними). По закінченню процесу комутації фазних струмів, що розглядається, у момент $\pi k/3 + \alpha + \gamma$ (де γ – кут комутації, визначає тривалість процесу комутації) відкриваються всі запірні тиристори груп 9 і 10, які закорочують обмотку 5, чим обнуляють напругу на ній, внаслідок чого обнуляють напругу також і на обмотці 4. По завершенню процесу комутації в момент $\pi k/3 + \alpha + \gamma + \delta$ (де кут δ відповідає часу спадання заднього фронту коригуючого імпульсу до нуля) усі запірні тиристори груп 7–10 закриваються аж до наступного чергового процесу комутації.

Для формування за таких самих умов у обмотці 4 коригуючого імпульсу негативної полярності для компенсації комутаційного піку у фазній напрузі живлення необхідно в момент $\pi k/3 + \alpha$ відкрити прямі запірні тиристори груп 8 і 9. По закінченню процесу комутації, у момент $\pi k/3 + \alpha + \gamma$ відкриваються всі запірні тиристори груп 9 і 10, які закорочують обмотку 5 і знімають напругу з обмоток 4 і 5. У момент $\pi k/3 + \alpha + \gamma + \delta$ усі запірні вентиля групи 8–10 запираються.

Розглянемо тепер випадок, коли півхвиля напруги мережі власних потреб – негативна. Тоді для формування в обмотці 5 коригуючого імпульсу позитивної полярності необхідно в момент початку комутації відкрити зворотні запірні тиристори груп 8 і 9. По завершенню комутації відкриваються всі запірні тиристори груп 9 і 10, внаслідок чого протягом кута δ обнуляються напруги на обмотках 4 і 5. Коли спливає кут δ , усі раніше відкриті тиристори запираються.

Для формування за цих умов коригуючого імпульсу негативної полярності в момент початку процесу комутації відкривають зворотні запірні тиристори груп 7 і 10, а далі все повторюється так само, як і для випадку формування коригуючого імпульсу позитивної полярності.

Регулювання амплітуд імпульсів коригування здійснюється зміною коефіцієнта трансформації n або застосуванням керованих автоматично (із використання системи зворотного зв'язку, яка забезпечує рівність амплітуди коригуючого імпульсу висоті комутаційної площадки) потенціометрів, які увімкнені в кожній фазі послідовно з первинною обмоткою 5 трансформатора вольтододавання.

Алгоритм управління запірними тиристорами ланки коригування форми напруги у схемі, зображеній на рис. 3, аналогічний алгоритму управління цими тиристорами, наведеному вище в схемі рис. 2, відрізняється лише нумерація тиристорів.

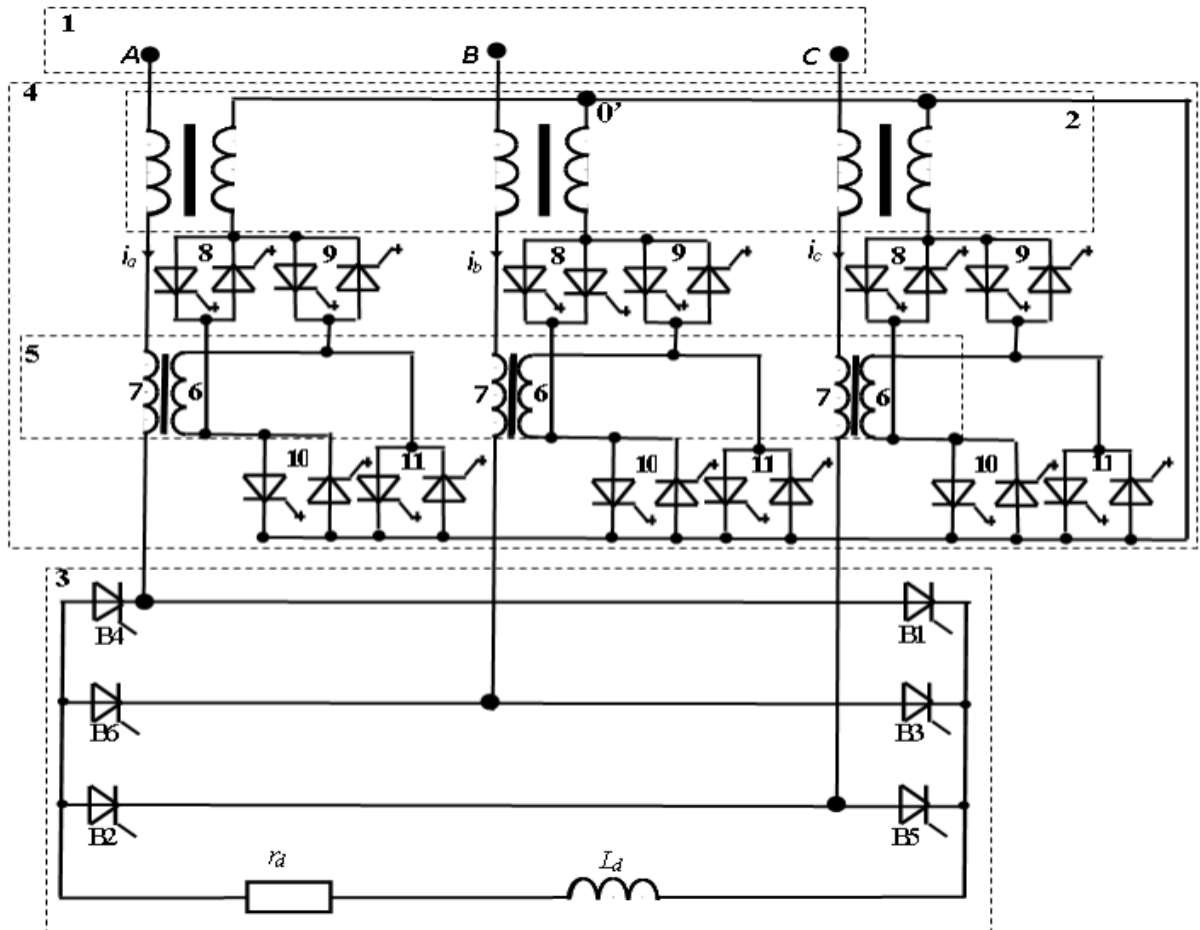


Рис. 3

Висновки. Для коригування форми напруги мережі, яка живить випрямляч з'єднаної з нею потужності, доцільно використовувати спосіб вольтододавання, застосований у модифікації відомого перетворювача, зображений на рис. 1. Якщо на практиці є безпосередній прямий доступ до мережі власних потреб, то для цього більш ефективно використовувати схемо-технічне рішення, наведене на рис. 2, функціональні можливості якого є більш широкими. За відсутності прямого доступу до мережі власних потреб ефективним видається рішення, наведене на схемі рис. 3, де приєднання ланки коригування форми напруги до джерела живлення є більш універсальним.

Робота виконана за держбюджетною темою "Моделі та засоби запобігання погіршення якості електропостачання промислових споживачів.", шифр "Монітор-4". Державний реєстраційний номер 01221U001266.

1. Блінов І.В., Кириленко О.В., Чиженко О.І. та інші. Моделі та засоби запобігання погіршення якості енергопостачання промислових споживачів. Етап 1 (проміжний). Звіт про НДР № ДР 01221U001266. Шифр «Монітор-4». К. 2022. 119 с.
2. Чиженко О.І., Блінов І.В., Трач І.В., Рибіна О.Б., Чибеліс В.І. Дослідження спотворень форми напруги мережі при живленні потужного трифазного мостового випрямляча. Навчальний посібник. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. 78 с.
3. Чиженко І.М., Руденко В.С., Сенько В.І. Основы преобразовательной техники. М.: Высшая школа, 1974. 448 с.
4. Чиженко О.І. Спосіб коригування форми напруги мережі, що живить випрямляч з'єднаної з нею потужності, та пристрій для його реалізації. Пат. України №117053 МПК Н03К 7/2 (2006.01), Н02М 7/162(2006.01), Н03М 3/53 (2006.01). Опубл. 2018. Бюл. № 11.
5. Чиженко О.І., Блінов І.В. Пристрій для коригування форми напруги мережі, яка живить потужний керований випрямляч. *Праці ІЕД НАН України*. 2022. Вип. 61. С. 37–43. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.61.037>

6. Чиженко И.М., Выдолоб Ю.Ф., Грудская Л.П., Кулькин Ю.Ф., Сидорский М.А. Регулирование выпрямленного напряжения вольтодобавочными трансформаторами, управляемыми тиристорами. *Техническая электродинамика*. 1983. № 5. С. 21–26.
7. А.с. 968880 СССР, МКИ Н 02 М 7/12. Преобразователь трехфазного переменного напряжения в постоянное / И.М. Чиженко, Ю.Ф. Выдолоб, Л.П. Грудская, Ю.Ф. Кулькин, В.Ф. Коночук (СССР). № 2956866/24 07; заявл. 14.07.82, опубл. 23.10.82, Бюл. №39.

DEVICES FOR CORRECTING THE VOLTAGE FORM OF THE ELECTRICAL NETWORK THAT FEEDS THE SEMICONDUCTOR CONTROLLED VALVE RECTIFIER OF COMPATIBLE POWER WITH THE ELECTRICAL NETWORK

O.I. Chyzenko

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteiskyi ave., Kyiv, 03057, Ukraine
e-mail: alivchizh@ukr.net

The paper investigates the application of a technical method of volt-addition in converters designed to correct the voltage waveform of the network supplying a powerful controlled valve rectifier of comparable power to the supply network. A modification of the circuit of a known converter with a diode rectifier adapted for the case of supplying a controlled rectifier and for correcting the voltage waveform at its input is considered, and its shortcomings are indicated. The original effective circuit and technical solutions of devices for correcting the shape of the mains voltage using the method of volt-addition are presented. In the first solution, the device is powered from the auxiliary power supply, and in the second, more universal, it is powered directly from the mains transformer. Ref. 7, fig. 3.

Keywords: electrical power supply network, controlled valve rectifier, voltage waveform correction, switching peaks and dips in voltage.

1. Blinov I.V., Kyrylenko O.V., Chyzenko O.I. and others. Models and means of preventing deterioration in the quality of energy supply to industrial consumers. Stage 1 (intermediate). Research report No DR 01221U001266, code Monitor-4. K. 2022. 119 p. (Ukr)
2. Chyzenko O.I., Blinov I.V., Trach I.V., Rybina O.B., Chibelis V.I. Investigation of distortions of the form of mains voltage when supplying a powerful three-phase bridge rectifier. K.: KPI Igor Sikorsky, 2023. 78 p. (Ukr)
3. Chyzenko I.M., Rudenko V.S., Senko V.I. Basics of converter technology. M., 1974. 448 p. (Rus)
4. Chyzenko O.I. A method for improving the form of mains voltage under supply of controlled recti FI ERS Patent of Ukraine. №117053. (Ukr)
8. Chyzenko O.I., Blinov I.V. Devaice from improving the formof mains voltage ander supply of controlled rectifier. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2022. No 61. Pp. 37–43. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.61.037>
5. Chyzenko I.M., Vydolob Yu.F., Grudskaya L.P., Kulkin Yu.F., Sidorsky M.A. Regulation of rectified voltage by voltage-crushing transformers controlled by thyristors. *Tekhnicheskaya Electrodinamika*. 1983. No. 5. Pp. 21–26. (Rus)
6. A.S. 968880 USSR, МКИ Н 02 М 7/12. Converter of three-phase alternating voltage in constant / I.M. Chyzenko, Yu.F. Vydolob, L.P. Grudskaya, Yu.F. Kulkin. № 2956866/24 07; application. 14.07.82, publ. 10/23/82, Bull. No 39. (Rus)

Надійшла: 13.08.2023

Прийнята: 26.10.2023

Submitted: 13.08.2023

Accepted: 26.10.2023

ТЕОРЕТИЧНА ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОФІЗИКА

УДК 621.3.011

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.67.060>

МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОМАГНІТНИХ ПРОЦЕСІВ БЕЗДРОТОВОЇ ЗАРЯДКИ ЄМНІСНОГО НАКОПИЧУВАЧА НА ОСНОВІ ТРАНСФОРМАТОРА ТЕСЛИ

М.О. Ломко, канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: nlomko@gmail.com

Досліджено процеси бездротового накопичення енергії високої напруги за допомогою резонансного трансформатора Тесли на експериментальних зразках у дії. Проведено моделювання зарядних ланок зі схемою Латура та мостовим випрямлячем. Визначено перспективність використання розроблених моделей для корекції параметрів зарядних пристроїв. Бібл. 10, рис. 5.

Ключові слова: дистанційне накопичення енергії, трансформатор Тесли, часткові ємності, зарядні кола, струм зміщення, моделювання.

Сучасні передові технології вимагають широкого впровадження систем бездротової передачі енергії. Такі системи не мають альтернативи для бездротової зарядки акумуляторів імплантованих електростимуляторів у медицині. Вони також є незамінними під час передачі енергії герметичним об'єктам, а також у важкодоступні місця. Широке впровадження мобільних пристроїв, зокрема електромобілів, також потребує бездротового заряджання акумуляторів.

Слід зазначити, що бездротова передача енергії за допомогою теслівських процесів здійснюється завдяки струмам зміщення через часткові ємності, утворені антенами випромінювача й приймача енергії та середовищем між ними. На відміну від струму провідності, що протікає в провідних середовищах (металах), який може бути як постійним, так і змінним або пульсуючим, струм зміщення має місце в будь-якому середовищі, зокрема в порожнечі, і завжди змінюється в часі. Що стосується передачі електричної енергії в просторі, то вона можлива тільки в тому випадку, якщо є дві складові електромагнітного поля: електрична та магнітна, причому в теслівських процесах електрична складова значно перевищує магнітну складову. Тому на відміну від передачі енергії за допомогою електромагнітного випромінювання, де значна величина магнітної складової може перевищувати допустимі норми, така система більш безпечна і може бути широко використана, зокрема в медицині.

Чим швидше змінюється електричне поле, тим більше струм зміщення та його магнітне поле і тим більше енергії може бути передано. Дослідження показали, що найбільша ефективність теслівських процесів у разі бездротової передачі енергії спостерігалася в діапазоні частот від 20 кГц до 1 МГц [8–10]. Значний ефект може бути досягнутий і на більш високих частотах.

Потужність ємнісних накопичувачів залежить від їхньої ємності та напруги, на яку вони розраховані, причому залежність від напруги є квадратичною. Тому накопичення енергії на високих напругах є пріоритетним як з погляду величини накопичувальної енергії, так і для її подальшого використання у відповідних електротехнологіях.

Бездротова передача та накопичення енергії у високовольтних накопичувачах дає змогу проводити цей процес більш безпечно щодо техніки безпеки, а також виключає необхідність відключення від джерела накопичення в разі технологічного розряду накопичувача.



У багатьох технологіях, де використовуються ємнісні накопичувачі, час заряду накопичувача навіть на декілька порядків перевищує час його розряду. Тому для накопичення енергії доцільно використовувати пристрої високої напруги невеликої потужності. Таким пристроєм може бути резонансний трансформатор Тесли [3–5], за допомогою якого можна отримати високі потенціали в десятки і навіть в сотні кіловольт. Генерація струмів високої частоти за дуже високої напруги на вторинній обмотці трансформатора Тесли дає змогу проводити дистанційне накопичення енергії в високовольтних накопичувачах через часткові ємності [1, 2]. Джерелами живлення можуть бути як акумуляторні батареї, так і сонячні панелі, а генератором високої частоти (до 1 МГц) – автогенератор Бровіна.

Метою роботи є моделювання процесів накопичення енергії для оцінювання переваг та недоліків різних схем накопичення, а також можливостей удосконалення перетворювальних пристроїв, за допомогою яких відбувається накопичення енергії. Як орієнтири для побудови моделей у пакеті прикладних програм для розрахунку електричних кіл Matlab були взяті результати експериментальних досліджень, які відображені в [2].

Розглянемо зарядні кола з природними струмообмежувальними елементами, якими на високих частотах є так звані «часткові ємності» [7–10].

У роботі [1] наведено схему заряду ємності від трансформатора Тесли із використанням кола подвоєння напруги за схемою Латура. Спрощено зарядне коло за цією схемою наведено на рис. 1 а.

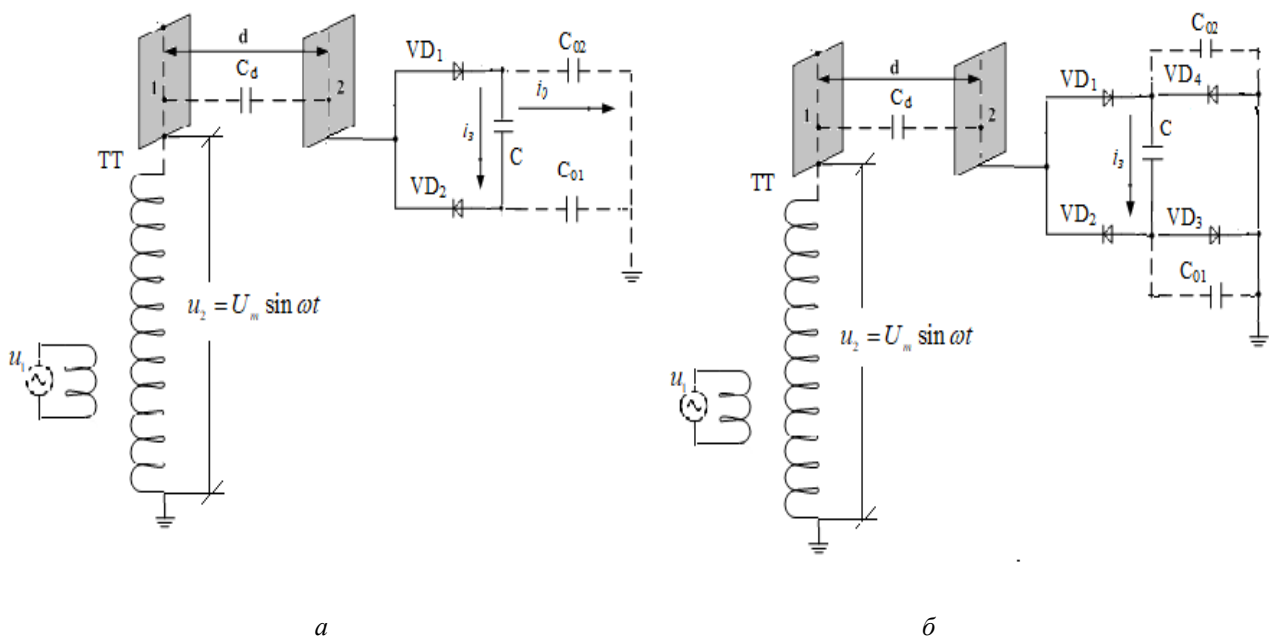


Рис. 1

На рис. 1 а: u_1 – напруга високої частоти (1 МГц), що подається на первинну обмотку трансформатора Тесли (ТТ); $u_2 = U_m \sin \omega t$ – напруга, що знімається дистанційно зі вторинної обмотки трансформатора Тесли через штучну часткову ємність C_d , причому пластина 1 цієї ємності безпосередньо приєднана до високовольтного кінця вторинної обмотки трансформатора Тесли, а пластина 2 на відповідній відстані приєднана до точки з’єднання вентилів VD_1 та VD_2 схеми Латура. Часткові ємності C_{01} та C_{02} , що розташовані в плечах моста, – це природні ємності [7], які є одночасно і струмообмежувальними. Їхні величини залежать від відстані схеми заряду до найближчого заземлення і становлять десятки й навіть сотні відсотків пікофаради. C – ємність або батарея конденсаторів, що заряджається.

