

ISSN 1813-5420

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

# ЕНЕРГЕТИКА

економіка, технології, екологія



Науковий журнал

№3–2021

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

# ЕНЕРГЕТИКА

*економіка, технології, екологія*

Науковий журнал

№ 3 (65) - 2021

Виходить 4 рази на рік  
Заснований у березні 2000 року

Smart grid системи та технології  
Енергетичні системи та комплекси  
Моніторинг, діагностика та керування енергетичними процесами та  
обладнанням  
Енергетична ефективність та енергозбереження  
Технології та обладнання в енергетиці

---

Київ  
КПІ ім. Ігоря Сікорського  
2021

Головний редактор – Ю.І. Якименко

Заступники

головного редактора – С.П. Денисюк, О.С. Яндульський, Є.М. Письменний

Відповідальний секретар – О.О. Закладний

РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ: А.О. Авраменко, Б.І. Басок, О.Ф. Буткевич, О.О. Вовк,  
(Україна) А.В. Волошко, Г.О. Воропаєв, В.І. Дешко, В.Я. Жуйков,  
С.О. Кудря, А.В. Носовський, М.Я. Островерхов,  
С.М. Пересада, В.А. Попов, К.К. Ткачук, В.О. Туз,  
О.Ю. Черноусенко, С.П. Шевчук, В.Ф. Шинкаренко

ЗАКОРДОННІ ЧЛЕНИ

РЕДАКЦІЙНОЇ КОЛЕГІЇ: Е. Хандшин (*Дортмундський технічний університет, інститут енергетичних систем та економіки енергетики, Німеччина*), Ричард Стржелецкі (*Інститут електротехніки, Варшава, Польща*), П.Я. Екель (*Папський католицький університет Мінас Жерайс, Бразилія*), А.В. Кузнецов (*Університет штату Північна Кароліна, США*), В.І. Олещук (*Інститут енергетики АН Молдови*), О.В. Кузнецов (*Університет прикладних наук, Німеччина*), Карлос Ф. Пфайфер (*Університетський коледж Південно-Східної Норвегії*), А. Башкіс (*Вільнюський технічний університет ім. Гедимінаса, Литва*), Опітс Йоахім (*Інститут енергетики м. Хамм, Німеччина*), В.М. Постолатій (*Інститут енергетики Академії Наук Молдови*), Рошан Шарма (*Університет Південно-Східної Норвегії*).

Технічний секретар Н.О. Кравчук.

Веб-сайт журналу <http://energy.kpi.ua>

Журнал зареєстровано Реєстраційний номер Свідоцтва про державну реєстрацію друкованого засобу масової інформації КВ №22857-12775ПР від 14.06.2017 р.

Журнал внесено до Переліку фахових видань України, в яких можуть публікуватися результати дисертаційних робіт на здобуття наукових ступенів доктора і кандидата наук відповідно до наказу МОН України № 1188 від 24 вересня 2020 р. (категорія «Б»). Журнал включено до баз даних «Наукова періодика України» НБУВ, Google Scholar, Index Copernicus, WorldCat, BASE, OpenAIRE, Джерело, URAN, Polska Bibliografia Naukowa, Research Bible, Directory of Research Journals Indexing (DRJI), Scientific Indexing Services, Cosmos Impact Factor, Infobase Index, Real Time Impact Factor, електронного архіву наукових матеріалів ELAKPI. Підписано до друку за рекомендацією Вченої ради Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» (протокол № 10 від 13 грудня 2021 р.).

Коректор В.Г. Смоляр. Комп'ютерна верстка М.О. Коломійчук  
Відповідальний за випуск видання Н.О. Кравчук.

ISSN 1813-5420 (Print), 2308-7382 (Online).

Адреса редакції 03056, Україна, м.Київ, вул.Борщагівська, 115, к.315,  
тел. (38-044) 406-85-14, e-mail: [kravkpi@ukr.net](mailto:kravkpi@ukr.net)

Видавець КПІ ім. Ігоря Сікорського Видавництво «Політехніка»,  
м.Київ, вул. Політехнічна, 14, корп. 15.

**Увага!** Передрукування матеріалів іншими виданнями можливе лише з дозволу редакційної колегії журналу **ЕНЕРГЕТИКА: економіка, технології, екологія**

© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021

NATIONAL TECHNICAL UNIVERSITY OF UKRAINE  
“IGOR SIKORSKY KYIV POLYTECHNIC INSTITUTE”

# POWER ENGINEERING

*economics, technique, ecology*

*ENERHETYKA:*  
*ekonomika, tekhnolohiyi, ekolohiya*

**The Scientific Journal**

**№ 3 (65) – 2021**

Published 4 issues per year

Founded in March 2000

Smart grid systems and technologies  
Energy systems and complexes  
Monitoring, diagnosis and management of energy processes and equipment  
Energy efficiency and energy saving  
Technologies and equipment in energy

---

Kyiv

Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute

2021

*Editor-in-chief-* Yu.I. Yakymenko

*Deputy editors-in-chief-* S.P. Denysiuk, O.S. Yandulskyi, E.M. Pysmennyi

*Deputy* O.O. Zakladnyi

EDITORIAL BOARD: (Ukraine) A.O. Avramenko, B.I. Basok, O.F. Butkevych, O.O. Vovk, A.V. Voloshko, G. Voropaiev, V.I. Deshko, V.Ya. Zhuykov, S.O. Kudrya, A.V. Nosovsky, M.Ya. Ostroverkhov, S.M. Peresada, V.A. Popov, K.K. Tkachuk, V.O. Tuz, O. Yu. Chernousenko, S.P. Shevchuk, V.F. Shinkarenko

FOREIGN MEMBERS OF EDITORIAL BOARD: E. Handschin (*Institute of Power Systems and Power Economics of Dortmund Technical University, Germany*), Richard Strzelecki (*Electro technical Institute, Warsaw, Poland*), P.Y. Ekel (*Pontifical Catholic University of Minas Gerais, Belo Horizonte, Brazil*), A.V. Kuznetsov (*North Caroline State University, USA*), V. Oleschuk (*Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Moldova*), O. Kuznetsov (*University of Applied sciences, Germany*), Carlos F. Pfeiffer (*University College of Southeast Norway*), A. Baskys (*Vilnius Gediminas Technical University, Vilnius, Lithuania*), Opitz H. Joachim (*EIH Energy Institute Hamm, Germany*), V. Postolati (*Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Moldova*), Roshan Sharma (*University of South-Eastern Norway*).

Technical secretary N.O. Kravchuk

Website of the journal <http://energy.kpi.ua>

Journal was registered Certificate of State Registration Printed Media series KB №22857-12775IIP dated 14 June 2017

The Journal was registered approved by order of MES of Ukraine № 1188 of September 24, 2020 as an occupational edition. The Journal is included in databases «Scientific Periodicals of Ukraine», Google Scholar, Index Copernicus WorldCat, BASE, OpenAIRE, Djerelo, URAN, Polska Bibliografia Naukowa, Research Bible, Directory of Research Journals Indexing (DRJI), Scientific Indexing Services, Cosmos Impact Factor, Infobase Index, Real Time Impact Factor, electronic archive of research materials ELAKPI. Passed for printing under recommendation of Academic Council of National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute" (protocol № 10 on December 13, 2021).

Proofreading V.G. Smoliar. Desktop publishing M.Kolomiichuk  
Responsible for the publication N.O. Kravchuk

ISSN 1813-5420 (Print), 2308-7382 (Online).

Address of editorial office 03056, Ukraine, Kyiv, 115 Borschagivska str., office 315  
tel. (38-044) 406-85-14, e-mail: [kravkpi@ukr.net](mailto:kravkpi@ukr.net)

The publisher Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute Publ.hous "Politehnika", Kyiv, 14 Polytechnique str., b. 15.

**Attention!** Reprint material in other publications only with the permission of editorial board of the journal **POWER ENGINEERING: Economics, Technique, Ecology**.

© Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, 2021

## ЗМІСТ

**С.П. Денисюк, А.Л. Ган, О.В. Данілін, М.І. Сергієнко.** 75 славних і знаменних років навчально-науковому інституту енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського.....7

### SMART GRID СИСТЕМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ

**С.П. Денисюк, М.О. Коломійчук.** Оцінка фінансових та технічних показників ефективності роботи Microgrid в динамічних режимах.....18

### ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ

**Д.О. Олефір, В.Ю. Бабіч, І.В. Білінов.** Актуальні проблеми забезпечення ОЕС України ресурсами регулювання частоти та потужності.....39

**В.О. Костюк, О.Ф. Сідоров.** Спосіб субоптимального керування міжсистемними потоками потужності в об'єднаній енергосистемі. ....47

**А.В. Волошко, Я.С. Бедерак, В.В. Шевчук** Перевірка подібності та однотипності добових графіків електричного навантаження промислових підприємств. ....57

**В.Ю. Лободзинський, В.І. Чибеліс.** Аналіз перехідних процесів у трифазних електричних колах з розподіленими параметрами і міжфазними зв'язками на прикладі високовольтної кабельної лінії.....64

### МОНІТОРИНГ, ДІАГНОСТИКА ТА КЕРУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ ТА ОБЛАДНАННЯМ

**В.В. Чумак, А.С. Стулішенко, С.С. Цивінський, В.О. Ігнат'єв.** Діагностика ізоляції електричних машин з використанням комутаційних процесів.....70

**О.М. Попович, І.В. Головань, В.М. Сліденко, Л.К. Лістовщик, В.О. Поліщук, Р.В. Яшин.** Математична модель електромеханічної системи нафтовидобування для комплексного проектування.....78

**В.В. Михайленко, В.А. Святненко, Ю.М. Чуняк, О.В. Петрученко, В.І. Бачинський.** Математична модель перетворювача трифазної напруги у постійну з шістнадцятизонним регулюванням напруги.....88

### ЕНЕРГЕТИЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

**О.М. Шевченко, М.М. Шовкалюк, О.В. Степанець, В.Г. Швайко** Розвиток системи автоматизованого моніторингу та аналізу енергоспоживання в КПІ ім. Ігоря Сікорського. ....93

**К. О. Братковська, О. А. Шрам.** Комплексна оцінка споживання електроенергії в промисловості.....101

### ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

**Ю.А. Онищук, С.В. Клевцов.** Проблематика моделювання внутрішньореакторного стану протікання важкої аварії.....111

**ВИМОГИ ДО ОФОРМЛЕННЯ СТАТЕЙ**.....122

## CONTENTS

**S. Denysiuk, A. Gan, O. Danilin, M. Sergienko.** 75 glorious and significant years of the educational and scientific institute of energy saving and energy management of Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic institute.....7

### SMART GRID SYSTEMS AND TECHNOLOGIES

**S. Denysiuk, M. Kolomiichuk.** Evaluation of financial and technical indicators of efficiency of Microgrid work in dynamic modes.....18

### ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

**D. Olefir, V. Babich, I. Blinov** Current problems of providing frequency and power regulation resources to IPS of Ukraine.....39

**V. Kostyuk, O. Sidorov.** Method of suboptimal control of the interchange power flows in the interconnected energy system.....47

**A. Voloshko, J. Bederak, V. Shevchuk.** Verification of similarity and similarity of daily schedules of electrical loading of industrial enterprises.....57

**V. Lobodzinsky, V. Chibelis.** Transient analysis in three-phase electrical circuits with distributed parameters and interfacial connections of the example of high-voltage cable line.....64

### MONITORING, DIAGNOSIS AND MANAGEMENT OF ENERGY PROCESSES AND EQUIPMENT

**V. Chumak, A. Stulishenko, S. Tsyvinsky, V. Ignatiev.** Diagnosis of insulation of electrical machines using switching processes.....70

**O. Popovich, I. Golovan, V. Slidenko, L. Listovshchik, V. Polishchuk, R. Yashin.** Mathematical model of electromechanical oil production system for integrated design.....78

**V. Mihaylenko, V. Sviatnenko, J. Chuniyak, O. Petruchenko, V. Bachinskiy.** Inverter mathematical model three-phase voltage to dc with sixteen zone regulation voltage. ....88

### ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY SAVING

**O. Shevchenko, M. Shovkaliuk, O. Stepanets, V. Shvaiko.** Development of the system of automated monitoring and analysis of energy consumption in Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic institute.....93

**K. Bratkovska, A. Shram.** Complex estimation of the power consumption efficiency in industry.....101

### TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN ENERGY

**Y. Onyshchuk, S. Klevtsov.** Problems of modeling in-vessel severe accident phase.....111

**REQUIREMENTS FOR THE DESIGN OF ARTICLES**.....122

## 75 СЛАВНИХ І ЗНАМЕННИХ РОКІВ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВОМУ ІНСТИТУТУ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ТА ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ КПІ ІМ. ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО!