Розглянемо процеси, які відбуваються в зарядному колі протягом напівперіоду в середині зарядного циклу. Коли в колі тече зарядний струм i_3 , згідно з другим законом Кірхгофа сума миттєвих значень напруг на частковій ємності C_d , на батареї конденсаторів C та частковій ємності C_{01} повинна бути рівною миттєвому значенню напруги на вторинній обмотці трансформатора Тесли для будь-якого n -го напівперіоду зарядки, тобто:

$$u_{C_{dn}} + u_{C_n} + u_{C_{01n}} = U_m \sin(\omega\tau + \varphi_n), \quad (1)$$

де τ – час відліку від початку чергового імпульсу зарядного струму; φ_n – кут зсуву моменту відмикання вентилів відносно початку напівхвилі синусоїди на n -му напівперіоді зарядки.

Здиференціюємо праву та ліву частини рівняння (1) по τ та запишемо результат у такому вигляді:

$$\frac{1}{C_d} \left(C_d \frac{du_{C_{dn}}}{d\tau} \right) + \frac{1}{C} \left(C \frac{du_{C_n}}{d\tau} \right) + \frac{1}{C_{01}} \left(C_{01} \frac{du_{C_{01n}}}{d\tau} \right) = U_m \omega \cos(\omega\tau + \varphi_n), \quad (2)$$

звідки отримаємо вираз для n -го імпульсу зарядного струму

$$i_3(\tau)_n = C_d \frac{du_{C_{dn}}}{d\tau} = C \frac{du_{C_n}}{d\tau} = C_{01} \frac{du_{C_{01n}}}{d\tau} = U_m \omega \frac{C_d C C_{01}}{C_{01} C + C_d C_{01} + C_D C} \cos(\omega\tau + \varphi_n). \quad (3)$$

У зарядному колі (рис. 1) струм із вторинної обмотки трансформатора Тесли через часткову ємність C_d на кожному з напівперіодів розподіляється на дві частини, одна з яких є струмом зарядки i_3 батареї конденсаторів C і тече через одну із струмообмежувальних часткових ємностей (наприклад, на n -му інтервалі через C_{01}), а друга частина i_0 перезаряджує другу струмообмежувальну часткову ємність (на n -му інтервалі C_{02}), готуючи її до наступного напівперіоду зарядки.

Вираз для n -го імпульсу струму холостої перезарядки буде мати вигляд:

$$i_0(\tau)_n = C_{02} \frac{du_{C_{02n}}}{d\tau} = U_m \omega \frac{C_d C_{02}}{C_d + C_{02}} \cos(\omega\tau + \varphi_n). \quad (4)$$

Треба зауважити, що ємності C_{01} і C_{02} змінюються ролями після кожного напівперіоду зарядного струму.

Будемо проводити макетування за допомогою пакету прикладних програм для розрахунку електричних кіл Matlab. На рис. 2 показано Simulink-модель дистанційного накопичування енергії з використанням схеми Латура. Трансформатор Тесли представлений у вигляді блоку взаємної індуктивності двох магнітнозв'язаних котушок (обмоток) та резонансної ємності C_r . Параметри первинної та вторинної обмоток відповідають параметрам експериментального зразка трансформатора Тесли у дії. Параметри первинної обмотки, яка виконана з мідного проводу діаметром 3,5 мм та має форму диску: кількість витків $n_1=5$, активний опір $R_1 = 4 \cdot 10^{-3}$ Ом, індуктивність $L_1=3,2$ мкГн; параметри вторинної обмотки, яка виконана з мідного проводу діаметром 0,2 мм, що намотаний на каркасі в один шар: кількість витків $n_2=1500$, активний опір $R_2 = 143$ Ом, індуктивність $L_2=18,8$ мГн.

Два зустрічно підключених напівпровідникових силових діода з приєднаною до них зарядною ємністю та струмообмежувальні часткові ємності між точками під'єднання та землею відповідають схемі Латура (рис. 1 а). Вторинна обмотка трансформатора Тесли з'єднана зі схемою Латура штучною частковою ємністю (на рис. 1 а ємність C_d), величина якої обернено пропорційна відстані між високовольтним виводом вторинної обмотки трансформатора Тесли та місцем з'єднання діодів схеми Латура. Штучна часткова ємність в установці в дії – це два однакових алюмінієвих диска діаметром 60 мм, що підключені відповідно до вторинної обмотки трансформатора Тесли та на загальну точку з'єднання діодів. Під час розрахунків відстань між дисками прийнято рівною 400 мм.

У моделі також враховано часткову ємність відносно землі місця з'єднання діодів і штучної ємності (C_{ch}). Первинна обмотка трансформатора Тесли підключена до генератора змінного струму частотою 1 МГц з напругою, величина якої відповідає напрузі на виході автогенератора Бровіна на установці в дії (33 В).

Слід зауважити, що під час налаштування роботи моделі необхідно враховувати, що резонансний режим роботи трансформатора Тесли дуже залежить від величини штучної часткової ємності між високовольтним виводом вторинної обмотки та зарядним пристроєм, а також від співвідношення цієї величини з величинами інших часткових ємностей. Зменшення відстані між високовольтним виводом вторинної обмотки та зарядним пристроєм сприяє збільшенню зарядного струму, але за умови збереження резонансного режиму. Як показали

дослідження, навіть у разі незначного відхилення робочої частоти від резонансного значення (не більш ніж 10 %) величина інтегрального коефіцієнта перетворення напруги трансформатора Тесли значно зменшується (більше ніж на порядок) [6]. Тому для забезпечення необхідного часу зарядки треба намагатися не відходити від резонансного режиму роботи.

На моделі рис. 2 праворуч на цифрових моніторах показано дійсні значення розрахованих параметрів після закінчення другої секунди заряду в такій послідовності згори донизу:

- величина напруги на вторинній обмотці трансформатора Тесли, B ;
- величина напруги на штучній ємності C_d дистанційного заряду, B ;
- величина напруги на ємності C , що заряджається, B ;
- величина струму заряду ємності C , A ;
- величина напруги на частковій струмообмежувальній ємності C_{01} , B ;
- величина напруги на частковій струмообмежувальній ємності C_{02} , B .

Із наведених результатів видно, що за схемою Латура ємність у 20 мкФ за 2 секунди заряджається на напругу більше ніж на 400 В. Ураховуючи лінійний характер заряду, можна за 10 секунд зарядити її до напруги вище ніж 2 кВ.

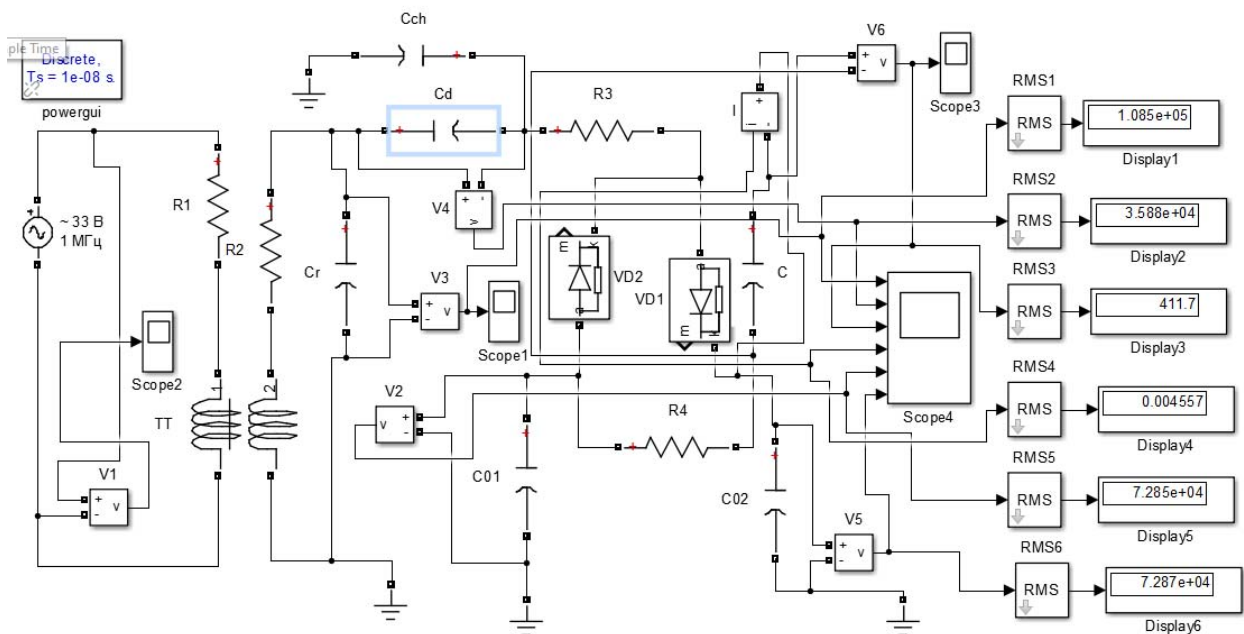


Рис. 2

На рис. 3 зображено осцилограми амплітудних значень відповідних величин за останні 10 мкс другої секунди зарядки.

У роботі [2] досліджено процеси безпровідної передачі енергії в накопичувальний конденсатор від трансформатора Тесли шляхом його заряду до високої напруги тривалим малим зарядним струмом зміщення, що тече через штучну часткову ємність, яка підключена до мостової схеми. Досліджено особливості заряду ємнісного накопичувача та запропоновано аналітичні залежності змінення величини напруги заряду ємнісного накопичувача в часі.

На відміну від схеми Латура, в мостовій схемі (рис. 1 б) тільки штучна ємність є струмообмежувальною. Часткові ємності, що розташовані в плечах моста, шунтуються діодами. Ще однією особливістю мостової схеми є те, що вона повинна обов'язково бути заземленою, тобто мати спільне заземлення з вторинною обмоткою трансформатора Тесли.

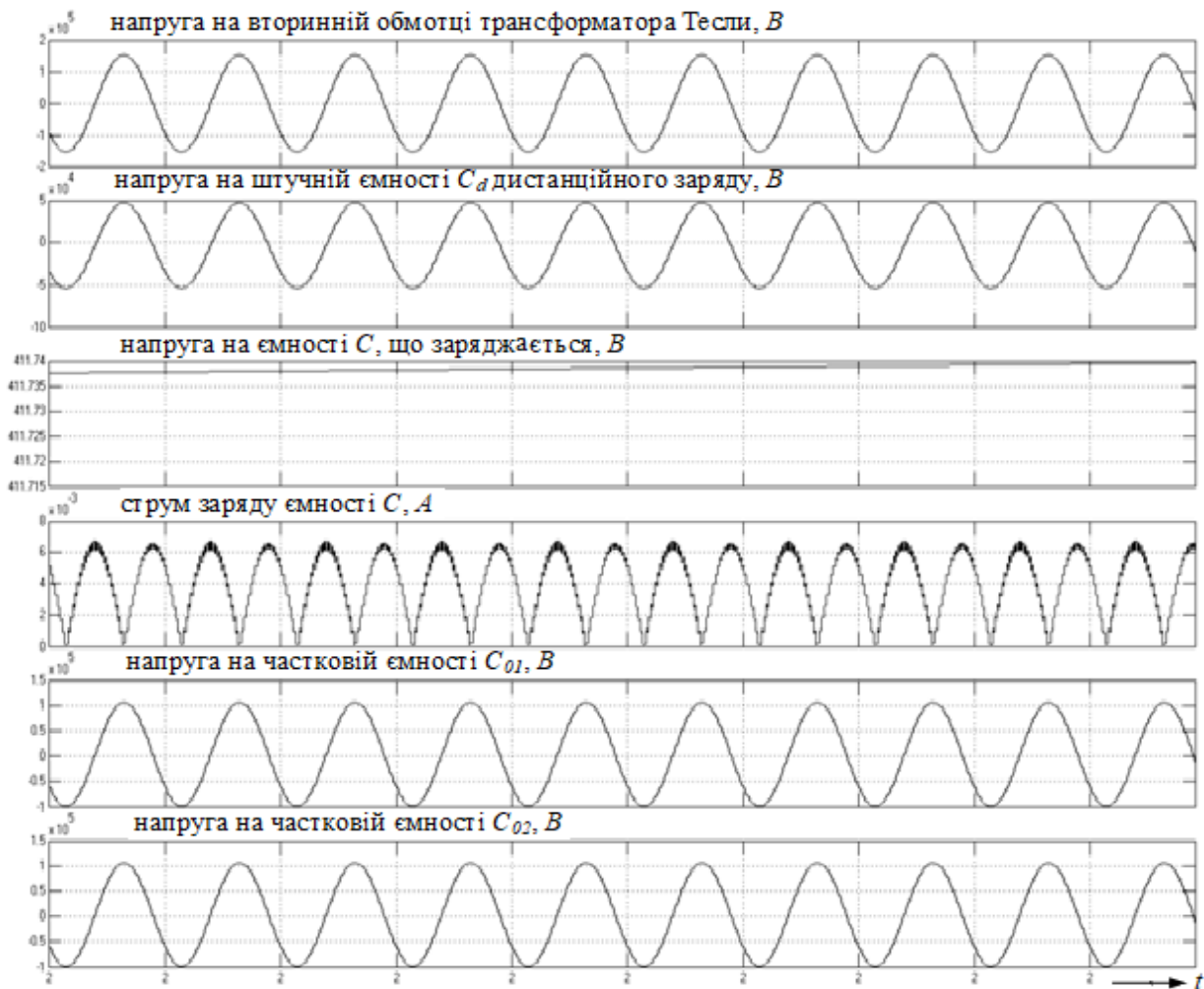


Рис. 3

Simulink-модель дистанційного накопичування енергії з використанням мостової схеми показано на рис. 4. Вона відрізняється від моделі за схемою Латура лише тим, що доповнює її до мостової схеми наявністю двох додаткових діодів та загального заземлення між мостом та вторинною обмоткою трансформатора Тесли.

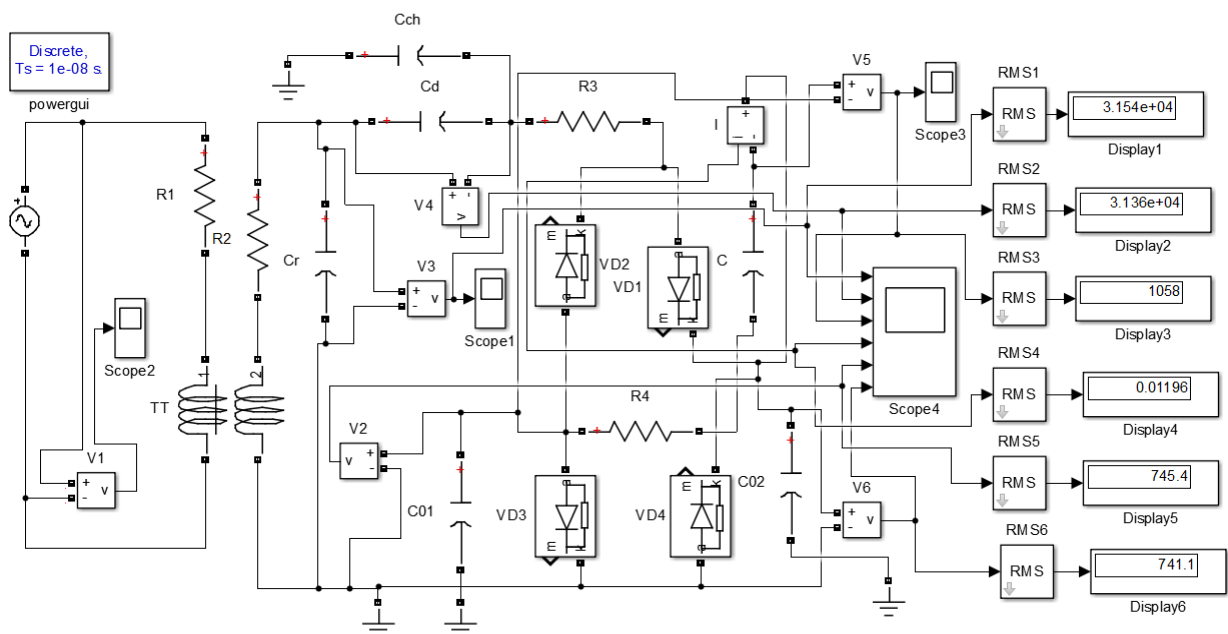


Рис. 4

Як і на моделі рис. 2, на цифрових моніторах представлено дійсні значення розрахованих параметрів після закінчення другої секунди заряду в тій же послідовності за винятком останніх двох параметрів, які відповідають величині напруги на діодах VD3 та VD4 відповідно. Результати показують, що за мостовою схемою ємність у 20 мкФ за 2 секунди заряджається на напругу більше ніж на 1000 В, тобто за 10 секунд її можна зарядити до напруги вище ніж 5 кВ.

На рис. 5 показано осцилограми амплітудних значень відповідних величин за останні 10 мкс другої секунди зарядки. Аналіз отриманих результатів підтверджує повну адекватність моделі запропонованим у [2] аналітичним залежностям змінення величини напруги заряду ємнісного накопичувача в часі. Якщо рівняння усередненої кривої зміни напруги на ємнісному накопичувачі можна представити як [2]:

$$U_C = U_m \left[1 - (1 - k)^{\frac{\omega t}{\pi}} \right], \quad (5)$$

де $k = \frac{2C_d}{C_d + C}$, то час заряду накопичувача – від 0 до U_C :

$$t = \frac{\pi \ln\left(1 - \frac{U_C}{U_m}\right)}{\omega \ln(1 - k)} = \frac{\ln\left(1 - \frac{U_C}{U_m}\right)}{2f \ln(1 - k)} = \frac{\ln\left(1 - \frac{1058}{\sqrt{2} \cdot 31540}\right)}{2 \cdot 1 \cdot 10^6 \ln\left(1 - \frac{2 \cdot 0,06}{0,06 + 20000000}\right)} \approx 2c. \quad (6)$$

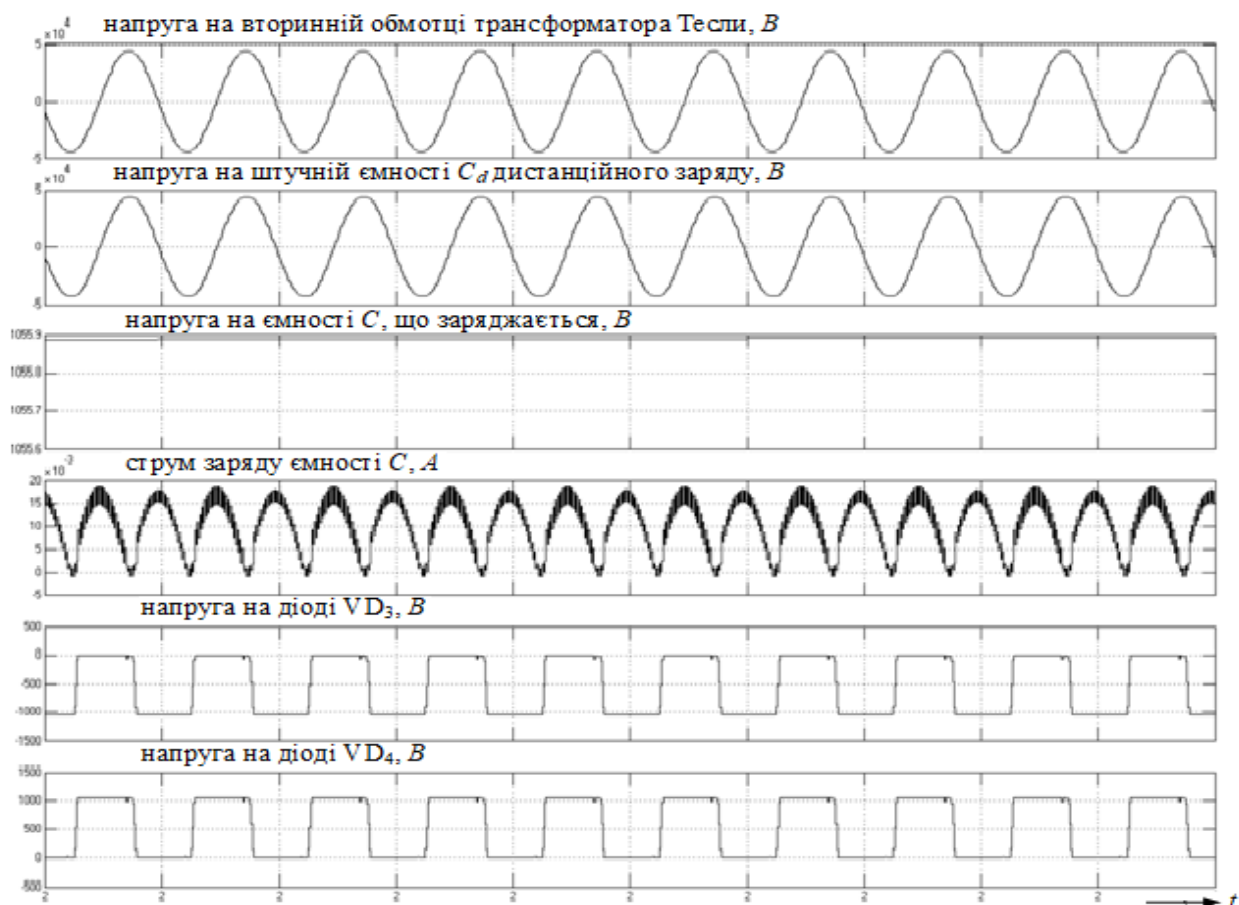


Рис. 5

Отже, запропонована модель відповідає як теоретичним дослідженням, так і результатам експериментальних досліджень, що наведені в [2].

Висновки. 1. У результаті оцінювання переваг та недоліків схем бездротової передачі та накопичування енергії можемо зазначити, що мостова схема значно переважає схему Латура як з погляду налаштування її роботи з резонансним режимом роботи трансформатора Тесли, так і швидкості накопичування енергії. Єдина перевага схеми Латура полягає в тому, що вона не потребує спеціального заземлення, зарядний струм накопичувача замикається через природні часткові ємності.

2. Досліджені схеми бездротової передачі та накопичування енергії дуже актуальні в умовах, де частково або постійно відсутнє централізоване енергопостачання, а електророзрядні технології в дії потребують накопичення енергії високих напруг від малопотужних автономних джерел.

3. Розглянуті схеми накопичення енергії доцільно використовувати в електротехнологіях, де потребується зарядка ємнісних накопичувачів до високих напруг (більше 10 кВ) при невеликій частоті зарядно-розрядних циклів.

4. Запропоновані моделі дають можливість моделювати режими роботи як діючих зарядних пристроїв високої напруги, так і тих, що розробляються з метою поліпшення їхніх якісних та кількісних показників.

Фінансується за держбюджетною темою "Розробка основ теорії і методів дослідження впливу несинусоїдних напруг і струмів та виникаючих електротермодинамічних процесів на надійність і ресурс сучасних кабельних ліній електропередачі та на енергоефективність електротехнічних установок резонансного типу" (Шифр "ЕЛРЕС"), що виконується за Постановою Бюро ВФТПЕ 03.08.2022 р., Протокол №8. Державний реєстраційний номер роботи 0123U100693.

1. Щерба А.А., Ломко Н.А. Бесконтактный заряд емкостного накопителя с использованием трансформатора Тесла. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2016. № 44. С. 104–110.
2. Щерба А.А., Ломко Н.А. Передача большой энергии в накопительный конденсатор высоковольтных генераторов разрядных импульсов с трансформаторами Тесла. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2019. № 52. С. 5–12. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2019.52.005>
3. Nikola Tesla. Apparatus for Transmitting Electrical Energy, January 18, 1902, U.S. Patent 1,119,732, December 1, 1914.
4. Ashwin J.S., Sinthuja S. and Manoharan Dr.N.. A Review in Wireless Power Transmissions. *Internatijnal Journal of Electronics and Communication Engineering & Technology*. 2015. No 6(10). Pp. 1–5.
5. Mr.Dhikale Vaibhav, S.S. Bachhav, D.R. Bhise. Wireless Transmitting of Electricity Through Tesla. Tower: Review Paper. *IJSART*. 2019. Vol. 5 Issue 3. VARCH.
6. Батыгин Ю.В., Чаплыгин Е.А., Шиндерук С.А., Третинников Е.А. Выходное напряжение трансформатора Тесла при отклонении рабочей частоты от резонансного значения. *Вісник Приазовського державного технічного університету*. Електротехніка та електроенергетика 2018. Вип. 36. С. 188–194. DOI: <https://doi.org/10.31498/2225-6733.36.2018.142157>
7. Ермуратский П.В. Крах нового "сверхпроводника" или конденсаторы вокруг нас. *Наука и жизнь*. 1992. № 5–6. С. 88–91.
8. Пентегов И.В. К теории тесловских процессов зарядки емкостных накопителей энергии. *Электричество*. 1996. № 6. С. 42–47.
9. Пентегов И.В., Волков И.В., Приступа А.Л. Никола Тесла и системы однопроводной и беспроводной передачи энергии. *Технічна електродинаміка*. 2006. № 4. С. 72–80.
10. Пентегов И.В., Волков И.В., Приступа А.Л. Применение тесловских процессов для бесконтактного заряда аккумуляторов бытовых электрических устройств. *Технічна електродинаміка*. Тем. Вип. Проблеми сучасної електротехніки. 2006. Ч. 2. С. 16–21.

MODELING OF ELECTROMAGNETIC PROCESSES OF WIRELESS CHARGING OF A CAPACITIVE STORAGE DEVICE BASED ON A TESLA TRANSFORMER

M.O. Lomko

Institute of electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine
e-mail: nlomko@gmail.com

The processes of wireless high-voltage energy storage using a Tesla resonant transformer were studied on working experimental samples. Modeling of charging links with a Latour circuit and a bridge rectifier was carried out. The prospects of using the developed models for correcting the parameters of charging devices are determined. Ref. 10, fig. 5.

Key words: remote energy storage, Tesla transformer, partial capacitances, charging circuits, displacement current, modeling.

1. Shcherba A.A., Lomko N.A. Non-contact charge of storage capacitor using Tesla transformer. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2016. No 44. Pp. 104–110. (Rus)
2. Shcherba A.A., Lomko N.A. High energy transmission to reservoir capacitor of high-voltage generators of discharge pulses with Tesla coils. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2019. No 52. Pp. 5–12. (Rus) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2019.52.005>
3. Nikola Tesla. Apparatus for Transmitting Electrical Energy. January 18, 1902, U.S. Patent 1,119,732, December 1, 1914.
4. Ashwin J.S., Sinthuja S. and Manoharan Dr.N.. A Review in Wireless Power Transmissions. *Internatijnal Journal of Electronics and Communication Engineering & Technology*. 2015. No 6(10). Pp. 1–5.
5. Mr.Dhikale Vaibhav, S.S. Bachhav, D.R. Bhise. Wireless Transmitting of Electricity Through Tesla Tower: Review Paper. *IJSART*. 2019. Vol. 5 Issue 3. VARCH 2019.
6. Batygin Yu.V., Chaplygin E.A., Shinderuk S.A., Tretinnikov E.A. The output voltage of the Tesla transformer when the operating frequency deviates from the resonant value. *Visnyk Pryazovskogo derzhavnogo universitetu. Elektrotekhika ta Elektroenergetyka*. 2018. No 36. Pp. 188–194. (Rus) DOI: <https://doi.org/10.31498/2225-6733.36.2018.142157>
7. Ermuratsky P.V. The collapse of the new "superconductor" or capacitors around us. *Nauka i zhyzn*, 1992. No 5–6. Pp. 88–91. (Rus)
8. Pentegov I.V. On the theory of Tesla processes of charging the capacitive energy storage devices. *Elektrichestvo*. 1996. No 6. Pp. 42–47. (Rus)
9. Pentegov I.V., Volkov I.V., Pristupa A.L. Nikola Tesla and systems of single-wire and wireless energy transmission. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2006. No 4. Pp. 72–80. (Rus)
10. Pentegov I.V., Volkov I.V., Pristupa A.L. Application of Tesla processes for contactless charging of batteries of domestic electric appliances. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2006. Problemy suchasnoi elektrotekhniki. Part 2. Pp. 16–21. (Rus)

Надійшла: 18.10.2023

Прийнята: 09.11.2023

Submitted: 18.10.2023

Accepted: 09.11.2023

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ

УДК 621.314

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.67.068>

ТЕПЛОВИЙ РОЗРАХУНОК СУХИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ З ЛИТОЮ ІЗОЛЯЦІЄЮ ТА З ФОЛЬГОВИМИ ОБМОТКАМИ

В.Ф. Іванков*, канд. техн. наук, **А.В. Басова**, канд. техн. наук

ПрАТ «Запоріжтрансформатор»,

Дніпровське шосе, 3, Запоріжжя, 69600, Україна

E-mail: awbasova@gmail.com, ivankov.viktor@gmail.com

Представлено методику аналітичного теплового розрахунку сухих трансформаторів з циліндричними провідниковими з литою ізоляцією та фольговими обмотками. З одновимірної нелінійної заступної теплової схеми трансформатора визначаються усереднені за поверхнями та середні за об'ємами температури стрижня магнітної системи та обмоток. Для уточнення розподілу температури за перерізом анізотропної фольгової обмотки застосовується розв'язок крайової задачі у вигляді двовимірного рівняння Пуассона з коефіцієнтами тепловіддачі, які розраховано із заступної схеми. Наведено приклад розрахунку сухого трансформатора потужністю 2500 кВА. Для верифікації результатів розрахунку проведено чисельне CFD-моделювання. Бібл. 10, рис. 9, табл. 3.

Ключові слова: сухі трансформатори, нагрів, лита ізоляція, фольга, аналітичний розрахунок, CFD-моделювання.

Вступ. Сухі трансформатори та електричні реактори відомі своєю високою безпекою й низькими вимогами до технічного обслуговування [1]. Вони застосовуються в складних умовах експлуатації в енергетичній, нафтовій, газо- і гірничодобувній, хімічній промисловостях, у наземному та морському транспорті, у вітроенергетичних та сонячних установках, у спеціальних приміщеннях із підвищеними вимогами до пожежної безпеки [2].

Для розподілу та передачі енергії в силових електроустановках виготовляють трансформатори з природним охолодженням із шаровими та неперервними котушковими обмотками із литою ізоляцією, із просоченням обмоток поліестерними смолами та з паперовою ізоляцією типу «номекс». Для цього устаткування одним із найважливіших факторів, які визначають старіння ізоляції і, як наслідок, термін його служби, є тепловий режим роботи трансформатора.

Ефективною для інженерних теплових розрахунків сухих трансформаторів із природним охолодженням слід вважати методику [3]. Розподіл втрат у стрижнях магнітної системи (МС) та в концентрах обмоток приймається рівномірним. Ураховується теплообмін тільки в радіальному напрямку. Тому застосовано одновимірну заступну теплову схему з концентрованими параметрами стрижня й обмоток. Усереднені перевищення температури на їхніх поверхнях визначаються розв'язком відповідної нелінійної системи алгебраїчних рівнянь, коефіцієнти якої враховують емпіричні залежності від температур конвекційного теплообміну з поверхонь тіл розрахункової моделі, променистого теплообміну між ними та кондуктивних теплових опорів стрижня та обмоток. Основні засади [3] використано під час розробки методик теплового розрахунку силових сухих трансформаторів із литою ізоляцією [4] та з ізоляцією типу «номекс» [5].

Певні переваги, як в технології виготовлення, так і в експлуатації, мають сухі трансформатори з фольговими обмотками (ФО) з міді чи алюмінію – у вигляді окремих концентрів обмотки нижчої напруги (НН) або котушок обмотки вищої напруги (ВН). Особливістю ФО є



значна нерівномірність розподілу втрат по їхній висоті [5] та значна теплова провідність в осьовому напрямку, що лише наближено може бути враховано в одновимірній тепловій моделі обмотки. Тому для теплових розрахунків сухих трансформаторів із ФО застосовують двовимірні моделі трансформаторів та відповідні, досить складні в застосуванні, чисельні методи. Так, у роботі [6] представлено методику та результати досліджень сухого трансформатора потужністю 800 кВА з ФО методом скінченних різниць. Цей же трансформатор у [7] розраховано методом скінченних елементів. Для аналізу температур у сухому трансформаторі в роботі [8] використано CFD (Computational Fluid Dynamics) моделювання.

Метою роботи була розробка методики аналітичного теплового розрахунку сухих трансформаторів із циліндричними провідниковими з литою ізоляцією та фольговими обмотками із застосуванням одновимірної нелінійної заступної теплової схеми трансформатора та теплової крайової задачі для уточнення розподілу температур у фольговій обмотці, а також верифікація результатів аналітичного розрахунку чисельним CFD-моделюванням.

Конструкція сухих трансформаторів. Розглянуто силові трансформатори зі стрижневою МС та з природним повітряним охолодженням. Циліндричні обмотки можуть виготовлятися у вигляді шин, шаровими, зокрема з шарів фольги, або безперервними котушковими з ізольованими провідниками та литою ізоляцією. За спільністю теплових процесів через незначні радіальні розміри обмотки з шин віднесено до циліндричних. Обмотка або її частина, яка відділена від стрижня або інших обмоток вертикальними охолодними каналами, визначається як окремий концентр. Найчастіше за умовами охолодження з двох концентрів виготовляється обмотка НН. За наявності, захисний зовнішній кожух трансформатора зверху та знизу має вентиляційні отвори.

У алгоритмі розрахунку позначаються: висота h_C , ширина b_C , товщина d_C та радіус описаного кола r_C стрижня. У стрижні можуть знаходитись, для прикладу, два охолодні канали шириною b_{CK} і довжиною l_{CK} . У такому разі площі внутрішньої та зовнішньої поверхонь теплового обміну стрижня дорівнюють $S_{i,C} = 4l_{CK}h_C$ та $S_{a,C} = 2[b_C + (d_C - 2b_{CK})]h_C$.

Ширини внутрішніх каналів та ширини концентрів позначаються b_k та a_k , $k = 1, \dots, K$. За висоту обмоток $2l$ приймається середня висота всіх концентрів, з урахуванням збігу проводів і торцевої ізоляції. Радіуси внутрішньої та зовнішньої поверхонь концентрів позначаються r_i та r_a з відповідними площами поверхонь $S_{i,k} = 4\pi r_{i,k}l$ та $S_{a,k} = 4\pi r_{a,k}l$.