У 2021 році навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту (НН ІЕЕ) КПІ ім. Ігоря Сікорського, який з 1997 року (рис. 1) є спадкоємцем Гірничого факультету (ГФ), факультету гірничої електромеханіки і автоматики (ФГЕМА), гірничо-технологічного факультету (ГТФ) відмічає знаменну і приємну подію – **75 років з Дня заснування, і 70 річчя першого випуску спеціалістів!**



Рисунок 1 – Емблеми факультетів та інституту від часу заснування до сьогодні.

Гірничий факультет був заснований у 1946 році для підготовки інженерних кадрів для відбудови та становлення гірничої промисловості України в тяжкі повоєнні для країни роки. На новостворений гірничий факультет КПІ покладалася відповідальна місія – підготовка висококваліфікованих інженерних кадрів для відродження, будівництва і експлуатації нових видобувних гірничих підприємств, шахт, рудників, кар'єрів по видобутку корисних копалин для паливно-енергетичних, металургійних та будівельних комплексів і народного господарства України.

У зв'язку з цим урядом України було прийнято рішення про збільшення прийому студентів на гірничі спеціальності ГФ такі як “Розробка корисних копалин”, “Геологія та розвідка корисних копалин”, “Шахтне будівництво”, “Гірнична електромеханіка та автоматика”. З кожним днем існування, міцнів і мужнів факультет, зростав його авторитет. За наполегливість у навчанні та досягненні мети, ініціативи та добрі справи, за своєрідний гірницький дух нас нарекли гордим ім'ям “ГІРНИКИ”, а інститут ще й досі іноді називають “гірничим”.

Біля витоків факультету стояли академіки НАН України О.Н. Щербань, Н.А.Стариков, В.Б. Сологуб, член-кореспондент П.С. Кучеров, професори – М.М. Жуков, С.Я. Іванченко, А.Г. Михайлов, В.В. Царицин, В.І. Кравець, В.М. Винославський, доценти О.М. Кузнецов, І.П. Філь, П.Ф. Рибченко, О.О. Вовілкін та інші.

Незважаючи на тяжкі часи студенти гірничого факультету КПІ мали на той час підвищену стипендію та привабливу професійну гірничу форму, яка вигідно відрізняла їх від студентів інших ВУЗів України. За період з 1946 по 1951 рік факультет підготував 95 гірничих інженерів, з чотирьох спеціальностей. Перший випуск спеціалістів відбувся в далекому 1951 році.

У подальшому гірничий факультет пройшов довгий і тернистий шлях становлення та розвитку. Змінювався час, не було свого власного навчального корпусу, гуртожитку, не доставало приміщень для навчання, але, незважаючи на всі труднощі, невпинно зростав авторитет факультету, і він гідно відповідав на усі виклики і вимоги часу.

Перегортаючи сторінки часів і подій, і в хвилини успіхів і в скрутні часи – завжди, на чолі Гірничого факультету, Факультету гірничої електромеханіки, Гірничотехнічного факультету, Інституту енергозбереження та енергоменеджменту стояли його видатні керманічі-науковці – декани



О.М. Кузнецов, Г.К. Розкошний, В.І. Кравець, В.М. Винославський, О.А. Пирський, В.В. Смірнов, директори А.В. Праховник, а з 2013 р. – С.П. Денисюк (рис. 2). Це були видатні особистості, які віддавали всю свою невтомну енергію, таланти, можливості, духовні цінності і мудрість для ставлення, розвитку і підвищення авторитету не тільки факультету, а КПІ в цілому.



**Кузнецов Олексій Михайлович**  
Декан гірничого факультету  
1946–1948



**Розкошний Георгій Кузьмич**  
Декан гірничого факультету  
1948–1950



**Кравець Василь Іванович**  
Декан гірничого факультету  
1951–1958



**Винославський Василь Миколайович**  
Декан факультету  
гірничої електромеханіки та автоматики  
1958–1988



**Пирський Олексій Антонович**  
Декан Факультету  
гірничої електромеханіки та автоматики  
1988–1993



**Смірнов Віктор Володимирович**  
Декан гірничо-технічного факультету  
1993–1996



**Праховник Артур Веніамінович**  
Директор інституту  
енергозбереження та енергоменеджменту  
1997–2012



**Денисюк Сергій Петрович**  
Директор ІЕЕ  
з 2013р

Рисунок 2 – Наші дорогі керманічі, наставники, друзі.

Досить навести тільки один приклад служіння благородній і відповідальній справі керівництва факультетом, учасника Великої Вітчизняної війни, професора, заслуженого працівника Вищої школи, улюбленця студентства ФГЕМА – В.М. Винославського, який був деканом ФГЕМА цілих 30 років, з 1958 по 1988 рік.

Факультет пройшов славний і в той же час складний шлях від Дня народження до сьогодні! З 01.12.1998 року він носить горде ім'я – Інститут енергозбереження та енергоменеджменту, а з 10.11.2021 р., відповідно до наказу ректора КПІ ім. Ігоря Сікорського № НУ/245/2021, перейменований у навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту (НН ІЕЕ).

У 1967 році сталася знаменна подія, яку з хвилюванням і радістю чекали багато років – відродження, та друге народження факультету! Гірничий факультет був вже відкритий під новою назвою: факультет гірничої електромеханіки та автоматики (ФГЕМА). Це було досягнуто завдяки великому прагненню всього колективу, декану В.М. Винославському, викладачам М.М. Лебедеву, Ю.О. Бурмістрову, А.В. Праховнику, Л.С. Сачкову, А.І. Циганію та іншим.

До того ж, працівникам та студентам факультету дуже хотілося мати власний дім і гуртожиток. Ця мрія підвищила та активізувала бажання колективу, і в 1974 році ФГЕМА отримав в нагороду чудовий подарунок – введені в експлуатацію навчальний корпус № 22 і факультетський гуртожиток № 16 (рис. 3).

Необхідно відзначити, що викладацький і науковий склади кафедр постійно і традиційно поповнювалися за рахунок своїх талановитих і патріотичних випускників. На чолі кафедр були відомі особистості, вчені, які окрім учбового процесу, разом з колективами своїх кафедр активно займалися науковою діяльністю для підприємств паливно-енергетичного комплексу. На кафедрах створювалися наукові і навчальні лабораторії, які відповідали потребам навчання та науковим дослідженням того часу.



Рисунок 3 – Дорогий нашому серцю навчальний корпус № 22 (КПІ) 1974 рік.

На кафедрі електропостачання під керівництвом проф. В.М. Винославського було створено наукову школу з електропостачання: оптимізації режимів електроспоживання, систем електроспоживання гірничих підприємств, систем електропостачання. У 1970-1980 роки під керівництвом професора А.В. Праховника було створено науковий напрям з управління електроспоживанням. На кафедрі було створено науково-інженерний центр енергозбереження, який пізніше був перетворений в НДІ автоматики та енергетики “Енергія”. З 2012 року кафедру електропостачання очолювали: В.В. Прокопенко, С.П. Денисюк, В.А. Попов. Сьогодні кафедру очолює к.т.н., доцент Д.Г. Дерев’яноко.

У 1967 році на факультеті була заснована кафедра автоматизації гірничої промисловості. Першим завідувачем кафедри був доц., к.т.н. Г.М. Янчук (1967 – 1973 рр.). З 1973 по 2006 рік продовжив справу і традиції кафедри відомий вчений проф., д.т.н. В.М. Чермалих – фахівець з великим виробничим професійним досвідом, який створив авторитетну наукову школу автоматизованого електроприводу з напівпровідниковими перетворювачами. З 2006 року кафедру, яка отримала нову назву – автоматизації управління електротехнічними комплексами, очолив відомий вчений, проф. д.т.н. В.П. Розен.

В 1957 – 1991 роках під керівництвом професорів В.В. Царицина а потім О.А. Пирського, які очолювали кафедру технології та механізації гірничих робіт, сформувалися наукові напрямки розробки ефективних геотехнологій, механізації гірничих робіт, створення високоефективного породоруйнуючого інструменту.

Йшли роки, мужнів і розвивався факультет, створювалися нові кафедри.

У 1962 році була створена кафедра охорони праці, яку очолив доц. к.т.н. В.І. Кравець (1962 – 1973). З 1973 по 2007 рік керував цією кафедрою Лауреат Державної премії України, проф., д.т.н. К.Н. Ткачук. За його ініціативою і участю, в 1994 був створений Національний науково-дослідний інститут охорони праці, в якому з 1994 по 2000 рік К.Н. Ткачук працював на посаді директора. З 2007 року кафедру з новою назвою “Охорона праці, промислової та цивільної безпеки”, очолює проф., д.т.н. О.Г. Левченко.

Цікава історія створення і діяльності кафедри гірничої електромеханіки, що готувала фахівців з електромеханіки для паливно-енергетичного комплексу. Кафедра була заснована в далекому 1949 році, першим завідувачем якої з 1949 до 1953 року був відомий вчений, проф. д.т.н. Є.Я. Іванченко. З 1953 до 1966 року кафедру очолював професор В.М. Винославський. У 1989 році діяльність кафедри гірничої-електромеханіки була відновлена (зав. кафедри проф., д.т.н. С.П. Шевчук), а в 1995 році кафедра отримала нову назву – Електромеханічне обладнання енергоємних виробництв.

З 1991 року базова кафедра технології і механізації гірничих робіт (ТМГР) почала підготовку фахівців з екології та охорони навколишнього середовища (завідувач кафедри проф., д.т.н. О.А. Пирський).

У 1993 році на базі кафедри ТМГР на факультеті було створено кафедру підземного будівництва, яку очолив проф., д.т.н. В.Г. Кравець. Кафедра готувала фахівців за спеціальностями “Шахтне та підземне

будівництво” та “Розробка родовищ корисних копалин”. Впродовж подальших років кафедру під новою назвою “Геоінженерії”, очолювали проф. д.т.н. В.Г. Кравець та доц. к.т.н. С.М. Стівник. Сьогодні кафедру очолює проф. д.т.н. О.О. Вовк.

У 1993 році було створено кафедру інженерної екології, для підготовки фахівців зі спеціальностей “Екологія гірництва”, “Екологія енергетики”. Багато років кафедру очолював проф., д.т.н. О.А. Пирський. В подальшому кафедру успішно очолювали проф., д.т.н. А.Г. Смірнов, доц. к.т.н. А.І. Крючков, проф. д.т.н. І.А. Лучко, проф., д.т.н. К.К. Ткачук.