По периметру стрижня та концентрів розташовуються N_r дистанційних рейок шириною b_r , тобто загальною шириною $b_{\Sigma r} = N_r b_r$. Залежно від типу обмоток, структури провідників, виткової, міжшарової та корпусної ізоляції концентри характеризуються ефективними поперечними тепловими провідностями λ_x . Позначимо для циліндричного концентру з ізольованих проводів число проводів по ширині концентру N , висоту та ширину проводу без ізоляції h_{II} та b_{II} . Товщина ізоляції: виткової на дві сторони Δ , міжшарової d_M і корпусної (ливої) d_K , відповідно коефіцієнти теплопровідності λ_B , λ_M , λ_K .

Під час визначення коефіцієнта λ котушкового концентру в плоскопаралельному наближенні розглядають [5] послідовну провідність проводу та бічної виткової ізоляції, а потім цю провідність – у паралельній взаємодії з торцевою ізоляцією. Такі N шарів обмотувального проводу в поперечному напрямку послідовно діють з $N-1$ шарами міжвиткової ізоляції та корпусною (ливою) ізоляцією. Зокрема, в [4, 5] для котушкового й циліндричного концентру з ізольованих проводів визначено

$$\lambda_x = k_\lambda a / b, \quad a = N(b_{II} + \Delta) + (N-1)d_M + d_K,$$

$$b = \frac{N\Delta(h_{II} + \Delta)(b_{II} + \Delta)}{(\Delta^2 + h_{II}(b_{II} + \Delta))\lambda_B} + \frac{(N-1)d_M}{\lambda_M} + \frac{d_K}{\lambda_K}. \quad (1)$$

Водночас, на основі емпіричних досліджень у [4] у випадку концентрів із литою ізоляцією рекомендовано прийняти коефіцієнт k_λ рівним 0.42, для обмоток з лакованих алюмінієвих шин – $\lambda_x = 2.04$, Вт/(мК). В осьовому напрямку теплова провідність обмоток з обмотувальних проводів може бути визначена виразами виду (1), які наведено в [5].

Для ФО за числа N шарів фольги товщиною b_f , міжлистовою ізоляцією товщиною b_i та корпусною ізоляцією товщиною d_K

$$\lambda_x = \frac{(Nb_f + (N-1)b_i + d_K)\lambda_f\lambda_i\lambda_K}{[Nb_f\lambda_i\lambda_K + (N-1)b_i\lambda_f\lambda_K + d_K\lambda_f\lambda_i]} \quad (2)$$

Оскільки теплова провідність металу фольги λ_f набагато перевищує провідність ізоляції, то для ФО $\lambda_z = \lambda_f$.

Для певних типів ізоляції відповідні коефіцієнти теплопровідності можна знайти у спеціальній літературі, зокрема в табл. 1 наведено дані з документу [4].

Таблиця 1

Марка проводу та найменування ізоляційного матеріалу	λ , Вт/(мК)
Провід ПСД, АПСД	0.23
Провід ПСДК	0.16
Провід ПЕТ-155	0.20
Скляне полотно	0.17 – 0.18
Скляні тканини ЛСБ, ЛСП, ЛСЕ	0.20 – 0.21
Скляні тканини ЛСК, ЛСЛ	0.18 – 0.19
Епоксидна смола ЕД-20 з пиловидним кварцевим піском (1:2)	0.59 – 0.64
Епоксидна смола	0.21 – 0.40
Пісок кварцевий	1.17

Розрахунок втрат. Для електромагнітних розрахунків силових трансформаторів, зокрема, розподілу робочих струмів в обмотках, магнітних полів, втрат у МС, в обмотках застосовуються галузеві методики і відповідне програмне забезпечення [1, 5].

Розрахунок втрат у МС виконується з використанням відомих залежностей питомих активних втрат в електротехнічній сталі від індукції для вживаної марки сталі. Використовуються коефіцієнти збільшення втрат у місцях стикування й перешихтовки пластин, а також коефіцієнти на технологію обробки сталі й шихтування МС. Приймається, що втрати в МС від температури не залежать.

За відомих розподілів струмів в обмотках з використанням аналітичних плоскопаралельних або осесиметричних розрахункових моделей магнітного поля визначаються [5] осьова та радіальна складові індукції магнітного поля розсіювання в обмотках і, на їхній основі, за відомими виразами Фільда – відповідні складові додаткових втрат у провідниках обмоток від вихрових струмів. Циркулювальними втратами в обмотках для трансформаторів розглядуваних потужностей зазвичай нехтують. Визначення втрат у ФО розглянуто далі.

Зі збільшенням температури омічні втрати в обмотках зростають, а додаткові – зменшуються [1]. Позначимо умовно нормовану температуру, за якої розраховано втрати, \mathcal{G}_n , а відповідні омічні та додаткові втрати – $P_{om,n}$ та $P_{add,n}$. Для сухих трансформаторів з ізоляцією класу F така температура дорівнює 105 °С.

За середньої температури центра \mathcal{G}_m сумарні втрати визначаються так:

$$P(\mathcal{G}_m) = P_{om,n}F(\mathcal{G}_m) + P_{add,n}/F(\mathcal{G}_m), \quad F(\mathcal{G}_m) = (C + \mathcal{G}_m)/(C + \mathcal{G}_n), \quad (3)$$

де температурна постійна C для міді дорівнює 235 °С, а для алюмінію – 245 °С.

Приймаючи допущення щодо незначної частки вихрових втрат відносно омічних в обмотках сухих трансформаторів, температурна залежність (3) може бути спрощена

$$P(\mathcal{G}_m) = P_n F(\mathcal{G}_m). \quad (4)$$

Розрахунок усереднених температур в одновимірній заступній тепловій схемі трансформатора. Приймаються такі допущення [3, 4]:

- умови охолодження стрижнів МС з обмотками трифазних трансформаторів однакові;
- охолодження стрижня МС не враховує тепловіддачу горизонтальними ярмами, середня температура стрижня близька до температури його поверхні;
- тепловіддача обмоток можлива лише в радіальному напрямку;
- теплопровідність матеріалів стрижня та обмоток постійна для діапазону робочих температур;
- втрати в стрижні та обмотках розподілені за об'ємом рівномірно;
- за висотою стрижня та концентрів визначаються усереднені значення температур та коефіцієнтів тепловіддачі.

Постановка та розв'язання теплової задачі здійснюється для перевищення температур (ПТ), яке визначається різницею $\theta = \vartheta - \vartheta_{\text{ТОС}}$ абсолютних температур ϑ нагрітого тіла та $\vartheta_{\text{ТОС}}$ охолодного середовища (ТОС).

За шириною концентра розподіл ПТ має характер, який показано на рис. 1. x_0 є координатою так званої нейтральної лінії в межах концентру – лінії з найбільш нагрітою точкою (ННТ) θ_0 . Виділення в охолодне середовище втрат P із тіла з площею A зовнішньої поверхні описується законом тепловіддачі

$$P = (\alpha^C + \alpha^R) \theta A, \quad (5)$$

де α^C та α^R – коефіцієнти конвекційної (C) та променистої (R) тепловіддачі, які залежать від багатьох чинників, мають складний характер і нелінійно залежать від температури [5].

Розглянуто найбільш поширену з міркувань забезпечення охолодження завдяки внутрішньому осьовому каналу конструкцію обмотки НН із двома концентрами (рис. 2). На ескізі нижнім рядом чисел позначено: 1 – стрижень МС, 2, 3 – концентри НН, 4 – концентр ВН, 5 – зовнішній кожух. Верхніми числами $\nu=1, \dots, 11$ позначено умовні точки розрахункових елементів, на яких визначаються усереднені ПТ θ_ν . Точки 3, 6, 9 розташовуються на нейтральних лініях концентрів.

Тепловим процесам у конструкції трансформатора відповідає заступна тепла схема, зображена на рис. 3, на якій позначено:

- втрати в стрижні та в концентрах обмоток P_ν , $\nu=c$ та 1, 2, 3;

– теплові провідності конвекційної тепловіддачі (G^C) з поверхні стрижня G_1 , із внутрішніх та зовнішніх поверхонь концентрів G_2, G_5, G_8 та G_4, G_7, G_{10} ; провідність G_{11} враховує тепловіддачу кожуха в охолодне середовище;

– теплові провідності тепловіддачі випромінюванням (G^R) між поверхнями стрижня і внутрішнього концентра G_{12} , між концентрами G_{15}, G_{18} , між зовнішнім концентром та кожухом;

– кондуктивні теплові провідності (G^L) між нейтральними лініями та поверхнями концентрів $G_{13}, G_{14}, G_{16}, G_{17}, G_{19}, G_{20}$;

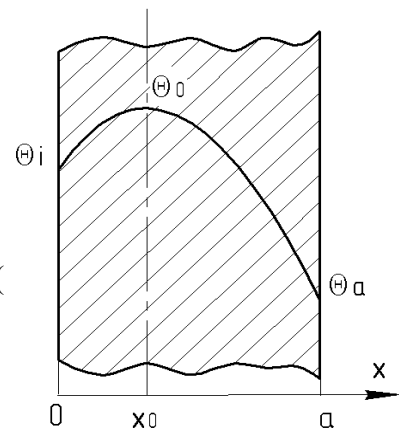


Рис. 1

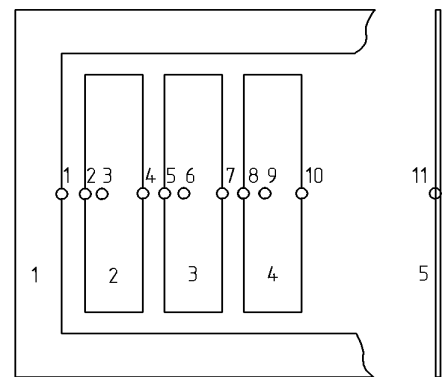


Рис. 2

– перевищення температур на лініях $\theta_v, v=1, \dots, 11$.

У представленій роботі, як і в [4], можливість розташування між обмотками ізоляційного циліндру не розглянуто. За потреби необхідно застосувати теплову заступну схему й відповідні коефіцієнти теплових провідностей конвекційного та променистого теплообміну, які наведено в [3].

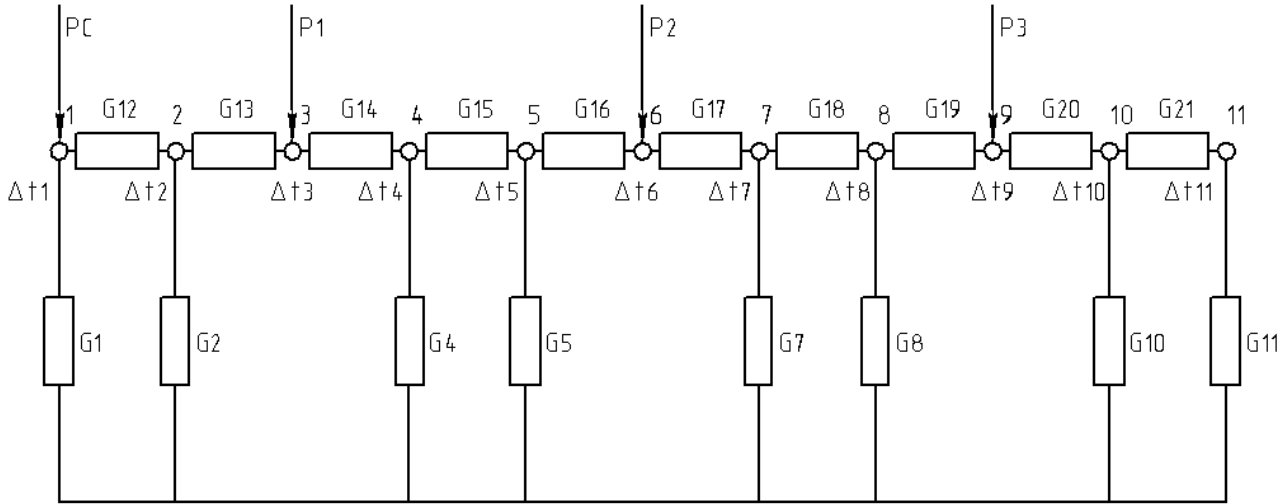


Рис. 3

У вузлах теплової заступної схеми за умов теплового балансу має місце система нелінійних рівнянь відносно ПТ θ_v [3, 4]:

$$\begin{aligned}
 (G_1 + G_{12})\theta_1 - G_{12}\theta_2 &= P_C; \\
 (G_{12} + G_2 + G_{13})\theta_2 - G_{12}\theta_1 - G_{13}\theta_3 &= 0; \\
 (G_{13} + G_{14})\theta_3 - G_{13}\theta_2 - G_{14}\theta_4 &= P_1(\theta_{m,1}); \\
 (G_{14} + G_4 + G_{15})\theta_4 - G_{14}\theta_3 - G_{15}\theta_5 &= 0; \\
 (G_{15} + G_5 + G_{16})\theta_5 - G_{15}\theta_4 - G_{16}\theta_6 &= 0; \\
 (G_{16} + G_{17})\theta_6 - G_{16}\theta_5 - G_{17}\theta_7 &= P_2(\theta_{m,2}); \\
 (G_{17} + G_7 + G_{18})\theta_7 - G_{17}\theta_6 - G_{18}\theta_8 &= 0; \\
 (G_{18} + G_8 + G_{19})\theta_8 - G_{18}\theta_7 - G_{19}\theta_9 &= 0; \\
 (G_{19} + G_{20})\theta_9 - G_{19}\theta_8 - G_{20}\theta_{10} &= P_3(\theta_{m,3}); \\
 (G_{20} + G_{10} + G_{21})\theta_{10} - G_{20}\theta_9 - G_{21}\theta_{11} &= 0; \\
 (G_{21} + G_{11})\theta_{11} - G_{21}\theta_{10} &= 0.
 \end{aligned} \tag{6}$$

Для умов природної конвекції з вертикальних поверхонь стрижня та концентрів теплопровідності G^C визначаються згідно з (5) добутком коефіцієнта конвекційної тепловіддачі на площу поверхні тепловіддачі $G^C = \alpha^C A^C$. Коефіцієнт α^C пропорційний кореню четвертого ступеня від ПТ поверхні θ і так званому «коефіцієнту каналу» K , який визначено в [3, 4] через його ширину δ та висоту H

$$\alpha^C = K\sqrt[4]{\theta}, \quad K = 1.53 \arctan 96(\delta/H). \tag{7}$$

Для охолодного каналу стрижня $K_{CK} = 1.53 \arctan 96(b_{CK}/h_C)$, для каналів між стрижнем та внутрішнім концентром та між концентрами $K_k = 1.53 \arctan 96(b_k/2l)$.

Площі теплообмінних поверхонь стрижня та концентрів дорівнюють добутку геометричних площ відповідних поверхонь на коефіцієнти закриття каналів опорними рейками $A^C = S\varphi_k$. У разі розташування по периметру стрижня та концентрів N_r рейок шириною b_r ,

згідно [3, 4] $\varphi_k = 1 - (2/3)(b_{\Sigma r} / l_{r,k})$, де сумарна ширина рейок b_{Σ} , довжина середньої лінії в першому каналі $l_{r,1} = \pi(r_C + r_{a,1})$, а в наступних – $l_{r,k} = \pi(r_{i,k-1} + r_{a,k})$, $k = 2, 3$. Таким чином, провідності конвекційної тепловіддачі з поверхонь стрижня, концентрів та кожуха визначаються за виразами:

$$\begin{aligned} G_1 &= (K_{CK} S_{i,C} + K_{CK} S_{a,C} \varphi_1) \sqrt[4]{\theta_1}, \\ G_2 &= K_1 S_{i,1} \varphi_1 \sqrt[4]{\theta_2}, \quad G_5 = K_2 S_{i,2} \varphi_2 \sqrt[4]{\theta_5}, \quad G_8 = K_3 S_{i,3} \varphi_3 \sqrt[4]{\theta_8}, \\ G_4 &= K_1 S_{a,1} \varphi_2 \sqrt[4]{\theta_4}, \quad G_7 = K_2 S_{a,2} \varphi_3 \sqrt[4]{\theta_7}, \quad G_{10} = 3.53 \sqrt[4]{\theta_{10}}, \quad G_{11} = 2.92 \sqrt[4]{\theta_{11}}. \end{aligned} \quad (8)$$

На зовнішній поверхні останнього концентру (лінія 10) приймається [4] емпіричний коефіцієнт $K = 3.53$, на поверхні кожуха (лінія 11) $K = 2.92$.

Теплова провідність випромінювання визначається з використанням закону Стефана-Больцмана постійною $c_0 = 5.67 \cdot 10^{-8}$ Вт/(м² К⁴), приведеним коефіцієнтом теплового випромінювання $\varepsilon_{f,j}^R$ між поверхнями f та j , площами випромінювання A^R і температурами ліній на поверхнях в абсолютній шкалі $T = 273 + \theta + \vartheta_{TOC}$ за виразом [3, 4]

$$G^C = c_0 \varepsilon_{f,j}^R A^R D_{f,j}, \quad D_{f,j} = \left[(0.01 T_f)^2 + (0.01 T_j)^2 \right] \cdot (0.01 T_f + 0.01 T_j). \quad (9)$$

Коефіцієнт $\varepsilon_{f,j}^R$ визначається площами взаємних випромінювань та коефіцієнтами ε^R відповідних поверхонь:

$$\left(\varepsilon_{i,j}^R \right)^{-1} = \frac{1}{\varepsilon_i^R} + \frac{A_i^R}{A_j^R} \left(\frac{1}{\varepsilon_j^R} - 1 \right). \quad (10)$$

Емпіричні [4] значення коефіцієнтів ε^R наведено в табл. 2.

Елемент конструкції	ε^R
Стрижень з електротехнічної сталі	0.92
Обмотка з ізольованими проводами з лаковим покриттям	0.92
Покриті лаком шини	0.56
Обмотки з литою ізоляцією з епоксидної смоли	0.79

Для стрижня $A_C^R = S_{a,C} - 2b_{\Sigma r} l$, для концентрів $A_{i,k}^R = S_{i,k} - 2b_{\Sigma r} l$, $A_{a,k}^R = S_{a,k} - 2b_{\Sigma r} l$. За виразом (6) визначаються провідності між поверхнями стрижня і внутрішнього концентра та між концентрами:

$$G_{12} = c_0 \varepsilon_{C,1}^R A_C^R D_{1,2}, \quad G_{15} = c_0 \varepsilon_{1,2}^R A_{a,1}^R D_{4,5}, \quad G_{18} = c_0 \varepsilon_{2,3}^R A_{a,2}^R D_{7,8}. \quad (11)$$

Між зовнішнім концентром та кожухом приймається $G_{21} = 0$.

Кондуктивні теплові провідності концентрів між нульової лінією та поверхнями концентра вираховуються за відношенням часток втрат в концентрі відносно координати нульової лінії до різниці відповідних температур:

$$G_i^L = \frac{P x_0 / a}{\vartheta(x_0) - \vartheta_i}, \quad G_a^L = \frac{P(a - x_0) / a}{\vartheta(x_0) - \vartheta_a}. \quad (12)$$

Для визначення розподілу температур, координати нульової лінії, середньої температури концентру, часток втрат та кондуктивних теплопровідностей розглядаються дві теплові задачі відносно ПТ на перерізі концентру з теплопровідністю λ_x і щільністю втрат $q = P/V$. На відміну від осесиметричної моделі [3], у цій роботі крайові задачі розглянуто в плоскій системі координат. Використовуються одновимірні рівняння Пуассона відносно ПТ θ та граничні умови в лівій **L**: $x \in (0; x_0)$ і правій **R**: $x \in (x_0; a)$ умовних областях перерізу концентру

$$\lambda_x \frac{d^2\theta}{dx^2} = -q; \quad \mathbf{L}: \quad \theta|_{x=0} = \theta_i, \quad \left. \frac{d\theta}{dx} \right|_{x=x_0} = 0; \quad \mathbf{R}: \quad \left. \frac{d\theta}{dx} \right|_{x=x_0} = 0, \quad \theta|_{x=a} = \theta_a. \quad (13)$$

У результаті розв'язку задач отримуємо розподіл ПТ у вказаних областях:

$$\theta_L(x) = \theta_i + \frac{q}{\lambda_x} \left(-\frac{x^2}{2} + x_0 x \right), \quad \theta_R(x) = \theta_a + \frac{q}{\lambda_x} \left(\frac{a^2 - x^2}{2} + x_0(x - a) \right). \quad (14)$$

З умови рівності $\theta_L(x_0) = \theta_R(x_0)$ отримуємо координату нульової лінії та ПТ на ній:

$$x_0 = \frac{a}{2} - (\theta_i - \theta_a) \frac{\lambda_x}{qa}, \quad \theta(x_0) = \theta_i + \frac{q}{2\lambda_x} \left(\frac{a}{2} - (\theta_i - \theta_a) \frac{\lambda_x}{qa} \right)^2. \quad (15)$$

Інтегруючи та усереднюючи ПТ в областях (15), отримуємо середнє ПТ обмотки:

$$\theta_m = \frac{1}{a} \left[\theta_i x_0 + \theta_a (a - x_0) + \frac{q}{\lambda_x} \left(\frac{x_0^3 + a^3}{3} - x_0 a^2 - x_0^2 a \right) \right]. \quad (16)$$

Знаходячи з (15) ПТ на нульовій лінії та підставляючи отримані значення в (12), знаходимо кондуктивні теплові провідності в двох областях концентру k :

$$G_{i,k}^L = \frac{2\lambda_k V_k}{a_k x_{0,k}}, \quad G_{a,k}^L = \frac{a_k (a_k - x_{0,k})}{2\lambda_k V_k}. \quad (17)$$

Таким чином, для теплової заступної схеми провідності G_{13} , G_{16} , G_{19} визначаються виразами $G_{i,k}^L$, а провідності G_{14} , G_{17} , G_{20} – виразами $G_{a,k}^L$.

Система рівнянь (6) розв'язується як тридіагональна нелінійна поєднанням методів прогонки та ітерацій. На першому кроці послідовних наближень вважаються відомими розрахункові значення втрат у концентрах $P^{(i=1)} = P_n$, а також перевищення температур θ_a , θ_i на їхніх поверхнях, наприклад, виходячи з нормованої температури $\theta^{(i)} = \vartheta_n - \vartheta_0$ і приймаючи $x_0^{(i=1)} = a/2$.

Шляхом послідовних наближень уточнюються і в кінцевому результаті визначаються значення втрат $P(\vartheta_m)$ у представленнях (3) чи (4), координати x_0 і перевищення температур $\theta(x_0)$ (15), перевищення θ_m середніх температур концентрів (16) і, з приведенням температур за масами концентрів, – перевищень середніх температур обмоток.

Визначених величин втрат і перевищень середніх температур обмоток достатньо для розрахункового проектування сухих трансформаторів, так як вони безпосередньо можуть бути проконтрольовані за типових теплових випробувань.

Утім, важливим залишається питання про визначення параметрів навантажувальної здатності трансформатора за систематичних та аварійних навантажень, які нормуються відповідними стандартами залежно від класу ізоляції трансформатора. Для цього, зокрема, необхідно визначити перевищення над ТОС температури найбільш нагрітої точки (ННТ) $\theta_{ННТ}$ найбільш нагрітої обмотки і відповідно так званий коефіцієнт $k_{ННТ}$, який є відношенням $k_{ННТ} = \theta_{ННТ} / \theta_m$. Із цією метою застосовуються емпіричні коефіцієнти $k_{ННТ}$, які представлено в методиках [4, 5], тому в цій роботі їх не наведено.

Зауважимо, що за наявності в конструкції трансформатора захисного кожуха необхідно врахувати збільшення температур завдяки утрудненню циркуляції повітря та зменшенню променистого теплообміну. Емпіричні поправки на перевищення середньої температури та $k_{ННТ}$ також наведено [4, 5], ураховується висота обмоток, відношення площі отворів до площі загальної поверхні захисного кожуха.

Для теплового розрахунку сухих трансформаторів із литою ізоляцією розроблено обчислювальну програму з умовним позначення **ТЛТ**. Приклад розрахунку трансформатора типу ТСЗЛ-2500/10 на основі заступної теплової схеми представлено в роботі нижче.

Уточнення розподілу температур за перерізом фольгової обмотки. За наявності в конструкції трансформатора ФО додатково проводиться уточнений розрахунок розподілу температур за перерізом ФО. Розгляд цього питання проведено подібно до роботи [9]. Для розрахунку магнітного поля, індуктивностей, втрат використовується осесиметрична електромагнітна модель трансформатора у вигляді циліндричного феромагнітного паза із системою провідних кругових кілець [5].

Такими кільцями є окремі обмотки або їхні частини, зокрема, елементи ФО з кусково-постійним за висотою обмотки розподілом струмів. Струми в гілках відповідної електричної схеми заміщення, зокрема за висотою ФО, визначаються шляхом розв'язку комплексної системи рівнянь Кірхгофа з активними й індуктивними опорами. Для прикладу, розрахований [9] за вказаною методикою розподіл об'ємних втрат $q(z) = p(z)/v$ за висотою ФО НН трансформатора 1000 кВА у відносних одиницях до втрат у центрі обмотки показано на рис. 4, за віссю z розмір вказано в метрах. Спостерігається характерна концентрація втрат на краях обмотки.

Приймається, що розподіл втрат за висотою ФО є симетричним (рис. 4) і відповідає визначеній на першому етапі розрахунку середній температурі концентру.

У цьому випадку за виразом (5) визначаються сумарні (конвективні та випромінювальні) коефіцієнти тепловіддачі на поверхнях ФО з відповідними площами внутрішньої і зовнішньої поверхонь, частками втрат, координатою нульової лінії та ПТ на поверхнях:

$$\alpha_i = \frac{P}{\theta_i S_i} \frac{x_0}{a}, \quad \alpha_a = \frac{P}{\theta_a S_a} \frac{(a-x_0)}{a}. \quad (18)$$

Приймається, що на вертикальних поверхнях концентру відомі усереднені коефіцієнти тепловіддачі (18), а для торцевої поверхні концентру – наближене значення для умов природного повітряного охолодження з горизонтальної поверхні $\alpha_\tau = 7 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К})$ [5].

Для розрахунку розподілу ПТ $\theta(x, z)$ за перерізом концентру ФО, подібно до [9], отримуємо крайову задачу у вигляді рівняння Пуассона:

$$\lambda_x \frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} + \lambda_z \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} = -q_v(z) \quad (19)$$

з умовою симетрії на границі $z = 0$ та граничної умови тепловіддачі з торцевої поверхні обмотки на координаті $z = l$

$$\lambda_z \frac{\partial \theta}{\partial z} \Big|_{z=0} = 0, \quad \lambda_z \frac{\partial \theta}{\partial z} \Big|_{z=l} = -\alpha_\tau \theta \Big|_{z=l}. \quad (20)$$

Отримані з першого етапу розрахунку значення x_0 , α_i та α_a , а також відсутність на x_0 теплового обміну дають граничні умови за віссю x (при $a1 = x_0$ та $a2 = a - x_0$)

$$\begin{aligned} \lambda_x \frac{\partial \theta}{\partial x} \Big|_{x=0} = \alpha_i \theta \Big|_{x=0}, \quad \lambda_x \frac{\partial \theta}{\partial x} \Big|_{x=a1} = 0, \\ \lambda_x \frac{\partial \theta}{\partial x} \Big|_{x=0} = 0, \quad \lambda_x \frac{\partial \theta}{\partial x} \Big|_{x=a2} = -\alpha_a \theta \Big|_{x=a2}. \end{aligned} \quad (21)$$

Для розв'язку задачі (19)–(21), як і в [9], застосовано метод розділення змінних із скінченним косинус-перетворенням Фур'є:

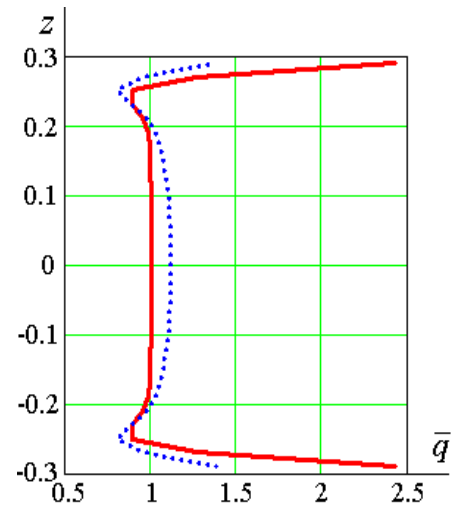


Рис. 4

$$\theta(x, z) = \sum_{n=1}^{\infty} \theta_n(x) \cos p_n z, \quad q_v(z) = \sum_{n=1}^{\infty} q_n \cos p_n z,$$

$$q_n = \frac{2p_n}{p_n l + 0,5 \sin 2p_n l} \int_0^l q(z) \cos p_n z dz. \quad (22)$$

Власні значення p_n є коренями трансцендентного рівняння $\operatorname{ctg} p_n l = p_n \lambda_z / \alpha_\tau$.

Коефіцієнти $\theta_n(x)$ зручно представити в такому виді:

$$\theta_n(x) = \begin{cases} \theta_i(x), & \text{при } x < a1 \\ \theta_a(x - a1), & \text{при } x \geq a1 \end{cases}, \quad v_n^2 = p_n^2 \lambda_z / \lambda_x \quad (23)$$

$$\theta_i(x) = \frac{q_n}{v_n^2 \lambda_x} \left(\frac{e^{v_n(x-2a1)} + e^{-v_n x}}{(f_{n,i} - 1)e^{-2v_n a1} - (f_{n,i} + 1)} + 1 \right), \quad f_{n,i} = \frac{\lambda_x v_n}{\alpha_i}, \quad (24)$$

$$\theta_a(x) = \frac{q_n}{v_n^2 \lambda_x} \left(\frac{e^{-v_n a2} (e^{v_n x} + e^{-v_n x})}{(f_{n,a} - 1)e^{-2v_n a2} - (f_{n,a} + 1)} + 1 \right), \quad f_{n,a} = \frac{\lambda_x v_n}{\alpha_a}. \quad (25)$$

Усереднення отриманого розв'язку прямим інтегруванням дає змогу аналітично визначити середнє перевищення температури ФО над ТОС:

$$\theta_m = (\theta_i + \theta_a) / 2, \quad (26)$$

$$\theta_i = \frac{1}{a1 \cdot l} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{q_n}{v_n^2 \lambda_x} \left(\frac{-e^{-2v_n a1} + 1}{((f_i - 1)e^{-2v_n a1} - (f_i + 1))v_n} + a1 \right) \frac{\sin p_n l}{p_n}, \quad (27)$$

$$\theta_a = \frac{1}{a2 \cdot l} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{q_n}{v_n^2 \lambda_x} \left(\frac{e^{-v_n a2} (e^{v_n a2} - e^{-v_n a2})}{((f_a - 1)e^{-2v_n a2} - (f_a + 1))v_n} + a2 \right) \frac{\sin p_n l}{p_n}. \quad (28)$$

Виконуючи з певним кроком розрахунок перевищення температури в точках z_i за висотою твірної найбільших температур, отримуємо значення перевищення ННТ ФО над ТОС:

$$\theta_{\text{ННТ}} = \max\{\theta(x_0, z_i)\}, \quad i = 1, 2, \dots \quad (29)$$

Використовуючи значення (26), (29), визначаємо $k_{\text{ННТ}}$:

$$k_{\text{ННТ}} = \theta_{\text{ННТ}} / \theta_m. \quad (30)$$

Приклад розрахунку трансформатора ТСЗЛ-2500/10 на основі заступної теплової схеми. Основні конструктивні параметри трансформатора такі. Висота, довжина та ширина кожуху: 1850, 2000, 1300 мм. Площа отворів знизу та зверху – по 1.66 м². Стрижень: висота 1480 мм, діаметр описаного кола 330 мм (без внутрішніх каналів). Шини двох концентрів НН розмірами 130×11.2 мм з лаковою ізоляцією 0.8, на дві сторони. Обмотка ВН намотана проводом 11.8×3.5 мм з товщиною виткової ізоляції 0.5 мм з коефіцієнтом теплопровідності 0.230 Вт/(мК). Товщина литої ізоляції ВН 10 мм, на дві сторони, з теплопровідністю 0.636 Вт/(мК). Втрати в стрижні та в концентраторах (при 115 °С) наведено в табл. 3.

З використанням указаної раніше програми TLT без та з урахуванням захисного кожуху розраховано перевищення над ТОС стрижня і концентрів обмоток – див. табл. 3, стовпці TLT.

Проведені вимірювання під час типових теплових випробувань перевищення над ТОС середніх температур стрижня та обмоток досліджуваного трансформатора (з захисним кожухом) з достатньою для інженерної практики точністю відповідають результатам розрахунків. Зауважимо, що за наявності захисного кожуху за поправками [4, 5] температурні показники суттєво більші, ніж за його відсутності.

У таблиці також представлено результати CFD-моделювання досліджуваного трансформатора – стовпці *CFD*.

Таблиця 3

Параметри розрахунку	Одиниці	Стрижень		НН1		НН2		ВН	
Тип обмотки				Шина		Шина		Лита	
Втрати основні	Вт	888		1300		1412		2900	
Втрати додаткові	Вт	-		39		100		50	
Ефективна теплопровідність	Вт/(мК)	1.67		2.04		2.04		0.58	
Коефіцієнт випромінювання	в.о.	0.92		0.58		0.58		0.79	
ПТ над ТОС, <i>без кожуху</i> :		TLT	CFD	TLT	CFD	TLT	CFD	TLT	CFD
- на внутрішній поверхні	К	-	-	114.2	114.5	104.6	104.2	88.3	90.1
- на нульовій лінії	К	-	-	114.7	115.2	104.9	104.5	92.0	94.7
- на зовнішній поверхні	К	120.6	114.1	114.0	114.4	103.8	107.5	72.3	76.9
- середньої температури	К	120.6	123.7	114.6	110.2	104.6	100.0	86.8	87.8
- максимальної (ННТ)	К	132.6	142.2	148.2	142.6	135.4	126.5	111.9	101.8
ПТ над ТОС, <i>з кожухом</i> :		TLT	CFD	TLT	CFD	TLT	CFD	TLT	CFD
- середньої температури	К	127.8	129.5	117.9	116.4	107.9	106.3	87.1	95.7
- максимальної (ННТ)	К	139.8	148.6	151.5	149.9	138.7	134.8	112.2	111.8
Координата нульової лінії	в.о.	-	-	0.47	0.43	0.33	0.29	0.30	0.32
Коефіцієнт ННТ	в.о.	1.1	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2

Верифікація теплового розрахунку трансформатора ТСЗЛ-2500/10 CFD-моделюванням. CFD-моделювання сухого трансформатора, подібно до трансформаторів з масляним охолодженням [5], дає змогу визначити температурне поле досліджуваного устаканування та поле швидкостей охолодного середовища, тобто значення температур і швидкостей у фіксований момент часу для всіх точок розрахункової моделі в усталеному тепловому режимі. Додатково проводиться обробка вказаних результатів і визначаються максимальні, середні температури тіл, температури на їхніх поверхнях для порівняння з результатами аналітичних розрахунків.

Для аналізу теплових процесів у трансформаторах з природним охолодженням засобами програмного забезпечення ANSYS FLUENT застосовуються відомі рівняння руху й неперервності охолодного середовища Нав'є-Стокса:

$$\nabla \cdot (\rho \vec{v}) = -\nabla P + \nabla \cdot (\vec{\tau}) + \rho \vec{g}, \quad \vec{\tau} = \mu \left[(\nabla \vec{v} + \nabla \vec{v}^T) - \frac{2}{3} \nabla \cdot \vec{v} \hat{I} \right], \quad \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = 0, \quad (31)$$

які доповнюються рівнянням збереження енергії $\nabla(-\lambda \nabla t) = Q_v - \rho C(\vec{v} \cdot \nabla t)$. У вказаних рівняннях позначено: t , P і \vec{v} – поля температур, тисків і швидкостей охолодного середовища; Q_v – об'ємна щільність джерел тепла; ρ – щільність, μ – динамічна в'язкість ($\mu = \nu \rho$, ν – кінематична в'язкість) і λ – теплопровідність повітря; \vec{g} – вектор прискорення вільного падіння; матриця \hat{I} визначає напрямки одиничних векторів обраної системи координат. Залежності параметрів повітря від температури можна віднайти, зокрема, в [10].