Важливою віхою в подальшому розвитку факультету стала реалізація “Комплексної державної програми з енергозбереження”. У 1997 році в НТУУ “КПІ” на базі гірничо-технічного факультету і Інституту енергозбереження та енергоменеджменту було створено сучасний Інститут енергозбереження та енергоменеджменту – новий навчальний підрозділ, який зараз носить славне ім'я - “Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту” (НН ІЕЕ)”. Тривалий час (1997 – 2012 рр.) ІЕЕ очолював відомий вчений в галузі енергозбереження, випускник ФГЕМА, д.т.н., професор, Лауреат Державної премії та заслужений діяч науки і техніки України А.В. Праховник. З 2012 року і по теперішній час новостворений НН ІЕЕ очолює д.т.н., проф., лауреат Премії ім. С.О. Лебедева НАН України С.П. Денисюк.

В Україні ІЕЕ є засновником наукового напрямку та освітньої спеціальності “Енергетичний менеджмент”, а спільно з Інститутом електродинаміки НАН України – науково-освітнього напрямку “Інтелектуальні енергетичні та електроенергетичні системи енергоефективних технологій”.

В 1997 році до складу ІЕЕ увійшла кафедра “Теплотехніки та енергозбереження”, яка посилила науковий потенціал ІЕЕ. З 1986 до 2000 року кафедру очолював проф. С.М. Константинов, з 2000 по 2021 рік – проф., д.т.н. В.І. Дешко. З 2021 року кафедру очолює доцент, к.т.н. І.Ю. Білоус. Впродовж 2007-2015 років на кафедрі відомим вченим проф., д.т.н. В.А. Єрошенком була створена потужна наукова школа “Термомолекулярна енергетика”.

Сьогодні наш НН ІЕЕ продовжує розвивати славні традиції Гірничого факультету (1946–1963р.), Факультету автоматики та приладобудування (1963–1967 р.), Факультету гірничої електромеханіки та автоматики (1967–1989 р.), Гірничо-технічного факультету (1989–1998р.) з високим науково-педагогічним потенціалом викладачів та співробітників, з власним навчальним корпусом № 22, сучасними науковими та навчальними лабораторіями і своїм гуртожитком (№16).

В останні роки, за вимогами часу, в рамках підвищення рівня ефективності та якості підготовки фахівців в КПІ ім. Ігоря Сікорського відбулася реструктуризація підрозділів та департаментів, в межах якої відбулася реорганізація підрозділів ІЕЕ. З метою концентрації зусиль на перспективних наукових напрямках відбулося об'єднання кафедри геоінженерії з кафедрою інженерної екології, також об'єднання кафедри електромеханічного обладнання енергоємних виробництв і автоматизації управління електротехнічними комплексами. В результаті в ІЕЕ з'явилися нові потужні кафедри з назвами «Геоінженерії», яку очолює д.т.н., проф. О.О. Вовк та «Автоматизації управління електротехнічними і мехатронними комплексами», яку очолює д.т.н., проф. В.П. Розен.

*На сьогодні до складу НН ІЕЕ, структура якого наведена на рис. 4, входить 5 кафедр: Електропостачання (ЕП); Геоінженерії (ГІ); Автоматизації електротехнічних та мехатронних комплексів (АЕМК); Теплотехніки та енергозбереження (ТЕ); Охорони праці, промислової та цивільної безпеки (ОПЦБ), 2 науково-дослідні центри (Центр підготовки енергоменеджерів, Центр енергоощадних імпульсно-хвильових конструкцій та технологій) та 4 лабораторії (науково-дослідний центр енергоощадних імпульсно-хвильових конструкцій і технологій та навчальних систем, науково-дослідна (експериментальна) інтерактивна лабораторія діагностування експлуатаційних матеріалів в енергетиці та транспорті, навчально-наукова лабораторія термомолекулярної енергетики, навчально-наукова лабораторія ресурсо - та енергозбереження).*

Кафедри НН ІЕЕ сьогодні готують висококваліфікованих фахівців зі спеціальностей: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (за освітніми програмами: енергетичний менеджмент та енергоефективні технології; системи забезпечення споживачів електричною енергією; інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів), 144 Теплоенергетика (за освітньою програмою енергетичний менеджмент та інжиніринг теплоенергетичних систем) та 184 Гірництво (за освітньою програмою геоінженерія).

Професорсько-викладацький склад інституту забезпечує високий рівень навчального процесу з урахуванням вимог сьогодення, готуючи гідну молоду зміну з великим професійним і моральним потенціалом, зберігаючи традиції та специфіку інституту, що склалися десятиліттями!

За період свого існування, з 1946 року було підготовлено понад 12 тис. інженерів та магістрів за різними формами навчання. Станом на 01.10.2021 р. в НН ІЕЕ навчається 539 студентів та 20 аспірантів. Навчальний процес забезпечують 100 науково-педагогічних працівників, з них - 22 доктори наук, професори, 53 кандидати наук, доценти та 25 викладачів.

Випускники та викладачі інституту захистили понад 30 докторських та 280 кандидатських дисертацій. Опубліковано більше 6000 наукових праць, отримано близько 650 авторських свідоцтва та патентів на винаходи, видано понад 100 підручників, навчальних посібників та монографій.

В інституті видаються два наукових фахових журнали категорії В “Енергетика: економіка, технології, екологія”, і “Геоінженерія”.

Університет дав пугівку в життя і пишається багатьма випускниками, які працюють на гірничовидобувних, енергетичних, будівельних підприємствах різних галузей народного господарства, державних і наукових установах в Україні, а саме:

– **державними діячами:** О.Н. Щербанем (Академіком НАН України, заступником голови Ради Міністрів України (1961-1965), Головним вченим секретарем Президії НАН України (1953-1957), Д.Й. Андрієвським – Народним депутатом України, Л.С. проф. Сачковим – Головою Центрального комітету профспілки працівників освіти та науки України, Ю.І. Шульгою – Головою Державного комітету з енергозбереження України, Р.П. Кисілем – депутатом міськради м. Києва VII скликання, Н.І. Соколовською – Заступником начальника управління Секретаріату, Кабінету Міністрів України, О.С. Матвійчуком, заступником секретара Комісії апарату ВР України;

– **викладачами ІЕЕ, лауреатами Державних премій в галузі науки і техніки України:** В.М. Винославським, В.Б. Сологубом, К.Н. Ткачуком, В.Г. Кравцем, О.О. Вовком, В.І. Ляльком, М.Г. Поповичем, А.В. Праховником, В.П. Калінчиком, В.В. Прокопенком, Л.І. Несен; Лауреатами Державних премій інших країн, та премій КПП: А.Г. Смірновим (Державна премія Литви), О.О. Вовком (Державна премія Литви), О.А. Пирським (Премія НТУУ КПП) В.І. Котом (Лауреат Державної премії СРСР з науки і техніки), С.П. Фіщенком (Лауреатом Державної премії СРСР з науки і техніки);

– **керівниками міністерств, наукових установ, підприємств:** І.А. Золотарьовим – Міністром Міністерства будівельних матеріалів України, В.І. Котом – заступником Міністра вугільної промисловості СРСР, С.П. Фіщенком, - заступником міністра вугільної промисловості України і СРСР. Міністром енергетики, О. А. Оржелем;

– **випускниками ІЕЕ, які внесли значний вклад в розвиток КПП:** М.Г. Поповичем, який в 1975-1988 роках очолював факультет електроенергетики та електротехніки КПП, В.Д. Лепорським, в 1978-1988 роках, декан ФЕА;

– **відомими спортсменами ІЕЕ та КПП:** Сергій Нікольський став Чемпіоном світу і Олімпійських ігор на байдарці і каное, чемпіон світу Сергій Чумаков (боротьба), чемпіонка Європи Наталка Смотрова (стрільба з пістолета), Сергій Терьохін (чемпіон Європи зі спортивної гімнастики), Магеровський Павло (виграв Кубок світу з зимовою), Олексій Костянтин, (Чемпіоном України з скелелазіння), Сергій Бас (Золотий медаліст з міжуніверситетської олімпіади), Ліза Пятигорець (Призер України з настільного тенісу).

Наш НН ІЕЕ завжди пишався талановитою молоддю, яка приходила вчитися на гірників, геологів, енергетиків, теплотехніків, екологів! Як сьогодні не згадати братів Анатолія і Євгена Мокренків, які стали не тільки прекрасними гірниками і геологами, а Анатолій став всесвітньо відомим оперним і народним співаком, Народним артистом України, Народним артистом Радянського Союзу.

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту бере активну участь у виконанні Міжнародних проєктів за напрямками підвищення ефективності вищої освіти, наукових розробок з енергозбереження, енергоменеджменту, містобудування, екологічного захисту довкілля та охорони праці.

Наукові напрямки ІЕЕ представлені школами відомих в Україні вчених: академіків НАН України: О.Н. Щербаня, М.А. Старикова, член-корамі НАН України – В.І. Лялько, В.І. Сологуба, П.С. Кучерова, докторів технічних наук, професорів: В.В. Царицина, В.А. Єрошенка, А.В. Праховника, В.М. Чермалиха, О.А. Пирського, В.Г. Кравця, А.М. Самедова, А.П. Кічігіна, О.О. Вовка, К.Н. Ткачука, В.І. Дешка, В.В. Зоріна, С.П. Денисюка, М.П. Ковалка, В.Д. Воробйова, В.П. Розена, В.Ф. Скриля, М.Г. Поповича, В.Д. Лепорського та інших.

На сьогоднішній день в НН ІЕЕ створені та успішно працюють наукові школи (табл. 1), які представлені у вигляді наукових груп під керівництвом провідних та відомих вчених інституту (табл. 2).

Як приклад необхідно відзначити, що протягом всього періоду діяльності кафедри електропостачання (від 1949 р.) проводиться активна наукова робота. Її результати представлені на кафедрі науковою школою «Енергетичний менеджмент інтелектуальних енергоефективних систем (Smart Grid) забезпечення електричною енергією» (під керівництвом наукового керівника кафедри, професора С.П. Денисюка) та чотирма науковими групами, котрі забезпечують розвиток основних наукових напрямів кафедри та зміцнення зв'язків з провідними міжнародними науковими установами та організаціями.



Рисунок 4 - Організаційна структура навчально-наукового інституту енергозбереження та енергоменеджменту.

Таблиця 1. Наукові школи НН ІЕЕ КПІ ім. Ігоря Сікорського.

№ п/п	Назва	Керівник
1	Енергетичний менеджмент інтелектуальних енергоефективних систем (Smart Grid) забезпечення електричною енергією	Денисюк Сергій Петрович
2	Управління ефективністю енерговикористання процесів об'єктів виробничої та муніципальної сфери	Розен Віктор Петрович
3	Моделювання та аналіз теплотехнологічних процесів та систем	Дешко Валерій Іванович
4	Формування інженерних властивостей порід засобами геодинаміки	Кравець Віктор Георгійович
5	Створення методів та засобів захисту від шкідливих та небезпечних виробничих факторів при зварюванні та споріднених технологіях	Левченко Олег Григорович
6	Енергоощадне руйнування вибоїв активізацією в них резонансних явищ	Терентьев Олег Маркович

Останні два десятиріччя здійснено широкий спектр досліджень з питань енергетичного менеджменту та впровадження енергоефективних технологій, побудови інтелектуальних систем і мереж енергозабезпечення згідно концепції Smart Grid, використання засобів розосередженої генерації, нового покоління систем обліку та управління, засобів керування, активної участі споживача в формуванні

оптимальних режимів використання електричної енергії, створення систем енергетичного аудиту (С.П. Денисюк, В.А. Попов, В.Ф. Находов, В.В. Прокопенко).

Кафедра електропостачання готує фахівців, які спроможні розробляти, проектувати й експлуатувати інтелектуальні енергетичні комплекси та системи, інтегровані системи електропостачання, як централізовані, так і децентралізовані, створювати системи енергетичного менеджменту для промислових і муніципальних об'єктів на основі концепції Smart Grid, мікросистеми та віртуальні енергетичні станції, створювати сучасні системи енергетичного менеджменту, працювати за сучасними енергозберігаючими, енергоефективними технологіями, здійснювати моніторинг енергоспоживання промислових підприємств на основі застосування інформаційних і комп'ютерних технологій.

Кафедра електропостачання є засновником та основним організатором міжнародних наукових конференцій «Інтелектуальні енергетичні системи – ESS» та «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS» (науковий керівник – д.т.н. С.П. Денисюк).

Таблиця 2. Наукові групи НН ІЕЕ КПІ ім. Ігоря Сікорського.

№ п/п	Назва	Керівник
ІЕЕ-01	Інтелектуальні енергетичні мережі та системи	Денисюк Сергій Петрович
ІЕЕ-02	Контроль енергоефективності та управління режимами електроспоживання	Находов Володимир Федорович
ІЕЕ-03	Сучасні методи керування систем розподілу електричної енергії в умовах широкого впровадження розосереджених засобів її генерації та акумуляування	Попов Володимир Андрійович
ІЕЕ-04	Стандартизація та метрологія електроенергетичних мереж та систем	Волошко Анатолій Васильович
ІЕЕ-05	Керування режимами електроспоживання об'єктами виробничої та муніципальної сфери	Розен Віктор Петрович
ІЕЕ-06	Система підвищення рівня якості захисту електротехнічних об'єктів	Лебедев Лев Миколайович
ІЕЕ-07	Система підвищення енергоефективності електротехнічних об'єктів	Чермалих Олександр Валентинович
ІЕЕ-09	Геомехатронні системи ресурсозберігаючих технологій	Зайченко Стефан Володимирович
ІЕЕ-10	Адаптивні ударно-хвильові системи	Сліденко Віктор Михайлович
ІЕЕ-11	Інжинірингові дослідження та послуги енергетичного менеджменту	Дешко Валерій Іванович
ІЕЕ-12	Системний енергетичний аналіз та моделювання будівель	Суходуб Ірина Олегівна
ІЕЕ-13	Термомолекулярна енергетика	Студенець Віктор Петрович
ІЕЕ-14	Розвиток підземної урбаністики як системи альтернативних проектних конфігурацій	Гайко Геннадій Іванович
ІЕЕ-15	Керування геомеханічним станом основ для розвитку підземної інфраструктури	Стовпник Станіслав Миколайович
ІЕЕ-16	Екологічно безпечні геоінженерні технології	Ремез Наталія Сергіївна
ІЕЕ-17	Ресурсозбережні технології в гірництві	Крючков Анатолій Іванович
ІЕЕ-18	Захист працюючих від шкідливих та небезпечних виробничих факторів під час застосування електродугового зварювання та споріднених технологій	Левченко Олег Григорович
ІЕЕ-19	Оцінка і удосконалення напрямів підвищення ефективності управлінської діяльності у сфері охорони праці	Полукаров Олексій Ігорович
ІЕЕ-20	Сучасні системи електробезпеки та безпеки виробничих процесів, у тому числі індивідуального захисту	Третьякова Лариса Дмитрівна

З 2019 року на кафедрі електропостачання діє програма подвійного диплому спільно з Варшавським технологічним університетом / Warsaw university of technology (WUT) у рамках виконання проекту у сфері освіти «Підготовка та впровадження англomовної програми спільного навчання другого ступеня – «Електроенергетика нового покоління та енергетичні ринки». У 2020 році група з п'яти українських студентів кафедри електропостачання ІЕЕ КПІ ім. Ігоря Сікорського та група польських студентів WUT у

кількості 11 чоловік розпочали навчання за даною програмою (у весняному семестрі у WUT, а у осінньому вже у КПІ ім. Ігоря Сікорського). За умовами проєкту навчання проводилося викладачами КПІ ім. Ігоря Сікорського англійською мовою. Студенти, котрі пройшли конкурсний відбір для участі у даній програмі навчалися на другому кваліфікаційному рівні (магістр) зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». На даний момент, за результатами навчання, українські студенти вже отримали дипломи КПІ ім. Ігоря Сікорського та WUT (майже усі з відзнакою).

Для підтримки зв'язків з роботодавцями на кафедрі з 1 вересня 2021 р. запроваджено дуальну освіту спільно з ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі». Студенти, котрі навчаються за даною програмою, мають змогу окрім навчання також здобути професійні навички та компетентності на робочих місцях у провідній енергетичній компанії України.

Кафедра геоінженерії забезпечує підготовку висококваліфікованих фахівців за освітньою програмою «Геоінженерія» спеціальності 184 Гірництво у галузі виробництва та технологій, здатних до комплексного виконання проєктно-технічних розрахунків та проведення виробничо-технічних робіт, що пов'язані з використанням підземного простору мегаполісів, об'єктів підземної інфраструктури, гірничо-технічних комплексів (постмайнінг) та технологіями декарбонізації промислового сектору.

Науковий потенціал кафедри забезпечується 10 докторами наук та 11 кандидатами наук, які плідно працюють на зміцнення та розвиток наукових зв'язків з провідними науковими інституціями України та Світу.

На кафедрі вже багато років розвивається наукова школа «Формування інженерних властивостей порід засобами геодинаміки» з наступними науковими напрямками:

- розвиток підземної урбаністики як системи альтернативних проєктних конфігурацій;
- керування геомеханічним станом основ для розвитку підземної інфраструктури;
- низьковуглецеві ресурсозберігаючі технології геотехнічних систем;
- адаптація традиційних гірничих технологій при розробці новітніх процесів видобутку, акумуляції та використання водневих енергоносіїв.

НПП кафедри приймають участь у ряді міжнародних проєктів з університетами партнерами, наприклад проєкт «Вивчення методів реновації та адаптації історичних підземних об'єктів міста Кракова» в рамках програми ЕС House of Europe, проєкт Національного фонду досліджень України "Інструментарій планування підземної інфраструктури великих міст для забезпечення мінімізації екологічних і техногенних ризиків урбаністичного простору на основі системної методології".

На кафедрі автоматизації електротехнічних та мехатронних комплексів (АЕМК) започатковано фундаментальні системні дослідження і нові наукові напрямки з управління енерговикористанням електротехнічних та енергетичних систем та ефективного використання електроенергії електротехнічними і мехатронними комплексами. Закладено підґрунтя та розпочато дослідження у напрямку створення теорії процесів у складних електротехнічних, електротехнологічних та мехатронних комплексів паливно-енергетичної, транспортної, машинобудівельної та видобувної галузі, котрі складаються з взаємопов'язаного комплексу технологічного, електротехнічного та обчислювального обладнання, з метою розроблення нових будов комплексів, систем керування, систем технічного діагностування, підвищення надійності, енергетичної ефективності та продуктивності, шляхом математичного і фізичного моделювання. Результатом наукових звершень кафедри АЕМК є створення принципово нових схем електротехнічних і електротехнологічних установок для цілого ряду підприємств енергетичної та видобувної галузі. Розробки кафедри є фіналістами конкурсів винаходів міністерства оборони України і Sikorsky Challenge 2018-2021: Україна та Світ.

Пріоритетними напрямками розвитку кафедри АЕМК є удосконалення навчально-методичної та науково-дослідної роботи з використанням результатів наукових досліджень в напрямку фізичних процесів (електричних, механічних, пневматичних, гідравлічних, електрохімічних та ін.), що реалізуються в складових електротехнічних, електротехнологічних та мехатронних комплексах різних галузей виробництва, з залученням у освітній і науковий процес кафедри міжнародних грантових програм, у т. ч. за програмами Європейського Союзу.

На кафедрі теплотехніки та енергозбереження заснована наукова школа «Моделювання та аналіз теплотехнологічних процесів та систем», керівник якої д.т.н., професор Дешко В.І., життя якого вже більше ніж півстоліття пов'язано з КПІ, з яких майже 20 років – на посаді завідувача кафедри ТЕ.

Співробітники та аспіранти кафедри виконують наукові дослідження в рамках Проєкту HORIZON 2020: «Одночасне перетворення теплоти навколишнього середовища та небажаних вібрацій в електроенергію за допомоги нанотрибоелектрифікації під час інтрузії/ екструзії рідини, що не змочує, в нанопори/ з нанопор». До складу міжнародного консорціуму входять наукові колективи з шести європейських країн (Іспанія, Італія, Україна, Польща, Великобританія, Бельгія), а координатором і натхненником проєкту є Ярослав Гросу (Dr. Yaroslav Grosu, CICenergigune, Spain), колишній викладач

кафедри ТЕ ІЕЕ. Керівник проєкту від України доцент кафедри теплотехніки та енергозбереження В.П. Студенець (2021-2024 рр), сума гранту для КПП - 360 тис. євро. На базі цього проєкту створена Лабораторія термомолекулярної енергетики, ІЕЕ, КПП ім. Ігоря Сікорського (науковий керівник – к.т.н., доц. В.П. Студенець). У проєкті запропоновано новий і високоефективний метод та апарати для одночасного перетворення механічної та теплової енергії в електрику.

У межах наукової школи на базі кафедри теплотехніки та енергозбереження також розпочала діяльність наукова група хімотологічної надійності, інженерії та технологій.

За останні роки кафедрою охорони праці, промислової та цивільної безпеки спільно з Інститутом електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України розроблено нові моделі енергозберігаючих засобів місцевої вентиляції для робочих місць зварників: вентиляційні та фільтровентиляційні агрегати різних видів. Самостійно розроблено мобільний захисний екран для нестационарних робочих місць зварників, призначений для захисту від оптичного (видимого та ультрафіолетового) випромінювання зварювальної дуги на непідготовлених робочих місцях. Розроблено новітні моделі захисного одягу для працівників атомних електричних станцій та запропоновано нові розробки захисного одягу для шахтарів і військових.

На вимогу Закону України «Про енергетичну ефективність будівель» 15 жовтня 2018 року наказом по КПП ім. Ігоря Сікорського при Інституті енергозбереження та енергоменеджменту на базі центру підготовки енергоменеджерів (ЦПЕМ) створено Атестаційну комісію на чолі з директором ІЕЕ С.П. Денисюком з проведення професійної атестації осіб, які мають намір провадити діяльність із сертифікації енергетичної ефективності та обстеження інженерних систем будівель, розроблено і затверджено навчальну програму та відкрито курси з підготовки, перепідготовки і підвищення кваліфікації фахівців за зазначеними напрямками, організовано приймання кваліфікаційних іспитів та здійснюється професійна атестація енергоаудиторів.

На замовлення ТОВ «МЕТІНВЕСТ-ПРОМСЕРВІС» у 2021 році в ЦПЕМ розроблено навчальну програму «Парові турбіни та нагнітальні машини» і запроваджено онлайн-навчання. Підвищення кваліфікації пройшли 54 фахівці однієї з провідних металургійних компаній України.

Підготовлено та підписано Меморандум між Німецьким товариством міжнародного співробітництва (GIZ) та КПП ім. Ігоря Сікорського про співробітництво в рамках реалізації проєкту міжнародної технічної допомоги «Підтримка національного Фонду енергоефективності та програми екологічних реформ (S21) в Україні».