Проте для досліджень сухих трансформаторів вказаної системи рівнянь недостатньо, оскільки вони описують передачу тепла лише завдяки теплопровідності в областях стрижня, обмоток і конвекційного теплообміну їхніх поверхонь з охолодним середовищем. У сухих трансформаторах значна частка взаємного теплообміну тіл та оточуючого середовища відбувається завдяки радіаційному випромінюванню (за законом Стефана-Больцмана). Тому засобами використаного програмного забезпечення задано додаткові умови, які забезпечують урахування вказаного виду теплообміну. Такими параметрами є коефіцієнти повного нормального теплового випромінювання, які наведено в табл. 2.

Відповідно до реальної конструкції трансформатора сформовано чисельну плоскопаралельну CFD-модель, в якій у перерізі за поперечною віссю трансформатора (в сторону кожуха) урахувано стрижень МС, центри обмоток НН та ВН із раніш представленими конструктивними параметрами. Моделі стрижня та обмотки ВН прийнято ізотропними із

значеннями ефективних теплопровідностей за табл. 3. Додатково визначено осьову теплопровідність концентрів із шин значенням 3.4 (Вт/(мК)) . У моделі без кожуху зовнішні границі моделі визначено так, щоб результати моделювання в зоні обмоток не залежали від їхнього положення.

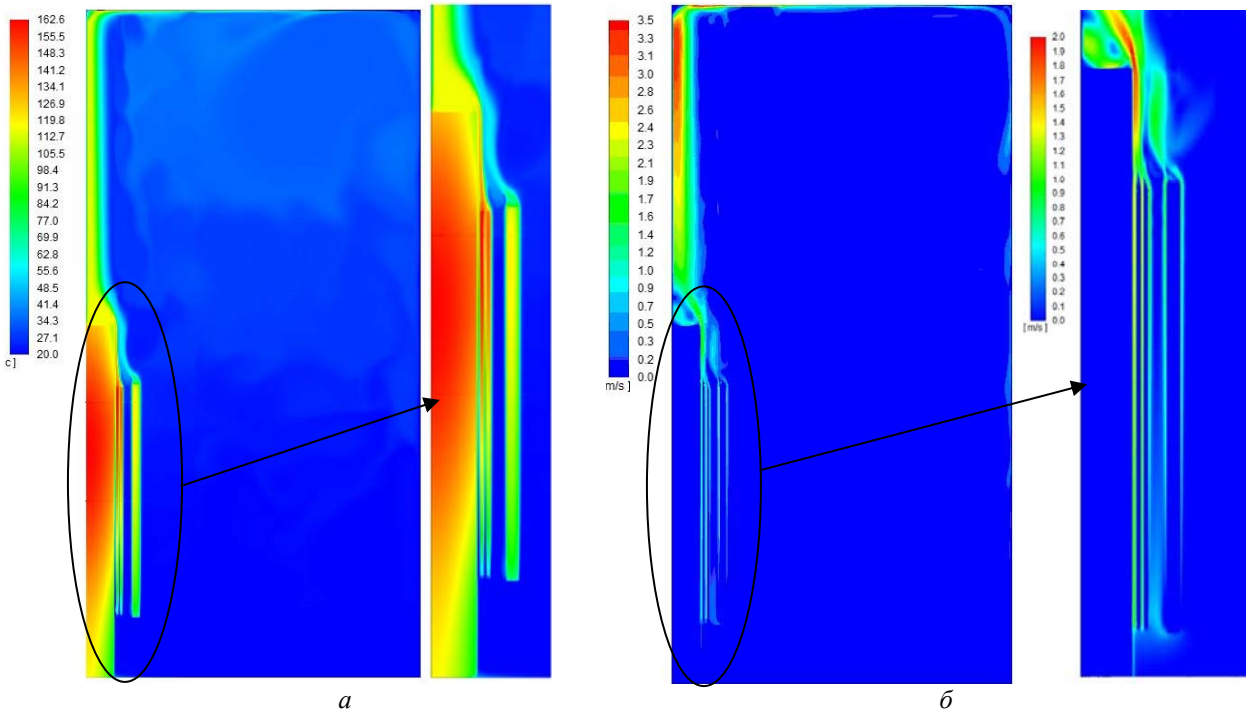


Рис. 5

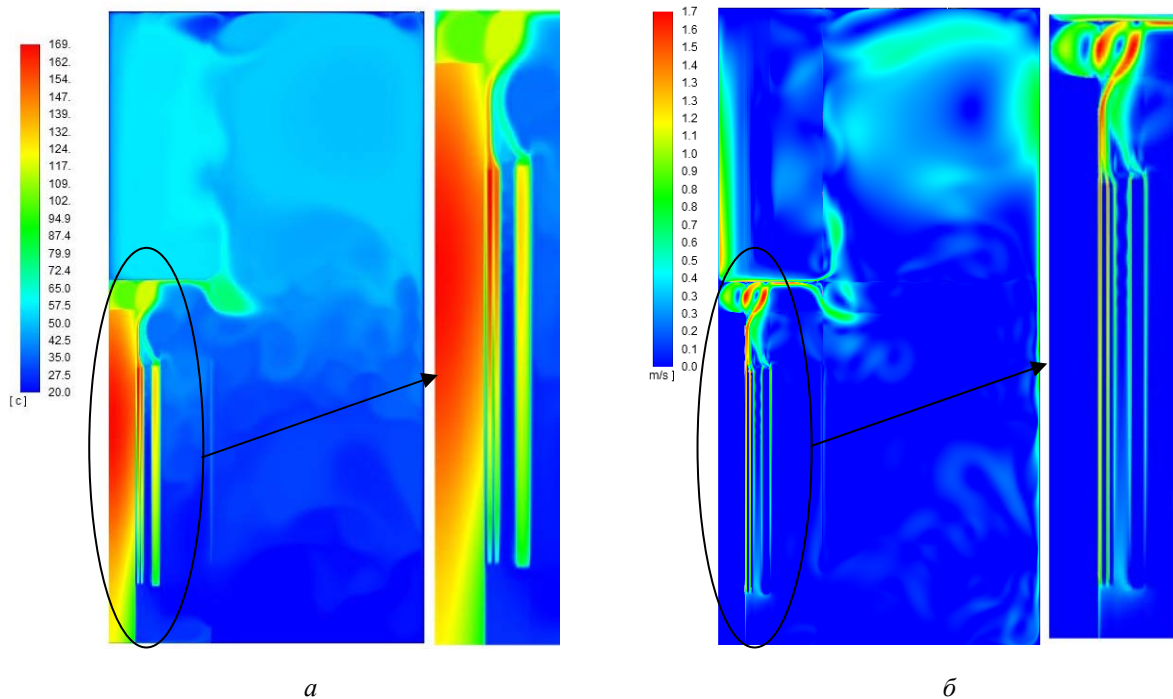


Рис. 6

На рис. 5 *a* та *б* показано розподіл температур ($^{\circ}\text{C}$) та швидкостей (м/с) відповідно у випадку трансформатора без кожуха. На кожному з рисунків із правої сторони представлено збільшеними виділені зони стрижня й обмоток. Отримані температури наведено в табл. 3 у значеннях перевищень над ТОС (20°C). Як і в разі аналітичного розрахунку, найбільш нагрітими є стрижень та центри обмотки НН. Швидкості охолодного повітря в каналах

між ними також є більшими порівняно з головним каналом між НН і ВН, а також за обмоткою ВН. Швидкість повітря в робочій області обмоток не перевищує 0.7 м/с.

Для врахування захисного кожуху використано модель з елементом, який імітує розміри його вентиляційних отворів. Поля температур і швидкостей у цьому випадку показано на рис. 6.

На рис. 7 зображено у відносних одиницях розподіл температур (лінії 1, 2) та швидкостей (лінії 3, 4) на рівні верхнього краю обмоток (суцільні лінії 1, 3) і на рівні середини висоти обмоток (пунктирні лінії 2, 4) розрахункової моделі з кожухом. Із графіків можна побачити певний перепад в температурах по висоті концентрів обмотки НН, в той час як в обмотці ВН розподіл температури по висоті обмотки майже рівномірний. Рух повітря в каналах стрижень-НН1-НН2 має виражено параболічну форму з одною вершиною, їхнє збільшення буде сприяти додатковому охолодженню стрижня та обмотки НН. Збільшення каналу НН2-ВН не має сенсу з погляду теплових процесів через відокремлений рух повітря біля кожної охолодної поверхні.

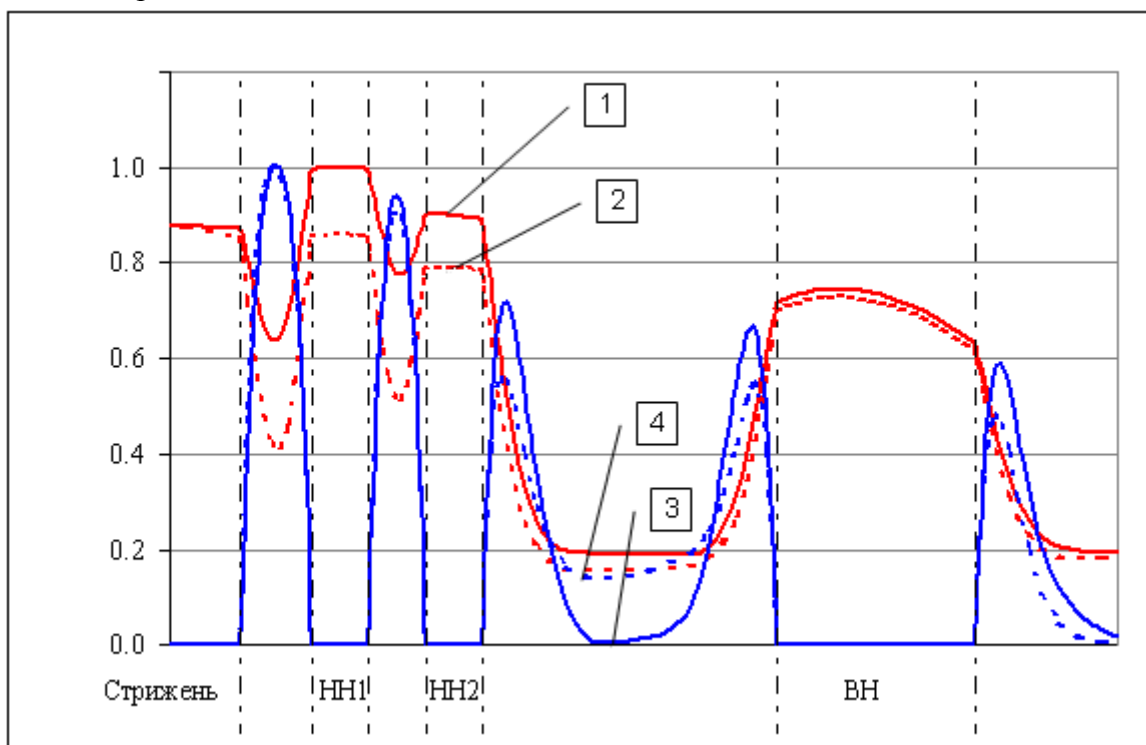


Рис. 7

Зіставлення не тільки середніх, а й локальних значень ПТ по поверхнях і по нейтральних лініях концентрів (табл. 3) свідчать про позитивний результат верифікації аналітичного розрахунку чисельним CFD-моделюванням. Також слід відмітити близькість величин перевищень температур і коефіцієнтів ННТ, які в разі аналітичного розрахунку визначено з використанням емпіричних залежностей [4, 5].

Приклад розрахунку розподілу температури в фольговій обмотці. Як об'єкт розглянуто ФО [5, 9] з алюмінієвої стрічки висотою 2×380 мм, завтовшки 1 мм, з внутрішнім (120 мм) і зовнішнім (146 мм) радіусами, теплопровідність алюмінію – 210 Вт/(м К). Ізоляцію виконано папером завтовшки 0.39 мм з теплопровідністю 0.148 Вт/(м К). Прийнято, що коефіцієнти тепловіддачі з поверхонь обмотки визначено в результаті розрахунку одновимірної теплової заступної схеми трансформатора і дорівнюють, для прикладу, відповідно 3.9 та 10.0 Вт/(м²К) на внутрішній та зовнішній поверхнях, координата нульової лінії дорівнює 0.3 в.о.

Розрахунок проведено для двох умов. Перший варіант – характер розподілу втрат за рис. 4. Другий варіант – за допущення, що сумарні втрати в обмотці дорівнюють втратам першого варіанту, але їхній розподіл за висотою обмотки рівномірний. Результати розподілу

ПТ над ТОС за висотою обмотки на поверхнях обмотки та на нульовій лінії показано на рис. 8, менші значення перевищень температури відносяться до зовнішньої поверхні обмотки, найбільші – до положення нульової лінії. Суцільними лініями показано розподіл температур для першого варіанту з нерівномірним розподілом втрат, пунктирними – для другого випадку. На рис. 9 показано відповідний двом варіантам розподіл ПТ над ТОС за шириною обмотка на рівні її середини. Суцільні лінії зі збільшеними значеннями температур корелюються з концентрацією втрат на торцях обмотки за рис. 4. Водночас ступінь нерівномірності температур значно менша внаслідок високої теплопровідності ФО в осьовому напрямку. Це, зокрема, визначає, що для ФО коефіцієнт $k_{ННТ}$ майже рівний одиниці.

Отриманий результат дає змогу підтвердити допустимість представлення ФО в одновимірній заступній схемі трансформатора у вигляді обмотки з рівномірним за її перерізом розподілом втрат. Водночас розроблений алгоритм забезпечує визначення локальних температур ФО на другому етапі аналітичного теплового розрахунку з урахуванням як значної теплової анізотропії, так і нерівномірного за її висотою розподілу втрат.

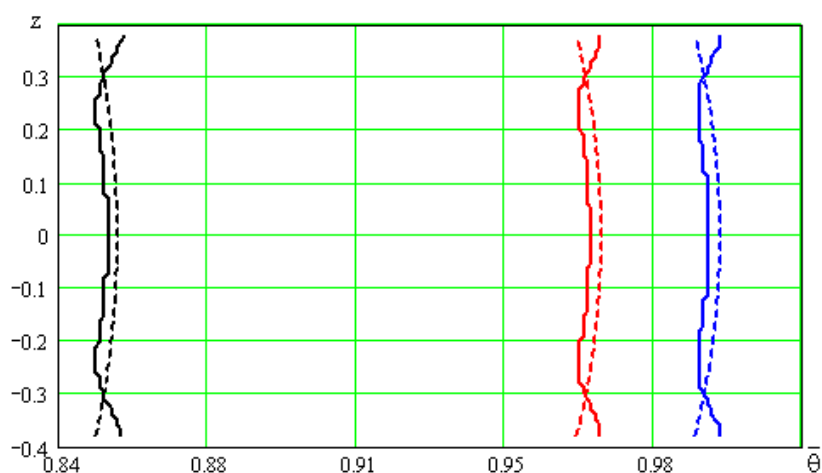


Рис. 8

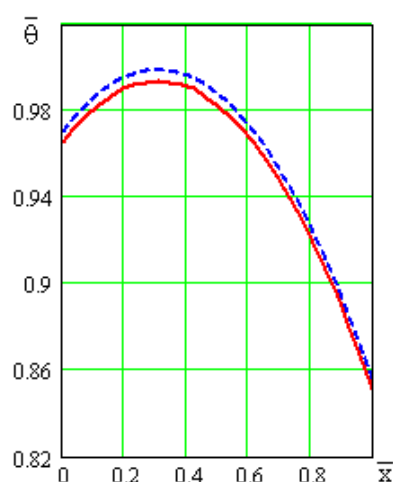


Рис. 9

Висновки. Розроблена методика теплового розрахунку сухих трансформаторів із циліндричними провідниковими з литою ізоляцією та з фольговими обмотками забезпечує визначення середніх температур стрижня й обмоток, а з використанням мінімального числа емпіричних коефіцієнтів – температур найбільш нагрітих точок, що необхідно і достатньо для успішного проектування устаткування.

Аналітичний характер методики надає їй переваги в разі виконання оптимізаційних розрахунків сухих трансформаторів у системах автоматизованого проектування.

Представлено основні підходи CFD-моделювання трансформаторів із циліндричними обмотками з природним повітряним охолодженням. На прикладі трансформатора типу ТСЗЛ-2500/10 отримано позитивний результат верифікації аналітичного розрахунку чисельним CFD-моделюванням.

1. Бики М.А. Проектирование силовых трансформаторов. Расчеты основных параметров. М.: Знак. 2013. 612 с.
2. Transformers Magazine. Special Edition: Dry-type Transformers, October 2021. URL: <https://transformers-magazine.com/magazine/special-edition-5/>
3. Lein P. Beitrag zur Erwärmungsberechnung von Trockentransformatoren mit axialen Kuhlkanalen. *Elektrie*. 1967. No 5. Pp. 189–192.
4. Сисуненко О.И., Гитин Ю.С., Боднар В.В., Иванков В.Ф., Барбарицкая М.С. Руководящий документ РД16 614–90. Трансформаторы силовые сухие с литой изоляцией. Тепловой расчет. Запорожье: ВИТ. 1990. 22 с.
5. Иванков В.Ф., Басова А.В., Хімюк І.В. Методи моделювання трансформаторів та реакторів. К.: Наш формат. 2017. 490 с. URL: https://previous.ied.org.ua/files/monograf2_2017.pdf
6. Rakhimpur E., Azizyan D. Analysis of temperature distribution in dry transformers with cast insulation. *Electr Eng* 89. 2007. Pp. 301–309. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00202-006-0008-4>

- Eteiba M.B., Alzahab E.A., Shaker Y.O. Steady State Temperature Distribution of Cast-Resin Dry Type Transformer Based on New Thermal Model Using Finite Element Method. World Academy of Science, Engineering and Technology. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2010. Vol.4. No 2. Pp. 361–365. DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.1078402>
- Lu C., Sun H.G., Zheng Q., Liu Y.R., Chen J.S. Numerical Calculation of Dry-Type Transformer and Temperature Rise Analysis. *Advanced Materials Research*. August 2013. Volumes 753–755. Pp. 1025–1030. DOI: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.753-755.1025>
- Іванков В.Ф., Басова А.В., Хімюк І.В. Analytical and CFD calculation of the thermal state of foil windings of oil-immersed distribution transformers. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 6. С. 77–86. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2020.06.077>
- Киш Л. Нагрев и охлаждение трансформаторов. М.: Энергия. 1980. 208 с.