В ЦПЕМ розроблено навчальну програму підвищення кваліфікації осіб, які мають намір провадити діяльність із сертифікації енергетичної ефективності та обстеження інженерних систем, за Модулем «Робота енергоаудиторів з Фондом енергоефективності». Навчальна програма відповідає рекомендаціям GIZ та Фонду енергоефективності щодо розробки програм тренінгів. У рамках Модуля 2 слухачі отримують необхідні знання, практичні навички та рекомендації.

У структурі ІЕЕ започатковано нову науково-дослідну (експериментальну) інтерактивну лабораторію діагностування експлуатаційних матеріалів в енергетиці та транспорті (керівник – д.т.н., професор С.В. Бойченко).

Візія Лабораторії - інтеграція наукового потенціалу для формування ефективного сектору наукових досліджень і науково-технічних розробок задля забезпечення конкурентоспроможності вітчизняного виробництва й просвіти в енергетиці, транспорті та енергоефективності, сталого розвитку, національної безпеки України та підвищення якості життя населення. Місія Лабораторії - бути головним осередком наукової школи хімотології, що відома в Україні та світі з 1959 р. Засновником школи є член-кореспондент НАН України О.Ф. Аксьонов. Керівником школи є Голова ГО науково-технічної Спільки хімотологів професор С.В. Бойченко. Стратегічна мета – бути центром компетенції, системи комплаєнсу якості у сфері раціонального використання експлуатаційних матеріалів в енергетиці та транспорті. Ефективність, ощадливість, енергоефективність, технологічність та екологічність – основні критерії використання експлуатаційних матеріалів під час експлуатації техніки.

Лабораторія буде драйвером реалізації ще однієї перспективної ініціативи в НН ІЕЕ – започаткування перспективної сертифікатної освітньої програми – інжиніринг водневих енергетичних систем і технологій, оскільки Україну визначено пріоритетним партнером у Водневій стратегії для кліматично-нейтральної Європи до 2050 року, завдяки її потенціалу з виробництва водню та наявної інфраструктури, з'єднаної з ЄС.

Великого значення тут має підготовка кваліфікованих кадрів для цієї сфери. За ініціативою професора С.В. Бойченка розробляється сертифікатна освітня програма «Інжиніринг водневих енергетичних систем і технологій».

В лабораторії ресурсо- та енергозбереження НН ІЕЕ розвиваються наступні наукові напрямки:  
– впровадження інтерактивних програмних продуктів (HOMER, iHOGA, ReTSCREEN) розподіленої генерації, автономних мікро мереж, енергоефективних технологій в навчальний процес за умови наявності програмно-апаратних засобів;

---



– створення сучасного навчально-експериментального енергетичного комплексу з системою інтелектуальної системи енергоспоживання: гібридних (мережевий, батарейний, автономний режими та їх комбінація) систем різноманітних конфігурацій з використанням енергії сонячного випромінювання; гібридних ( мережевий, автономний режими та їх комбінація) систем різноманітних конфігурацій з використанням режимів двонаправленого заряду-розряду з мережею.

Значних досягнень здобули наші молоді науковці: це лауреати конкурсу «Молодий викладач-дослідник» – к.т.н., доцент Ю.А. Веремійчук; к.т.н., доцент Д.Г. Дерев'яно, к.т.н., доцент І.Ю. Білоус, к.т.н., доцент І.О. Суходуб, к.т.н., старший викладач Н.А. Буяк та к.т.н., старший викладач В.П. Опришко. Переможець конкурсу щодо гранту Президента України для підтримки наукових досліджень молодих учених к.т.н., доцент О.С. Ярмолук (розпорядження Президента України № 105/2018-рп) для проведення дослідження «Розробка моделі оптимального функціонування енергетичних хабів в інтелектуальних системах енергопостачання України» (№ ДР 0118U100552, 2018 р.). Лауреати премії Президента України для молодих вчених 2016 р., присвоєно указом Президента України № 509/2016, стипендіат Кабінету Міністрів України 2018-2020 рр. к.т.н., доценту Ю.А. Веремійчуку. Лауреати премії Президента України для молодих вчених 2019 р., присвоєно указом Президента України № 903/2019, к.т.н., доцент І.О. Суходуб та к.т.н., старший викладач Н.А. Буяк. Лауреат премії Президента України для молодих вчених 2020 р., присвоєно указом Президента України № 595/2020, стипендіат Кабінету Міністрів України 2018-2020 рр., та 2020-2022 рр. к.т.н., доцент І.Ю. Білоус.

За наукові досягнення студенти НН ІЕЕ отримали високі нагороди, а саме:

– присудження премії НАН України для молодих учених і студентів за кращі наукові роботи за підсумками конкурсу 2018 р. Таргонському В.А., студенту Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» — за роботу «Аналіз мультиагентних систем керування споживачами електроенергії в локальних інтелектуальних електромережах» (постанова Президії НАН України № 41 від 13.02.2019.

– присудження премії НАН України для молодих учених і студентів за кращі наукові роботи за підсумками конкурсу 2014 р. Ершенгорену Н.Е., студенту Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» — за роботу «Оцінка стану електромагнітної сумісності та підвищення якості електроенергії при використанні пристроїв силової електроніки» (постанова Президії НАН України № 41 від 25.02.2015.

– переможниця (2 місце) Хакатону для студенток «Як зацікавити дівчат енергетикою» з проектом «Енерго-сім'я» студентка групи ОЕ-01мп Гілевич Катерина.

Крім того, наші студенти отримують іменні та академічні стипендії: академічну стипендію Президента України у 2021 р. отримали студент 4 курсу групи ОА-71 Горобець Андрій та студентка 1 курсу групи ОЕ-01мп Гілевич Катерина, у 2020 р. – Науменко Дар'я студентка 2 курсу групи ОЗ-91мп; іменну стипендію Верховної Ради України отримували у 2020 р. Білоус Анна студентка 4 курсу групи ОЗ-71, у 2019 р. – Гетманчук Ганна студентка 2 курсу групи ОТ-81мн та персональну стипендію Дмитра Андрієвського отримували у 2019 р. студенти Пикало Вероніка (ОГ-гб1-1) і Матушкін Дмитро (ОА-81мн), у 2018 р – Хогян Артем і Тарасюк Артем група ОА-71мп, Докшина Софія група ОА-71мн і Дударчук Дмитро групи ОТ-71мн.

В КПІ ім. Ігоря Сікорського добре відома діяльність міжнародного студентського радіотехнічного клубу “Політехнік” UT7UZA, який добре знають не тільки в Університеті, а і в багатьох країнах світу та континентах. Команда клубу гордо несе величне ім'я КПІ – неодноразово стававши Чемпіоном світу, Європи, України, великих міжнародних змагань, та приймаючи участь в наукових розробках інституту. Ось вже протягом 45 років успішно керує клубом викладач кафедри геоінженерії, – Микола Сергієнко UX0UN.

В університеті і далеко за його межами знають заслуженого працівника ІЕЕ і Університету, керівника Арт-галереї ЕХО, чудового музиканта і поета – Володимира Пушкіна, який завжди зі своїми однодумцями готують урочисті свята і вистави, картинні галереї для наших дорогих студентів і співробітників ІЕЕ, всього КПІ!

Інститут ІЕЕ завжди піклується про своїх випускників, які після закінчення КПІ знайшли свою долю та роботу у різних куточках України та світу. В НН ІЕЕ активно взаємодіє, та проводить зустрічі з ветеранами та випускниками ІЕЕ “Тромадська організація ветеранів та випускників ІЕЕ”, яку очолює випускник ІЕЕ, голова Державного комітету з енергозбереження України, к.т.н., доцент Ю.І. Шульга.

Пам'ять про наших вчителів та наставників увічнена в іменних аудиторіях та лабораторіях: аудиторія - музей ім. В.М. Винославського, аудиторія ім. А.В. Праховника, аудиторія ім. М.П. Ковалко, лабораторія геомеханіки ґрунтів ім. Л.П. Загоруйка, лабораторія транспорту ім. В.В. Смірнова, навчальна лабораторія ім. С.М. Константінова.



Рисунок 5 – Традиційні зустрічі випускників різних поколінь. ІЕЕ назавжди в наших душах і серцях.

Хочемо запевнити наших випускників, ветеранів, співробітників, які зараз на заслуженому відпочинку, що інститут енергозбереження і енергоменеджменту в надійних руках і йде з честю і гордістю, вірною широкою дорогою знань, бойовим колективом співробітників та студентів. Бажаємо колективу інституту міцного здоров'я, творчих успіхів, добрих справ, нових досягнень, талановитих учнів. Усім випускникам бажаємо знайти своє місце в житті, пам'ятати рідний університет і частіше спілкуватися (рис. 5).

Наукові основи, зароджені у НН ІЕЕ з енергетичного менеджменту інтелектуальних енергоефективних систем (Smart Grid) забезпечення електричною енергією, управління ефективністю енерговикористання процесів об'єктів виробничої та муніципальної сфери, моделювання та аналізу теплотехнологічних процесів та систем, формування інженерних властивостей порід засобами геодинаміки, створення методів та засобів захисту від шкідливих та небезпечних виробничих факторів при зварюванні та споріднених технологіях, а також енергоощадного руйнування вибоїв активізацією в них резонансних явищ, розвиваються. З'являються нові напрямки нашої діяльності: енергетика як сервіс; системи енергозабезпечення локальних об'єктів, у тому числі з динамічною тарифікацією; системи зарядки електромобілів; інжиніринг водневих енергетичних систем і технологій; системи підвищення якості енергоефективності електротехнічних об'єктів та ресурсозберігаючих технологій; термомолекулярна енергетика та енергетичний менеджмент; розвиток підземної урбаністики мегаполісів та ін. Визначені перспективні наукові напрямки при виконанні досліджень їх спільно з провідними науковцями інституту, університету та близькими за науковим спрямуванням академічними закладами, можуть досягти синергії та більш значних результатів і входять в плани наукових досліджень наступних років Навчально-наукового інституту енергозбереження та енергоменеджменту.

Надійшла 01.12.2021  
Received 01.12.2021

# SMART GRID СИСТЕМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ SMART GRID SYSTEMS AND TECHNOLOGIES

УДК 621.316

DOI 10.20535/1813-5420.3.2021.251195

С.П. Денисюк, д-р техн. наук, проф., ORCID 0000-0002-6299-3680

М.О. Коломійчук, магістрантка, ORCID 0000-0002-7967-6112

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

## ОЦІНКА ФІНАНСОВИХ ТА ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ MICROGRID В ДИНАМІЧНИХ РЕЖИМАХ

*Проведений аналіз показав значне поширення та успішне функціонування сучасних локальних систем Microgrid, які розглядаються як група взаємопов'язаних навантажень і розосереджених енергетичних ресурсів у чітко визначених територіальних межах і діють як єдиний керований об'єкт щодо мережі вищого рівня та можуть підключатися або відключатися від цієї мережі, щоб мати можливість працювати як у підключеному, так і в острівному режимі. Наведена оцінка фінансових та технічних показників ефективності роботи Microgrid в динамічних режимах, зокрема, розглянуто розвиток Microgrid для забезпечення оптимальних режимів генерації та споживання з точки зору їх роботи на локальних ринках. Визначено, що Microgrid може покращити стабільність, надійність, якість та безпеку звичайних систем розподілу, завдяки чому є надійною та більш корисною технікою для виробництва електроенергії та зменшення обсягів використання невідновлюваного джерела енергії.*

*Показано, що на локальному рівні найбільші повно проявляються переваги динамічної тарифікації, а сучасна взаємодія учасників на ринку допоміжних послуг передбачає підвищення ролі агрегаторів розосередженої генерації та агрегаторів розосередженого споживання, а також актуальним постає дослідження сегментації ринку електроенергії щодо вибору стратегії кращої реалізації динамічних цін, розвитку бізнес-моделей з поєднанням фізичного, комунікаційного, інформаційного та бізнесового рівнів. Тариф на динамічне ціноутворення має розглядатися як одна з найефективніших та найекономічніших програм, при якій ціна на електроенергію змінюється протягом визначеного інтервалу часу. При цьому тарифікація обов'язково повинна базуватись на динамічних моделях, які мають включати принципово динамічний характер регулювання потужності системи і стимулювання відповідних бажаних дій зі сторони споживача. Запропоновано застосування при динамічній тарифікації розрахунку тарифу не за інтервалом часу, а за станом; підведення реального балансу складових енергій (миттєвих та інтегральних значень); формування для подальшого контролю оптимальності рівнів генерації і споживання електроенергії, зокрема, у вигляді еталонного тарифу та еталонних профілів генерації і споживання електроенергії.*

*Визначено вплив динамічного ціноутворення на функції Microgrid з врахуванням факторів, які впливають на попит на електроенергію та залежать від режимів роботи генератора та навантаження, зокрема, з виділенням «еталонного тарифу». Обґрунтовано, що ефективно динамічне ціноутворення можливе за умови використання Smart-лічильників з мінімальними вимогами, що дозволяють надійно відслідковувати витрати первинного палива на генерацію та споживання електроенергії в конкретні часові інтервали. Розроблений алгоритм розрахунку ціни первинного палива в залежності від нерівномірності споживання активної потужності протягом певного періоду часу дозволяє використовувати динамічну тарифікацію при зміні режимів роботи генераторів Microgrid, забезпечуючи при цьому адекватну ціну для споживачів і виробників як первинного палива, так і відпущеної та спожитої електроенергії. З використанням модифікації потужності Фризе в розробленому алгоритмі передбачено розрахунок оптимального значення активної потужності, яке відповідає рівномірному споживанню електроенергії та характеризується мінімальним використанням первинного палива.*

*Обґрунтовано необхідність здійснити поєднання технічних та економічних (фінансових, цінних) показників в бізнес-моделях та технічних засобах на рівні Microgrid, що дозволить суттєво покращити процес керування попитом на електроенергію в умовах функціонування локального ринку електричної енергії. Запропонований алгоритм дозволяє досліджувати вплив достатньо швидкої зміни рівня потужності генератора та потужності споживання електроенергії на зміну вартісних показників системи, впровадження механізмів керування попитом та заходів з підвищення енергоефективності.*

**Ключові слова:** Microgrid, динамічна тарифікація, еталонний тариф, Smart-лічильників, потужність Фризе, алгоритм розрахунку ціни, первинне паливо, оптимізація енергоспоживання.

## Вступ

Модернізація електроенергетичних систем згідно концепції Smart Grid дозволяє електроенергетичним компаніям підвищити стійкість та надійність експлуатації енергетичної мережі, сприяє покращенню прозорості роботи системи, має можливість уникнути перебоїв у постачанні електроенергії [1]. *Smart Grid розглядається як електрична мережа чи система, яка шляхом використання інтелектуальних рішень інтегрує дії всіх підключених до неї учасників з метою забезпечення сталого, економічно ефективного та безпечного енергопостачання. Концепція розвитку Smart Grid в енергетиці у більш глобальному розумінні – це не лише новітні енергетичні технології, але також сучасні інформаційні та комунікаційні технології білінгу, електронної комерції, моделювання та зберігання даних, віртуалізації, комп'ютерної безпеки, розподілених обчислень, збору, обробки та передачі інформації в реальному часі. На сьогодні виділяється три покоління Smart Grid, що дозволяє послідовно рухатися до цільової моделі [2]:*

- **Smart Grid 1.0** – стан електроенергетичної інфраструктури, при якому окремі пристрої та об'єкти системи можуть підключатися до мережі без використання єдиних цифрових стандартів;

- **Smart Grid 2.0** – стан електроенергетичної інфраструктури, при якому підключення будь-яких вузлів системи можливо тільки за умови переходу на єдиний IP-протокол та включення в єдину інтегровану IP-мережу;

- **Smart Grid 3.0** – гнучка електроенергетична система, яка базується на принципах децентралізованого, зокрема, мультиагентного, керування та рівноправності споживача і постачальника.

При реалізації положень концепції Smart Grid необхідно відзначити випереджаюче зростання ролі функціонування локальних ринків електроенергії для розвитку локальних система енергозабезпечення (Microgrid), зокрема, еволюції Microgrid як активних споживачів (prosumer) та віртуальних електростанцій (Virtual Power Plant, VPP), при широкому застосуванні джерел розосередженої генерації (ДРГ) – (Distributed Energy Resources, DER) [3–9]. Роздрібні ціни на електроенергію, що змінюються в часі, суттєво допомагають зменшити витрати на виробництво або закупівлі електроенергії у системі, задовольнити вимоги щодо резерву операційної потужності тощо.

Департамент енергетики США (DOE US) визначає Microgrid як групу взаємопов'язаних навантажень та розосереджених енергетичних ресурсів у чітко визначених електричних межах, що діє як єдиний керований об'єкт щодо мережі, та може підключатися або відключатися від мережі, щоб забезпечити їй можливість працювати як у підключеному, так і в острівному режимі. Microgrid – інтегрована енергетична система, що складається з п'яти основних елементів, які визначають її функціонування: 1) мікроджерел енергії або розосереджених генераторів; 2) гнучких навантажень; 3) розосереджених накопичувачів енергії; 4) системи керування; 5) точки загального підключення компонентів, – здатної працювати в керованому, узгодженому режимі як при підключенні до електромережі, так і у відокремленому (автономному) стані.

Сучасний розвиток Microgrid охоплює напрямки від схемотехнічного та технологічного аж до формування відповідних бізнес-процесів, зокрема [2]:

- розвиток інформаційно-комунікаційних технологій (ІКТ);
- поширення ДРГ, у тому числі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), формування різних за типом та потужністю локальних систем енергозабезпечення;
- розвиток енергетичних кооперативів, агрегаторів навантажень та генераторів електроенергії при широкому застосуванні активних споживачів (АС);
- урізноманітнення навантажень при швидкому розвитку технологій перетворення та накопичення електроенергії;
- формування нових ринкових механізмів та нових бізнес-процесів з врахуванням положень клієнтоорієнтованого підходу концепції Smart Grid.

З точки зору розвитку споживачів відбулася еволюція Microgrid з формуванням активних споживачів (prosumer та prosumage) [6, 7]. Споживач може розглядатися як пасивний, з керованим навантаженням, солідарний чи активний, що дає можливість його розглядати як інтелектуальний споживач з функціями партнерства (рівноправності) з енергопостачальною компанією. Виникають вимоги до сучасних АС: передбачуваність, поведінка з врахуванням попиту, зростання ролі в системі як рівноправний елемент, формування співтовариства активних споживачів (prosumer community). Можемо зазначити наступну еволюцію споживачів: пасивний, поінформований, з реакцією на стан енерговикористання, з реакцією на стан енергозабезпечення, з реакцією на вимоги енергокомпанії (постачальника енергетичних послуг), активне керування попитом та рівнями власної генерації електроенергії, у тому числі з видачею її в електромережу. Так, у роботі [10] представлена концепція нової ринкової ролі децентралізованого ринкового агента (DMA), який оптимізує роботу системи та розширення на рівні розподільної мережі. Для цього однією з потенційних технологій гнучкості є керування попитом (Demand Side Management, DSM).

---

З точки зору розвитку систем генерації в Microgrid розвивається підхід створення віртуальних електростанцій (VPP) – групи об'єктів ДРГ, споживачів з регульованим (керованим) навантаженням, систем акумулювання і передачі енергії з єдиним автоматизованим керуванням, яка імітує традиційний генеруючий об'єкт електроенергетики для взаємодії з централізованою електроенергетичною системою [11]. Основна властивість сучасних VPP – це інтегрування існуючих технічних рішень і технологій керування попитом (DSM) і ДРГ за допомогою програмно-апаратного комплексу, включаючи власне механізми та засоби керування попитом і генерацією, електроенергетичні інтелектуальні мережі, гнучке ціноутворення, адаптивне керування поточкорозподілом у мережі, засобами релейного захисту та автоматики, керування якістю електроенергії [12].

Стратегічні цілі створення VPP [5, 9]: підвищення надійності електропостачання та якості електроенергії на рівні локальних (територіальних) систем енергозабезпечення з великою часткою генерації зі стохастичними режимами виробництва електроенергії; зниження цін на електроенергію у період пікових навантажень; агрегування вільної потужності ДРГ, у тому числі тих, що належать різним власникам і використовуються в когенераційному або піково-резервному режимі у складі локальних систем енергозабезпечення, а також на роздрібних і оптовому ринках електроенергії.

VPP агрегує потужність багатьох різноманітних типів ДРГ [13]. Вона створює єдиний робочий профіль із набору параметрів, що характеризують кожну одиницю ДРГ, і може включати вплив мережі на сукупний вихід ДРГ. Фактично VPP – це гнучке представлення портфеля ДРГ, яке може бути використано для укладання контрактів на оптовому ринку та надання послуг системному оператору. VPP можуть функціонувати з двома основними цілями:

- 1) оптимізація потужності та потоку потужності агрегованих блоків ДРГ в системі розподілу;
- 2) максимізація вартості портфеля ДРГ за участю в енергетичні ринки. Фокус конкретних стратегій оптимізації визначає конфігурацію системи, параметри та схеми керування. Як наслідок, VPP класифікуються на два основних типи: технічні VPP (TVPP) та комерційні VPP (CVPP). ДРГ може одночасно бути частиною як CVPP, так і TVPP. Технічна VPP (TVPP) фокусується на підключенні децентралізованих енергетичних установок на рівні розподільної мережі. На протипагу цьому, комерційна VPP (CVPP) розглядається як еквівалент ринкової поведінки електростанцій, основними цільовими ринками яких є локальні ринки електроенергії та оптові центри електроенергії.

#### **Системи активного керування розподіленими енергооб'єктами**

В залежності від типу керованої мережі (Network Manager) – мережа передачі чи розподілу – можна виокремити системи керування передачею електроенергії (TMS) і системи керування розподілом електроенергії (DMS) системи керування енергоспоживанням (EMS) [14, 15]. Для комплексного керування виробництвом і передачею електроенергії до скасування державного регулювання використовувалися, в основному, системи керування енергоспоживанням (EMS). Після скасування державного регулювання поділ цих двох функцій призвело до створення систем керування виробництвом електроенергії (GMS) для незалежного керування генеруючими потужностями.

Економічні механізми керування попитом мають бути реалізовані на технічному рівні. EMS у загальному випадку контролює забезпечення надійності енергопостачання з ефективним використанням генеруючих ресурсів та зниження втрат на передачу енергії за рахунок задоволення вимог системи передачі, елементів генерації і споживачів [14, 15].

У VPP система децентралізованого керування виробництвом електроенергії та зв'язок з генераторним обладнанням відіграють особливу роль і ефективно реалізуються завдяки таким елементам як Децентралізованій системі керування виробництвом електроенергії (Distributed Energy Management System, DEMS) та блоку керування розосередженими джерелами енергії (DER controller) контролера. DEMS використовує три інструмента: прогнозування, оперативне планування і оптимізацію в режимі реального часу (для оптимізації потужності).

DEMS здійснює контроль і моніторинг потужності всіх генераторів електроенергії, обладнання зберігання і гнучким попитом, а також можливістю керування для підтримки узгодженого профілю обміну електроенергією, а також систем керування розподілом електроенергії (Distribution Management System, DMS), в яких забезпечується зниження пікового навантаження на систему, оптимізація мережевих активів, оптимізація передачі та використання електричної енергії.