THERMAL CALCULATION OF DRY TRANSFORMERS WITH CAST INSULATION AND WITH FOIL WINDINGS

V.F. Ivankov, A.V. Basova

PrJSC «ZTR»,

Dniprovskoe shose, 3, Zaporizhia, 69600, Ukraine

The method of analytical thermal calculation of dry transformers with cylindrical conductors with cast insulation and foil windings is presented. The surface and volume averaged temperatures of the magnetic system core and the windings are determined from the one-dimensional non-linear substitute thermal circuit of the transformer. To clarify the temperature distribution across the cross-section of the anisotropic foil winding, the solution of the boundary value problem in the form of a two-dimensional Poisson equation with heat transfer coefficients calculated from the substitute scheme is used. Calculation example of a dry transformer with a capacity of 2500 kVA is given. Numerical CFD modeling was performed to verify the calculation results. Bibl. 10, fig. 9, tab. 3.

Keywords: dry transformers, heating, cast insulation, foil, analytical calculation, CFD-modeling.

- Biki M.A. Design of power transformers. Calculations of the main parameters. М.: Знак, 2013. 612 p. (Rus)
- Transformers Magazine. Special Edition: Dry-type Transformers, October 2021. URL: <https://transformers-magazine.com/magazine/special-edition-5/>
- Lein P. Beitrag zur Erwärmungsberechnung von Trockentransformatoren mit axialen Kühlkanälen. *Elektrie*. 1967. No 5. Pp. 189–192.
- Sisunen O.I., Gitin Yu.S., Bodnar V.V., Ivankov V.F., Barbaritskaya M.S.. Rukovodyashchiy. Guidance document RD16 614–90. Dry power transformers with cast insulation. Thermal calculation. Zaporozh'ye: VIT. 1990. 22 p. (Rus)
- Ivankov V.F., Basova A.V., Khimyuk I.V. Methods of modeling transformers and reactors. К.: Nash format, 2017. 490 p. URL: https://previous.ied.org.ua/files/monograf2_2017.pdf (Ukr)
- Rakhimpur E., Azizyan D. Analysis of temperature distribution in dry transformers with cast insulation. *Electr Eng* 89. 2007. Pp. 301–309. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00202-006-0008-4>
- Eteiba M.B., Alzahab E.A., Shaker Y.O. Steady State Temperature Distribution of Cast-Resin Dry Type Transformer Based on New Thermal Model Using Finite Element Method. World Academy of Science, Engineering and Technology. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2010. Vol. 4. No 2. Pp. 361–365. DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.1078402>
- Lu C., Sun H.G., Zheng Q., Liu Y.R., Chen J.S. Numerical Calculation of Dry-Type Transformer and Temperature Rise Analysis. *Advanced Materials Research*. August 2013. Volumes 753–755. Pp. 1025–1030. DOI: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.753-755.1025>
- Ivankov V.F., Basova A.V., Khimyuk I.V. Analytical and CFD calculation of the thermal state of foil windings of oil-immersed distribution transformers. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2020. No 6. Pp. 77–86. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2020.06.077>
- Kish L. Heating and cooling of transformers. М.: Energiya. 1980. 208 p. (Rus)

Надійшла: 03.11.2023
Прийнята: 05.12.2023

Submitted: 03.11.2023
Accepted: 05.12.2023

ВИМІРЮВАННЯ ТА ДІАГНОСТИКА В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

УДК 681.518.3: 621.391.26(075): 621.372.542

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.67.082>

ОСНОВНІ РЕЖИМИ РОБОТИ І ГРАФІЧНИЙ ІНТЕРФЕЙС КОРИСТУВАЧА КОМПЛЕКСУ ДЛЯ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ МАГНІТНИХ ПОЛІВ І ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

Р.О. Мазманян, докт. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: mazmanian@ied.org.ua, r.o.mazmanian@gmail.com

Апаратно-програмний комплекс моніторингу призначений для вивчення зв'язку між змінами в картинах розподілу інтенсивності магнітних полів із несправностями електроенергетичного обладнання. У експериментальних дослідженнях із попередньо заданими технічними несправностями, штучно введеними в об'єкт, комплекс забезпечить отримання корисних та достовірних результатів шляхом реєстрації змін індукції магнітного поля у просторовій, часовій та частотній областях. Вибір та гнучка настройка засобами збору даних забезпечить використання найбільш відповідного методу вимірювань, перетворення та відображення інформації про досліджувані несправності. У статті представлено основні режими роботи, графічні інтерфейси користувача персонального комп'ютера та мобільної системи збору даних, що спільно здійснюють перетворення, зберігання, аналіз та відображення вимірювальної інформації, отриманих від різних магнітних датчиків. Узагальнена функціональна специфікація програмного забезпечення комплексу, дизайн графічного інтерфейсу користувача (GUI) у складі операційної системи реального часу (RTOS) також будуть використані в розробках проблемно-орієнтованих систем комп'ютерної діагностики електроенергетичного обладнання. Бібл. 12, рис. 3.
Ключові слова: технічне діагностування, електроенергетичне обладнання, магнітні поля, графічний інтерфейс користувача.

Вступ. Вплив несправностей електроенергетичного обладнання на характер змін індукції зовнішнього магнітного поля в областях, де проявляється його існування, було прийнято як фундаментальну основу раніше запропонованої концепції технічного діагностування, що полягає у двовимірному просторовому моніторингу зовнішніх магнітних полів [1].

Науково-прикладна основа концепції пов'язана з дослідженням та створенням проблемно-орієнтованих методів і засобів збору та обробки магнітовимірювальної інформації, що містить шукані діагностичні ознаки в областях змін, що реєструються окремо або одночасно, перетворенням і поданням цієї інформації. Звідси випливає єдність методів та засобів збору інформації як для експериментальних досліджень, так і для діагностування та оцінки стану електроенергетичного обладнання.

Метою роботи є розробка методів та програмних засобів для управління режимами роботи та взаємодії з оператором комплексу програмно-апаратних засобів для діагностування й дослідження електроенергетичного устаткування.

Програмно-апаратний комплекс *magneticFieldPointer* і принципи його побудови. Створення програмно-апаратного комплексу мобільної системи збору магнітовимірювальних даних (МСЗД) із комп'ютером комплексу (КК) є важливим етапом технічної реалізації оцінки поточного стану різноманітного електроенергетичного обладнання за методом встановлення зв'язку параметрів їхніх магнітних полів із можливими несправностями, які виникли в процесі експлуатації. Особливу привабливість метод отримує в разі використання для оцінок параметрів зовнішніх магнітних полів, що забезпечить його неінвазивність, тобто застосовність без порушення цілісності обладнання, що діагностується.



Основою для створення програмних засобів комплексу є розроблена та реалізована архітектура апаратних засобів [2]. Призначенням програмного наповнення комплексу є управління в реальному часі апаратними засобами і потоками інформації. Інформаційна взаємодія **МСЗД** і **КК** може бути реалізована вбудованою операційною системою реального часу (**RTOS**) **МСЗД** та спеціалізованими програмними засобами (**ПЗ**) комп'ютера комплексу (**КК**). Пов'язані радіоканалом обміну даними та загальними командами, ці засоби забезпечують дію єдиної для складових комплексу керуючої інформації, обробку, зберігання і надання отриманої магнітовиміральної інформації у форматах, необхідних для комп'ютерного діагностування й безпосередньої візуальної оцінки стану досліджуваного обладнання.

У такому разі буде забезпечено застосування комплексу для досліджень внутрішніх і зовнішніх магнітних полів, оцінки стану електроенергетичного обладнання від машин із магнітним полем, що обертається, до обладнання гальванічних виробництв.

*Зміст та напрямок потоків керуючих та інформаційних зав'язків між **RTOS** та **ПЗ**, його функціональна специфікація [3].* Комплекс програмних засобів організовано як умовно-ієрархічна структура з гнучким розподілом ієрархій, що залежить від характеру розв'язуваного завдання.

Розробка процедур інтерактивної взаємодії комплексу з оператором, управління вибором режимів та виконуваними процесами за допомогою відображень графічної інформації та сенсорним екраном на стороні **МСЗД** і з використанням стандартних засобів взаємодії з оператором комп'ютера комплексу є створенням проблемно-орієнтованого графічного інтерфейсу користувача (**GUI**). Це здійснюється шляхом конструювання (програмування) модулів окремо для **МСЗД** у інтегрованому середовищі розробки для мікроконтролеру (мова програмування **Assembler**, **C/C++**) та комп'ютера (середовище розробки програм **LabVIEW** [4], мова програмування **G**);

*Узагальнена функціональна специфікація програмно-апаратного комплексу **magnetic FieldPointer**.* Підготовка та систематизація існуючих відомостей про функції, виконання яких здійснюватиметься програмними засобами, є важливим етапом їхнього проєктування [5]. Серед формальних методів функціональна специфікація грає важливу роль. Доповнення можливостями підтримки нефункціональних характеристик дає змогу розширити сфери її застосування [6].

Розробка програмного забезпечення згідно з попередньо розробленим чітко визначеним набором модулів специфікації за умови збереження їхньої поведінки відносно терміналів вхід/вихід [7] заміщає взаємодію між багатьма об'єктами значно меншою їхньою кількістю.

Узагальнена функціональна специфікація графічного інтерфейсу передбачає наявність базових елементів управління вимірювальним ядром **МСЗД** для п'яти режимів роботи комплексу: **METER**, **SCOPE**, **PLOT**, **SCANNER**, **POINTER**. Наприклад, усі режими роботи мають власні вікна графічного інтерфейсу та повинні містити елементи управління чутливістю вимірювача. Крім того, означено тільки деякі функції для режимів, які мають бути безперечно представлені, щоб реалізувати призначення **МСЗД**. Специфікація має відкритий вигляд і буде поповнюватися в процесі розробки та випробувань.

Окремо створені багаторівневі узагальнені функціональні специфікації апаратно-програмних комплексів для п'яти режимів роботи: в області вимірювальних значень (режими **METER** і **PLOT**), їхніх проявів у часовій і частотній областях (**SCOPE**), у 2D просторовій області (**SCANNER**) і для динамічно змінюваних сцен (**POINTER**) – у часовій, частотній і одночасно 2D просторовій областях. Функціональні специфікації реалізуються розробленими в рамках проєкту **magnetic FieldPointer** операційною системою реального часу (**RTOS**), вбудованими програмованими засобами мобільної системи збору даних (**МСЗД**) та програмним забезпеченням комп'ютера шляхом створення спеціалізованих віртуальних приладів.

Деякі з важливих пунктів функціональної специфікації комплексу формулюються у такому вигляді:

1. Основна функція Комплексу полягає в реєстрації індукції магнітних полів, обробці та відображенні вимірювальної інформації під час виконання експериментальних досліджень та моніторингу або діагностування електроенергетичного обладнання.

2. Реєстрація змін магнітної індукції полів має бути представлена окремо або одночасно в декількох сферах їхнього існування: часовій, частотній, просторовій – одновимірній та двовимірній.
3. Реєстрація зовнішніх полів має здійснюватися одночасно за двома чи трьома напрямками прямокутної системи координат ближнього до досліджуваного обладнання простору.
4. Усі функції, що реалізуються комплексом, мають забезпечувати можливість керування процедурами вимірювання та реєстрації в режимі реального часу.
5. Для дослідження протяжних у просторі об'єктів має бути використаний бездротовий зв'язок мобільної системи збору даних (МСЗД) із комп'ютером комплексу для обміну даними та командами.
6. Має забезпечуватися можливість дистанційно управляти виконанням основних функцій комплексу, як із боку віддаленого комп'ютера комплексу, так і з засобами керування мобільної системи збору даних.
7. Результати цифрової обробки інформації надаються у вигляді, зручному для зберігання, подальшої обробки та сприйняття з можливістю їхнього протоколювання.
8. Функції спільного менеджера режимів Комплексу виконують Головні вікна МСЗД і КК, які запускаються під час включення. Вихід із одновіконних режимів реєстрації індукції магнітних полів повертає комплекс до Головних вікон. Вихід із додаткових вікон здійснюється послідовним поверненням з їхньої ієрархії.
9. Джерелом інформації для всіх функціональних реалізацій Комплексу є вимірювальний тракт МСЗД, керування параметрами та налаштуваннями якого можна здійснювати з будь-якого поточного режиму, крім менеджера вікон – Головного вікна.
10. Функції режимів, обсяг даних або необхідні апаратні ресурси, які не дають змогу їх прийняти або обробити, поділяють так, що МСЗД виконує тільки управління, збирання, попередню обробку та пересилання даних у комп'ютер комплексу, відображаючи водночас необхідну оператору оперативну інформацію, що виконує збір даних, наприклад, індикацію обсягу виконаних або частки вимірювань, що залишилися.
11. Для графічного надання наборів одновимірних даних часових або просторових послідовностей використати кілька вкладок у вікно МСЗД з можливістю доступу шляхом їхнього «перегортання».
12. Формування наборів даних із заданим числом елементів здійснювати вручну, натисканням кнопки щупа або автоматично, за допомогою таймера інтервалів введення МСЗД, що настроюється.
13. За допомогою графічного редактора МСЗД набори даних, отриманих вручну або автоматично, зводяться до загального подання, наприклад, у разі функціональної реалізації одновимірного сканера.
14. Комп'ютерне керування тривісною платформою для автоматичного сканування магнітного поля зворотно-поступальною траєкторією в прямокутній області розмірів і кроку сканування, що задаються.
15. Побудова на екрані МСЗД кольорових двовимірних графіків інтенсивності за двовимірного автоматичного сканування поверхонь. Демонстрація в субвікні (дочірньому вікні) графіка зв'язку палітри кольорів зі шкалою вимірювача магнітної індукції. Незалежна побудова графіка інтенсивності у вікні віртуального пристрою комп'ютера комплексу.
16. Програмна підтримка МСЗД функції ручного збору синхронізованих у часі двовимірних даних про просторовий розподіл змінної магнітної індукції на поверхні статора електричних машин, що обертаються.
17. Програмна реалізація комп'ютерного графічного 3D і 2D (графік інтенсивності) побудовника двовимірних сцен зовнішнього магнітного поля обертової електричної машини, що динамічно змінюється в часі.
18. Зберігання даних із можливістю подальшого відтворення і *frame by frame* (кадр за кадром) протоколювання графічних відображень.

Дизайн графічного інтерфейсу користувача (GUI) МСЗД і комп'ютера комплексу.

Розробка графічного інтерфейсу, крім функціонального навантаження, цілком очевидно, пов'язана з художнім конструюванням, технічною естетикою та психологією сприйняття. Багато професійних розробок графічних інтерфейсів комп'ютерних додатків мають довге життя й істотно впливають на переваги користувачів. Реалізація інтерактивної взаємодії комплексу з оператором через відображення графічної інформації та сенсорним екраном на стороні МСЗД або комп'ютера комплексу зі стандартними засобами взаємодії з оператором передбачає створення проблемно-орієнтованого графічного інтерфейсу.

Якість проектування графічного інтерфейсу оцінюється різними наборами критеріїв, які більшою чи меншою мірою орієнтовані на повторюваному наборі рішень, що ведуть до успішної реалізації інтерактивного інструменту, **UI** (інтерфейс користувача) або на продуктивний і задовільний процес у разі досягнення результату, заснований на **UX** (користувач). Такий підхід дав змогу виробити набір «концепцій, посібників та робочих процесів для критичного осмислення дизайну та використання інтерактивного продукту» [8]. Деякі зі сформульованих визначень застосовано і в процесі складання переліку властивостей інтерфейсу для МСЗД:

- аффорданс: сигнал користувачеві про те, якій вплив можна здійснити на об'єкт;
- зворотний зв'язок: сигнал користувачеві про те, що сталося внаслідок взаємодії;
- взаємодія: двосторонній діалог питання-відповідь або запит-результат між користувачем-людиною та цифровим об'єктом, опосередкований через обчислювальний пристрій;
- примітив взаємодії: фундаментальні компоненти взаємодії, які можна комбінувати на формування стратегії взаємодії;
- оператор взаємодії: загальна функція, реалізована в інтерактивному інструменті, що дає змогу користувачеві маніпулювати дисплеєм;
- інтерфейс: інструмент, який дає змогу користувачеві маніпулювати цифровим об'єктом;
- стиль/режим інтерфейсу: спосіб введення даних для виконання оператора.

Організація вікон для підтримки завдань користувача продовжує залишатися найбільш поширеним способом побудови графічного інтерфейсу користувача. Привабливість віконного режиму, крім візуальності, полягає в тому, що "дає змогу робочому простору дисплея більш точно відображати робочий простір столу" [9]. Автором рекомендується використовувати основні вікна, щоб розпочати взаємодію та надати контекст верхнього рівня для залежних вікон, а додаткові вікна – для отримання або відображення додаткової інформації, що стосується основного вікна. Для «приладових» реалізацій можна дійти аналогічного висновку.

Оцінка переваг візуального редактора [10], який дає змогу кінцевим користувачам створювати графічні інтерфейси на основі складеного шаблону – поширеного шаблону розробки програмного забезпечення – показала, що його використання є надмірним для дизайну **GUI МСЗД**.