Функції керування розосередженими енергоресурсами можуть виконувати локальні системи керування кожного агрегату [16]. Однак зі зростанням кількості об'єктів керування в Microgrid неможливо обійтися без автоматизованої інформаційно-керуючої системи, яка має здійснювати координуюче і оптимальне керування всіма розосередженими енергоресурсами, мінімізуючи витрати на первинне паливо, закупівлю енергії на ринках від «третьої сторони» і технічне обслуговування обладнання, підвищуючи доходи від продажу енергії та надання системних послуг (цінозалежне споживання, регулювання частоти і напруги). Саме Distributed Energy Resource Management System (DERMS) відповідає за взаємодію з «великою» енергосистемою, яку, в свою чергу, представляє DMS енергетичної

компанії [16].

Зазначимо, що перші технології DERMS з'явилися лише в 2014 році. Так, на початку 2017 року компанія Siemens запустила власну DERMS, що складається з програм збору і надання даних і візуалізації енергосистеми від планування до прогнозування. За основу взята адаптація програмних засобів системи керування Spectrum 7 Utilidata [17].

Для Microgrid та VPP система керування DER (DERMS) оптимально керує функціонуванням DER для надання мережевих послуг, полегшує альтернативи, дозволяє DER приймати участь на ринках. DERMS дозволяє підвищити ситуаційну обізнаність при збільшенні проникнення DER, забезпечуючи моделювання, агрегування та групування DER. DERMS також покращує використання DER, забезпечуючи зв'язок DER, прогнозування DER, покращує послуги надійності мережі та керування обмеженнями DER. Виникає проблема побудови нових алгоритмів обліку та керування, коли при побудові системи керування необхідно, поряд з технічним (технологічним) контуром, використовувати економічний контур керування. Звичайно, на вищих рівнях ієрархії таких контурів буде «кілька», причому з'являється контур керування, в який включено людину, наприклад, диспетчера. Однак на самому нижчому рівні, а саме Microgrid – диспетчер відсутній. У цьому випадку функції, які покладаються на диспетчера на верхніх рівнях (коли існує необхідність багатоваріантних розрахунків за низькою, часто суперечливих, критеріїв та обмежень), покладено на систему керування (її ядро – контролер).

Аналіз показав, що така вдосконалена система DERMS має виконувати наступні функції:

- моніторинг стану генераторів, ліній електропередачі, акумуляторної батареї (АБ) та навантажень (Energy Smart Monitor);
- регулювання роботи систем генерації, регуляторів систем передачі та розподілу електроенергії;
- оцінку динамічної ціни палива та електроенергії при генерації та споживанні електроенергії (тарифів);
- розрахунок витрат первинного палива та вартості отриманої / відпущеної електроенергії.

У свою чергу, системи керування генерацією (ГМС, GMS) традиційно є частиною системи енергоменеджменту, яка дозволяє енергетичним компаніям або розпорядникам активів керувати своїм парком генераційних активів [18].

GMS забезпечує комплексне рішення керування мережею, яке може адаптуватися до зміни бізнес-процесів та дозволяє користувачам мережі ефективно реагувати на інформацію в режимі реального часу [19]. Пакет GMS включає засоби оперативного контролю і планування виробництва електричної енергії на різних періодах часу, розрахунку та контролю відповідності фактичних технологічних і фінансових результатів звітним даним, сформованим інфраструктурними організаціями енергоринку.

Основні функції GMS: моніторинг ведення диспетчерського графіка з будь-яким рівнем пооб'єктової деталізації; розрахунок і ведення планових графіків; розрахунок і візуалізація показників ефективності роботи компанії на оптовому ринку електроенергії, включаючи розрахунок коефіцієнтів готовності генеруючого обладнання, показників роботи на оптовому ринку електроенергії; ведення даних щодо паливовикористання; розрахунок ефективності роботи на локальному ринку.

Економічний аналіз диспетчеризації здійснюється за допомогою програмного забезпечення Economic Dispatch (ED), яке розподіляє зміни генерації енергосистеми серед генераторних установок для досягнення оптимального рівня економії енергоносіїв [20]. Ключові особливості програмно-апаратного забезпечення економічної диспетчеризації: мінімізація витрат на паливо, оптимальні енергетичні витрати, швидкодіючі та надійні алгоритми, обмеження генерації для підтримання належних онлайн-резервів, визначення пропускної спроможності лінії електропередачі для запобігання перевантаженням, врахування характеристик швидкості нарощування потужності для кожної генераційної установки, детальне моделювання функцій витрат. Програмне забезпечення Economic Dispatch використовує вдосконалені алгоритми розрахунку оптимального потоку енергії з метою визначити оптимальну схему генерації при збереженні належних запасів первинних енергоресурсів. Рівні генерації окремих агрегатів розраховуються та реалізуються з метою задоволення потреби в навантаженні при мінімальних витратах.

На сьогодні розроблено два основні підходи до залучення споживачів до керування навантаженням: неявне керування попитом (implicit demand response, price-based demand response), засноване на застосуванні різних видів диференційованих за часом тарифів на електроенергію або поведінкових стимулів; явне керування попитом (explicit demand response, incentive-based demand response, event-based demand response), що передбачає безпосереднє керування навантаженням споживача.

Для оптимального функціонування Microgrid на першому етапі важливо забезпечити баланс попиту та пропозиції з використанням (формуванням) відповідних функцій попиту та пропозицій, а також створення сучасних інноваційних бізнес-моделей Microgrid. Наприклад, два основних нових гравця представлені бізнес-моделлю E+ для досягнення цілі оптимізації енергопроцесів в Microgrid: prosumer та APM (Агрегований менеджер Prosumer, Aggregated Prosumers' Manager) [21]. Просюмери є фізичними або

юридичними особами, здатними створювати різні договірні відносини з APM, Distribution System Operator (DSO) або Commercial Aggregator (CA). APM може взаємодіяти з іншими агентами в електроенергетичній системі та тісно співпрацює з DSO для керування та оптимізувати роботу розподільної мережі, пропонуючи допоміжні послуги, що стосуються якості мережі або реактивної потужності компенсації.

Сьогодні успішно розвивається такий напрямок як Microgrid як послуга (Microgrid as a Service, MaaS). MGaaS є новою хмарною бізнес-моделлю, що базується на інноваціях Microgrid, дигіталізації та інших нововведеннях, таких як Інтернет речей (IoT), штучний інтелект та блокчейн (технологічна платформа цифрової книги для покращення енергетичних операцій) [22]. MGaaS – це ефективне технічне обслуговування системи; низький авансовий капітал; оновлення інфраструктури; енергетична безпека та хеджування цін; вища гнучкість; моніторинг та оптимізація; краща стійкість. MaaS дозволяє третім сторонам ефективно і результативно виробляти, керувати та підтримувати розподілені чисті енергетичні ресурси, одночасно усуваючи складність та фінансові ризики традиційних розгортань Microgrid у постачальників енергії та споживачів енергії.

Важливим елементом MaaS є застосування динамічної тарифікації для забезпечення ефективного функціонування на локальних ринках електроенергії як власне Microgrid, так і prosumer та VPP [5, 9, 13, 22]. При аналізі розвитку та застосування Microgrid важливо проаналізувати характеристик / показники, які можуть бути застосовані як для економічних, так і технічних оцінок.

Підкреслимо, що світовий ринок Microgrid у 2019 році оцінювався у 8,29 млрд. дол. США і очікується, що до 2026 року він досягне 25,45 млрд. дол. США, зростаючи при CAGR (Compound annual growth rate – сукупний середньорічний темп зростання) 21,5% протягом 2021–2026 років. Обсяг глобального ринку VPP у 2019 році оцінювався у 1,3 млрд. дол. та до 2027 року він досягатиме 5,9 млрд. дол., зростаючи при CAGR 21,3% з 2020 по 2027 рік [23]. Прогнозується, що світовий ринок ДРГ досягне 183,2 млрд. дол. США до 2025 року, що зумовлено зростаючим акцентом на декарбонізацію виробництва та передачі електроенергії [24]. У 2019 р. глобальний обсяг ринку Microgrid as a Service (MaaS) становив 1112,7 млн. дол. США, і очікується, що він досягне 2046,6 млн. дол. США до кінця 2026 р., а показник CAGR 9,0% протягом прогнозованого періоду 2021–2026 рр. [25, 26].

Зазначимо, що за I півріччя 2021 року загальна потужність об'єктів відновлюваної електроенергетики в Україні збільшилася на 8,3%, або на 709 МВт. У виробництво електроенергії з ВДЕ інвестували €530 млн. За даними Держенергоефективності, упродовж шести місяців було введено: вітроелектростанцій (ВЕС) – 278,4 МВт; сонячних електростанцій (СЕС) – 257,4 МВт; СЕС приватних домогосподарств – 156 МВт; електростанцій на біомасі – 10,4 МВт; електростанцій на біогазі – 6 МВт; об'єктів малої гідроенергетики (МГЕС) – 1,6 МВт. Найбільше зросла встановлена потужність СЕС, пік виробництва яких у весняно-літній період припадає на години денного зниження споживання, що потребує гнучких інструментів для їхнього балансування. На сьогодні балансування ВДЕ, переважно СЕС, у денні години, НЕК «Укренерго» визначає основною проблемою інтеграції ВДЕ в енергосистему України. Технічні проблеми розвитку ВДЕ обумовлені обмеженими можливостями Об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України до інтеграції об'єктів відновлювальної енергетики з негарантованим відпуском електричної енергії (СЕС та ВЕС).

Згідно Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву, затверджений постановою НКРЕКП № 605 від 13.03.2020 р. розвиток ВДЕ має бути узгоджений з можливостями забезпечення їх балансування. Головні рекомендації Звіту полягають у подальшому розвитку атомної генерації, модернізації вугільних блоків ТЕС та обмеження виробництва електроенергії із ВДЕ. За висновками «Укренерго», саме через відсутність балансуємих потужностей балансування ВДЕ наявними в енергосистемі потужностями є досить дорогим, неефективним та гальмує розвиток економіки України. Звіт визначає розвиток ВДЕ основною причиною подальшого зростання ціни електричної енергії на ринку. Основними рекомендаціями щодо подальшого розвитку галузі є подовження строку експлуатації всіх атомних блоків на 20 років, реконструкція ТЕС для подовження строку експлуатації та відповідності екологічним нормам, затвердження яких очікується. Пропонуються шляхи боротьби з подальшим неконтрольованим розвитком ВДЕ: квотування обсягів впровадження ВДЕ з обґрунтуванням технічних та економічних причин; Обмеження потужності ВЕС та СЕС; використання можливості відмови у приєднанні електростанцій з негарантованою потужністю до мереж.

Новий механізм підтримки ВДЕ в Україні має враховувати: впровадження нових механізмів підтримки ВДЕ повинно здійснюватись разом із суттєвим підвищенням податків на викиди вуглецю, ставки яких в Україні є заниженими у порівнянні з європейськими; нетарифні методи підтримки ВДЕ (Investment Tax Credits, Production Tax Credits, цільові гранти, низькі відсоткові ставки за рахунок погашення частини відстоїв тощо); максимальну підтримку ВДЕ з метою самогенерації (споживання виробленого самим споживачем обсягу енергії без віддачі в мережу) (Microgrid, prosumer); створення сприятливих фінансових умов не лише для розвитку розподіленої генерації, але й для встановлення засобів

накопичення та перетворення енергії домогосподарствами та бізнесами.