Аналіз функціональної специфікації, відомих правил і рекомендацій [11], дали змогу зробити висновок про можливість самостійного дизайну графічного інтерфейсу користувача із застосуванням програмних засобів редагування растрової графіки шляхом використання методики процесу усунення виявлених недоліків, що багаторазово повторюється.

Інтерфейс користувача програмного забезпечення комплексу magnetic FieldPointer. Інтерфейс користувача є важливою складовою як операційної системи реального часу (**RTOS**) **МСЗД**, так і програмних засобів (**ПЗ**) комп'ютера комплексу (**КК**). Загальна для двох складових комплексу назва виходить із тотожності їхньої функціональної специфікації. Різні апаратні ресурси вимагають застосування спеціалізованих середовищ для розробки індивідуальних програмних компонентів **МСЗД** та **КК**. Водночас процес створення програмного забезпечення, незалежно від призначення, ступеня деталізації функціональної специфікації, використання вбудованих функцій та стандартних алгоритмів, має *ітеративний* характер.

Розробка інтерфейсу користувача **МСЗД**. Першим кроком у створенні вбудованого інтерфейсу користувача мобільної системи збору даних є розробка програмних засобів зберігання його графічних елементів із довільним доступом, тобто бібліотеки для оперативного використання в будь-яких режимах роботи комплексу. Очевидно, що для цього слід викорис-

товувати енергонезалежну флеш-пам'ять, внутрішньосистемне перепрограмування якої здійснюватиметься через трипровідний інтерфейс поза **RTOS**. Обмежений обсяг мікросхеми флеш-пам'яті, встановленої на платі дисплея, необхідність забезпечення довільного доступу до даних вимагають організації простору записів за допомогою файлової системи.

Усі растрові зображення **GUI** для запису у флеш-пам'ять конвертуються у header-file мови програмування C++ [12].

Запис файлів зображень у флеш-пам'ять. Для запису розроблено файлову систему енергонезалежної флеш-пам'яті **МСЗД** і однорівневу систему команд звернення до кореневого каталогу.

Було розроблено також формат заголовка файлу, команди керування записом, використано покажчики на рядки директорії файлу, прийнято порядок розкладу даних для повноекранного зображення вікна і розподіл рядків групами (*chunk*, чанкам) запису, описано процедури читання та відображення графічних даних.

Читання та відображення даних BITMAP.

1. Відображення ініціюється із функції побудови *my_Menue_win* вікна меню викликом функції *win_show*.

2. Функція *win_show* «ліпить» вікно, що відображається, до його батька. Ліплення означає, що вікно буде видимим і буде замальовано, якщо його батько видимий, незважаючи, наприклад, на те, що буде закритим іншим вікном. Прив'язка здійснюється відповідними записами у файловій системі.

3. Перший етап замальовки виконується викликом функції *win_redraw*. Ця функція перемальовує вікно, якщо воно є видимим. Використовується для оновлення графіки, коли, наприклад, положення віджета змінюється. Виклик функції другого етапу відображення *win_draw* задається як посилання на структуру опису вікна (віджета, графічного елемента), і окремо область (розмір і положення) цієї структури, тобто. початкові розміри зображення, що вставляється як дочірній віджет.

Головні вікна GUI комплексу magnetic FieldPointer. Раніше відзначалася функціональна близькість головних вікон двох основних компонентів. На рис. 1 ця близькість характеризується практично повним збігом блоків схеми інтерфейсу, за винятком блоку функції задання каналу зв'язку та індикації вибору провідний/радіоканал способу обміну даними та командами.

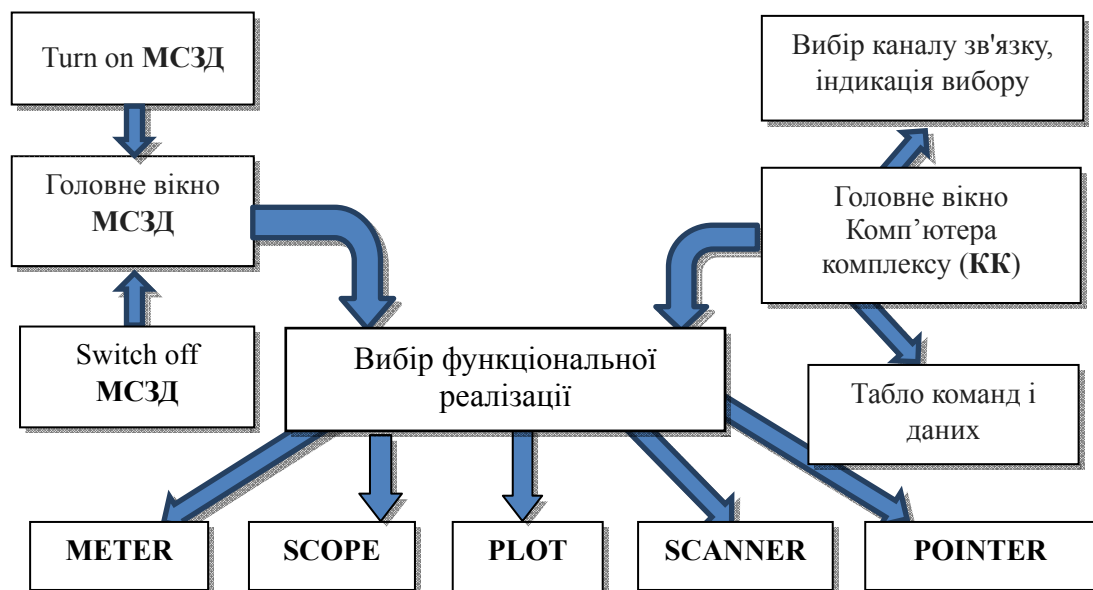


Рис. 1

Дизайн Головного вікна МСЗД. Зображення піктограм режимів роботи та вимикача головного вікна МСЗД були синтезовані окремо в растровому графічному редакторі **GIMP** і потім перенесені на загальну для них підкладку (рис. 1).

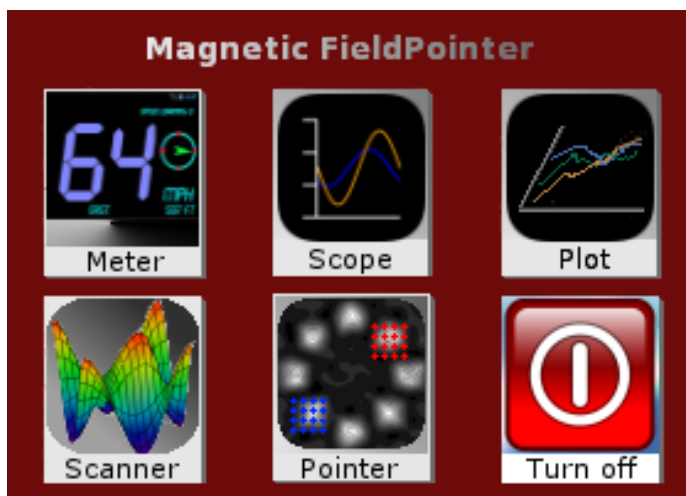


Рис. 2

Адаптація до вимог МСЗД стандартної програмної реалізації функції обслуговування подій, викликаних дотиком до сенсорного резистивного екрану МСЗД, дала змогу реалізувати графічний інтерфейс користувача Головного вікна мобільної системи (рис. 2).

Дизайн і програмне забезпечення Головного вікна комп'ютера комплексу.

Програмні засоби комп'ютера комплексу створювалися в середовищі розробки із графічною мовою програмування «G» компанії **National Instruments**.

Головне вікно **КК** із графічним інтерфейсом віртуального пристрою (рис. 3) забезпечує в комплексі magnetic FieldPointer вибір одного з п'яти online режимів роботи. На лицьовій панелі віртуального приладу також розташовані кнопка вибору каналу зв'язку “**Serial conn**”, індикатори **UART** та **wireless**, індикатор фізичного або віртуального послідовного порту **VISA serial** комп'ютера комплексу, текстові табло команд, що приймаються та відправляються, та кнопка **STOP** зупинки роботи системи.

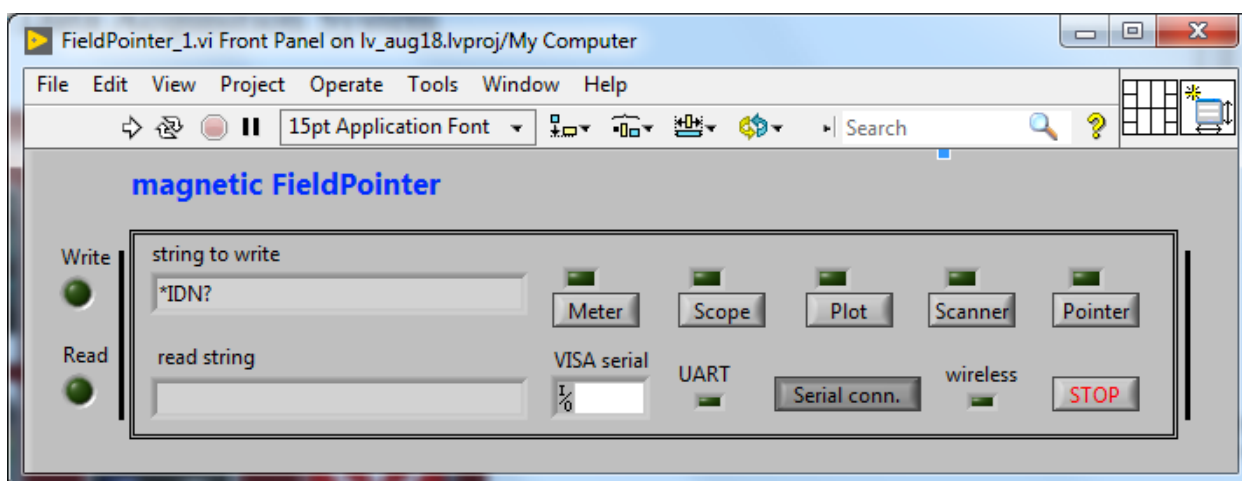


Рис. 3

Прийняті від МСЗД команди відбиваються в табло “read string”, декодуються, ініціюють запуск і перехід на вікно, як і ініційовані екранною кнопкою Головного вікна віртуального приладу команди. В останньому випадку декодований командний рядок також відправляється для виконання та індикації до МСЗД.

Розроблене програмне забезпечення реалізує менеджмент режимів роботи й графічний інтерфейс користувача комплексу. Його сумісне тестування з апаратними засобами комплексу підтвердило повне виконання закладених вимог функціональної специфікації. Результати цього етапу робіт є надійною алгоритмічною й методологічною основою для подальших розробок систем технічного діагностування електроенергетичного обладнання.

Висновки. 1. Розроблено та ітеративно реалізовано концепцію створення комплексу мобільної системи збору даних (МСЗД) із комп'ютером комплексу (КК), розроблено узагальнену багаторівневу функціональну специфікацію комплексу як форму декларативних вимог до його основних характеристик.

2. Послідовне втілення специфікації здійснювалося у вигляді наборів імперативних інструкцій програмного забезпечення для взаємодіючих комп'ютерних та вбудованих програмних засобів, що забезпечило збір та обробку діагностичної інформації, інформаційну взаємодію всередині програмно-апаратного комплексу, зв'язок із оператором за допомогою інтерфейсу, подання отриманої інформації у вигляді, придатному для сприйняття людиною та машиною.

3. Виконані етапи роботи, підтвержені тестуванням інтегрованих складових комплексу, є важливою частиною створення науково-прикладних основ побудови та функціонування комплексу програмних та апаратних засобів реєстрації індукції зовнішніх постійних та змінних магнітних полів для експериментальних досліджень і використання в комп'ютерному діагностуванні електроенергетичного обладнання.

Робота виконана за держбюджетною темою «з виконання наукової роботи №: III-29-17 "Розширення функціональних можливостей та підвищення метрологічних характеристик засобів вимірювання в системах моніторингу і діагностування в електроенергетиці", шифр "ПАРАМЕТР-Д". Державний реєстраційний номер 0122U000136.

1. Мазманян Р.О. Концепция и методология 2D мониторинга в системах технического диагностирования электроэнергетического оборудования. *Промышленная энергетика*. 2015. № 2. С.17–20.
2. Мазманян Р.О. Программно-аппаратный комплекс для мониторинга магнитных полей электроэнергетического оборудования. *Технічна електродинаміка*. 2019. № 5. С. 83–92. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2019.05.083>
3. Gill N.S. Functional Specification Document. The Complete Guide. URL: <https://www.xenonstack.com/blog/functional-specification-document>
4. LabView Applications. URL: <https://www.ni.com/en-us/shop/labview.html>
5. Real-Time Gross Settlement. User Detailed Functional Specifications. 1 April 2021. URL: https://www.ecb.europa.eu/paym/target/consolidation/profuse/shared/pdf/2021-04-01_t2_udfs_rtgs_v2-2.pdf
6. Röttger S., Zschaler A. Software Development Process Supporting Non-functional Properties. Proc. of the *IASTED International Conference on Software Engineering* (IASTED SE 2004). ACTA Press, 2004. Pp. 1–4.
7. Gannon J.D., Purtilo J., Zerkowicz M.V. Software Specification: A Comparison of Formal Methods Ablex Publishing Company, 2001. Pp. 249.
8. Roth R. E. User Interface and User Experience (UI/UX) Design. The Geographic Information Science & Technology Body of Knowledge (2nd Quarter 2017 Edition), John P. Wilson(ed.). DOI: <https://doi.org/10.22224/gistbok/2017.2.5>.
9. Galitz Wilbert O. The essential guide to user interface design: an introduction to GUI design principles and techniques. 3rd ed. John Wiley & Sons, 2007. Pp. 888.
10. End-user composition of graphical user interfaces by composite pattern Conference: *the ACM SIGCHI Symposium*. June 2019. DOI: <https://doi.org/10.1145/3319499.3328236>
11. Ejaz A., Ali S.A., Ejaz M.Y., Siddiqui F.A. Graphic user interface design principles for designing Augmented Reality applications (IJACSA) *International Journal of Advanced Computer Science and Applications*. 2019. Vol. 10. No. 2. Pp. 209–216.
12. Standard C++ Library Header Files - IBM URL: <https://www.ibm.com/docs/en/zos/2.3.0?topic=reference-standard-c-library-header-files>

MAIN OPERATION MODES AND GRAPHICAL USER INTERFACE OF THE COMPLEX FOR EXPERIMENTAL STUDIES OF MAGNETIC FIELD AND DIAGNOSTICS OF ELECTRICAL EQUIPMENT

R.O. Mazmanian

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskiy ave., 56, Kyiv, 03680, Ukraine

e-mail: mazmanian@ied.org.ua, r.o.mazmanian@gmail.com

Hardware and software monitoring complex is designed to study the relationship between changes in the patterns of the magnetic field intensity distribution with power equipment failures. In experimental studies with predetermined technical faults artificially introduced into the object the complex will provide useful and reliable results by registering changes in the magnetic field induction in the spatial, temporal and frequency domains. The choice and flexible adjustment of data collection tools by the researcher will ensure the use of the most appropriate method for measuring, converting and displaying information about the investigated faults. The article presents the main operating modes and graphical user interfaces of a personal computer and a mobile data acquisition system that jointly convert, store, analyze and display measurement information received from various magnetic sensors. The generalized functional specification of the complex software, the design of the graphical user interface (GUI) as parts of the real-time operating system (RTOS) of the mobile data acquisition system (DAQ) and PC software will also be used in the development of problem-oriented computer diagnostic systems for electric power equipment. Ref. 12, fig. 3.

Key words: technical diagnostics, power equipment, magnetic field, graphical user interface.

1. Mazmanian R.O. 2D spatial monitoring in diagnostics of electrical power equipment. *Promyshlennaya energetika*. 2015. No 2. Pp. 17–20. (Rus)
2. Mazmanian R.O. Complex for electric power equipment magnetic fields monitoring. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2019. No 5. Pp. 83–92. (Rus) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.05.083>
3. Gill N.S. Functional Specification Document. The Complete Guide. URL: <https://www.xenonstack.com/blog/functional-specification-document>
4. LabView Applications. URL: <https://www.ni.com/en-us/shop/labview.html>
5. Real-Time Gross Settlement. User Detailed Functional Specifications. 1 April 2021. URL: https://www.ecb.europa.eu/paym/target/consolidation/profuse/shared/pdf/2021-04-01_t2_udfs_rtgs_v2-2.pdf
6. Röttger S., Zschaler A. Software Development Process Supporting Non-functional Properties. Proc. of the *IASTED International Conference on Software Engineering (IASTED SE 2004)*. ACTA Press, 2004. Pp. 1–4.
7. Gannon J.D., Purtilo J., Zelkowitz M.V. Software Specification: A Comparison of Formal Methods Ablex Publishing Company, 2001. Pp. 249.
8. Roth R. E. User Interface and User Experience (UI/UX) Design. The Geographic Information Science & Technology Body of Knowledge (2nd Quarter 2017 Edition), John P. Wilson (ed.). DOI: <https://doi.org/10.22224/gistbok/2017.2.5>.
9. Galitz Wilbert O. The essential guide to user interface design: an introduction to GUI design principles and techniques. 3rd ed. John Wiley & Sons, 2007. Pp. 888.
10. End-user composition of graphical user interfaces by composite pattern Conference: *the ACM SIGCHI Symposium* June 2019. DOI: <https://doi.org/10.1145/3319499.3328236>
11. Ejaz A., Ali S.A., Ejaz M.Y., Siddiqui F.A. Graphic user interface design principles for designing Augmented Reality applications (IJACSA) *International Journal of Advanced Computer Science and Applications*. 2019. Vol. 10. No 2. Pp. 209–216.
12. Standard C++ Library Header Files - IBM URL: <https://www.ibm.com/docs/en/zos/2.3.0?topic=reference-standard-c-library-header-files>

Надійшла: 29.08.2023
Прийнята: 26.10.2023

Submitted: 29.08.2023
Accepted: 26.10.2023