#### **Динамічне ціноутворення в Microgrid**

Зниження ціни, яку сплачують споживачі за електроенергію, незмінно є першою причиною введення конкурентних ринків електроенергії [27]. Витрати на виробництво електроенергії залежать виключно від типу технологій та палива, що використовується для виробництва електроенергії. На короткостроковому ринку електроенергії на ціну електроенергії впливає структура витрат. Граничні витрати – це переважно витрати на паливо. Що стосується ВДЕ, поточні витрати на придбання енергії відносно нижчі, оскільки ніякі витрати на паливо та експлуатаційні витрати не пов'язані з капітальними витратами на придбання вітрогенератора чи фотомодуля. На конкурентних короткотермінових ринках ціни встановлюються короткостроковими граничними витратами. У тарифі на генерацію електроенергії також враховується інвестиційна складова, зокрема, амортизаційні та накладні витрати.

Поведінка споживачів пов'язана з моделями споживання, адже більшість споживачів використовують великі електричні навантаження одночасно. Очікувана динамічна цінова програма впливає на поведінку попиту споживачів [28]. Зміна моделей споживання на макрорівні може вплинути на стратегічні рішення, такі як будівництво електростанцій, а також підвищення ефективності експлуатаційних витрат.

США та Європа активно проводять дослідження в області динамічного ціноутворення, хоча є відмінності в принципах реалізації. США більше зосереджуються на дерегуляції, що дозволяє розвивати ринкову базу, в той час як європейські країни приділяють більше уваги встановленню Smart-лічильників для легкого контролю споживання електроенергії. Динамічне ціноутворення на електроенергію може впливати на поведінку споживачів щодо зміни споживання електроенергії [29, 30]. Динамічне ціноутворення стало можливим завдяки розвитку ефективних оптових ринків та наявності даних Smart-лічильників.

Споживачі можуть бути зацікавлені в динамічному ціноутворенні, якщо вони добре проінформовані і якщо схеми розроблені у простий для використання спосіб, щоб дозволити їм заощадити на своїх рахунках [31]. Щоб максимізувати потенціал гнучкості споживачів, необхідні відповідні структури роздрібного ціноутворення, щоб стимулювати інвестиції споживачів в електричне опалення, охолодження та транспорт, а також для прийняття ними власних рішень щодо рівнів споживання електроенергії.

Роздрібні продавці повинні мати можливість запропонувати своїм клієнтам різноманітний прайс-лист, який дає їм змогу вибрати оптимальну схильність до варіації цін відповідно до їх потенціалу гнучкості та неприйняття ризику.

Різною мірою динамічне ціноутворення пов'язує ціни з реальними або очікуваними коливаннями оптових цін [5]. На конкурентних ринках ця гранична вартість виробництва електроенергії виражається наявними цінами в короткостроковому періоді та договірними цінами в довгостроковій перспективі. Чим більше ціни та періоди ціноутворення відповідають цінам на оптових ринках у проміжок часу, який фактично створює стимули для формування поведінки щодо споживання енергії відповідно до того, як розвиваються оптові ціни, тим «динамічнішими» вони є.

Динамічне ціноутворення включає [31]:

–ціноутворення за часом використання – це тариф, при якому ціна за кВт-год залежить від часу споживання електроенергії. Це може бути проста денна та нічна ціна або, наприклад, години пік і поза піком, розділяючи день на кілька періодів. Зазвичай періоди та ціни відомі заздалегідь, але існують пропозиції, де визначення інтервалів день/ніч може змінюватися відповідно до наявної ціни на добу вперед. Ціни також можуть бути визначені як середні ціни за різні періоди часу, але безпосередньо індексовані до наявної ціни на день наперед;

–критично пікове ціноутворення (КПЦ) – це ставка доповнень, при якій ціни на електроенергію істотно зростають протягом кількох днів у році, коли оптові ціни найвищі, але ціни нижчі за середні протягом решти року;

–за допомогою ціноутворення в режимі реального часу (ЦРЧ) оптові ціни на електроенергію безпосередньо передаються кінцевим споживачам, а рахунки розраховуються на основі принаймні погодинного обліку споживання або з ще більшою деталізацією (наприклад, 15 хв.).

Ми можемо відзначити наступну еволюцію системи тарифів: стаціонарні тарифи, тарифи за зонами доби, формування динамічних тарифів. Ще у 1970-х роках з'явилися дослідження щодо застосування різної у часі цінової політики ціноутворення на регульовані послуги, зокрема і електроенергію [32]. Можливості для впровадження динамічного ціноутворення відкрилися з розвитком конкурентних оптових ринків, розвитком дешевих двосторонніх комунікаційних технологій. Якщо фіксовані тарифи призводять до дорогого нарощування потужності, то, крім зменшення пікового попиту, динамічні ціни також надають кожному споживачеві можливість зменшити рахунки за електроенергію навіть на постійному рівні споживання, просто змінюючи алгоритм споживання, зміщуючи навантаження протягом дня.

Існують два важливих методи динамічного ціноутворення – у переважній більшості випадків на



наступну добу та у режимі реального часу. Так, у роботі [33] розглянуто маркетингові стратегії таких ВДЕ, як сонячна батарея та вітрогенератор, а у роботі [34] запропоновано підхід для максимізації прибутку за рахунок ціноутворення у Microgrid на добу наперед з використанням централізованого керування. У роботах [35, 36] досліджується оптимальна проблема динамічного ціноутворення на добу на ринку електроенергії з одним роздрібним продавцем та кількома замовниками. Основною метою є підтримка роздрібною продавця прийняти найкраще рішення щодо динамічного ціноутворення на добу, що максимізує його прибуток. Для здійснення двостороннього зв'язку між Smart-лічильниками кожен абонент оснащений блоком контролера споживання енергії як частиною власного інтелектуального лічильника. Фактично динамічне ціноутворення на електроенергію – це техніка керування попитом, яка призводить до більшої рівномірності графіків навантаження. На динамічне ціноутворення впливають заходи щодо зменшення пікового навантаження, еластичності попиту, сегментації ринку, цінової політики, спроможності технологій та готовності клієнтів платити [37].

Схема ціноутворення в реальному часі (Real-Time Pricing, RTP) є ідеальним методом для регулювання балансу потужності між попитом та пропозицією в інтелектуальних електромережах, має істотний вплив на поведінку споживачів, роботу системи та загальне керування системою [38]. Ціни в реальному часі (RTP) є формою динамічного ціноутворення з максимальною невизначеністю або ризиком для споживачів. Тут ціни змінюються через рівні інтервали в 1 год або кілька хвилин. Показано, що зміна ціни через невеликі проміжки часу збільшує ефективність схеми ціноутворення при відображенні фактичних витрат на поставку, однак такі схеми вимагають передових інформаційно-комунікаційних технологій (ІКТ) та керування цими частими змінами.

Активне впровадження Microgrid на лібералізованих локальних ринках обумовило необхідність реалізації гнучкої тарифної політики, зокрема, динамічної тарифікації [1, 3]. Існує потреба розглянути можливість формування цих «регульованих» компонентів на основі потужності, а також ретельно вивчити можливість більш динамічного їх формування [11, 38, 39]. При розвитку динамічного ціноутворення необхідно враховувати технічні можливості Smart-лічильників та Smart-пристроїв керування. Ефективне динамічне ціноутворення можливе за умови використання Smart-лічильників з мінімальними вимогами, що дозволяють надійно відслідковувати споживання в конкретні часові інтервали, що відповідають інтервалам, визначених ринковими відносинами.

Проведений аналіз показав, що технічна реалізація Microgrid досить повно розроблена для всіх рівнів, зокрема, з почасовим прогнозуванням та на добу наперед. Однак важливо здійснити дослідження щодо оцінки співвідношення попит – ціна на мікрорівнях, визначити вплив динамічного ціноутворення на функції Microgrid з врахуванням факторів, які впливають на попит на електроенергію, залежать від режимів роботи генератора та навантаження.

Актуальним є дослідження сегментації ринку електроенергії щодо вибору стратегії кращої реалізації динамічних цін, а також трендів розвитку бізнес-моделей з врахуванням фізичного, інформаційно-комунікаційного та бізнесового рівнів.

Важливо за рахунок реалізації методології динамічного ціноутворення оптимізувати витрат палива та, як наслідок, приведені затрат на виробництво 1 кВт·год електроенергії в Microgrid.

Нехай  $c_e(t)$  та  $c_f(t)$  – тариф на електроенергію та вартість одиниці палива;  $P(t)$  та  $B(P(t), t)$  – споживана потужність та поточні витрати первинного палива.

Із виділенням постійних складових  $B_0$  витрат на роботу Microgrid, та змінних  $B_N(P(t), t)$  непаливних витрат (зокрема, на функціонування Microgrid) та відповідних для них вартісних показників  $c_0(P(t))$  та  $c_N(P(t), t)$  можемо записати величину поточних витрат  $C_{F,NF}(t)$  на генерацію електроенергії в Microgrid інтервалі  $[0, t)$

$$C_{F,NF}(t) = \int_0^t c_0(P(t)) dt + \int_0^t c_N(P(t), t) dt + \int_0^t c_f(t) \cdot B(P(t), t) dt.$$

Завдання оптимізувати в Microgrid електроенергетичні процеси з точки зору ефективної роботи як генераторів, так і навантажень.

Тоді для вартості спожитої електроенергії  $C_E(t)$  та вартості витрат палива  $C_F(t)$  на інтервалі  $[0, t)$  можемо записати:

$$C_E(t) = \int_0^t c_e(t) \cdot P(t) dt;$$

$$C_F(t) = \int_0^t c_f(t) \cdot B(P(t), t) dt.$$

Для цього доцільно запропонувати *еталонний (ідеальний) тариф* для формування квазіоптимального тарифного плану. Покладемо, що «еталонний тариф» – поточний, змінний у часі тариф на електроенергію з врахуванням реальних умов поточних витрат, зокрема, первинного палива і зміни в реальному часі характеристик роботи системи генерації та навантажень, безперервної зміни обсягів всіх складових поточних витрат, використання палива на генерацію електроенергію, втрат електроенергії в елементах системи при генерації, передачі та розподілу електроенергії. Поряд з еталонним тарифом можуть бути запропоновані до використання еталонні профілі генерації та споживання електроенергії.

Охарактеризуємо особливості роботи окремих елементів Microgrid з точки зору визначення оптимальних та неоптимальних режимів їх роботи. Як критерій оптимальності процесів в Microgrid надалі використаємо потужність Фризе та обмінну потужність  $Q_{об}$  [40].

З метою зменшення втрат шляхом аналізу можливостей керування режимами електропостачання, зазвичай використовується метод оцінки рівнів неоптимальності на основі показника потужності Фризе  $Q_{ф}$  [40], яка визначається як квадратичне нев'язка між повною  $S$  та активною  $P$  потужністю:  $Q_{ф} = \sqrt{S^2 - P^2}$ . Потужність Фризе дозволяє виявити групи споживачів з найбільшим впливом на загальну нерівномірність системи та проаналізувати можливі варіанти коригуючих дій. Втратами у лініях електропередачі та розподілу Microgrid знехтуємо.

Застосування потужності  $Q_{ф}$  для оцінки нерівномірності процесів покажемо на прикладі режиму, що характеризується діючими значеннями напруги  $U_i$  та струму  $I_i$ ,  $i = 1, \dots, n$ ,  $T_i$  – тривалість  $i$ -го інтервалу, та  $P = U_0 I_0$  де  $U_0$ ,  $I_0$  – усереднені значення напруги та струму. За умови  $\cos \varphi = 1$  для інтервалу  $T_T > T_r$ , де  $T_r$  – період електромережі, можна записати вираз для потужності Фризе  $Q_{ф}$  у вигляді

$$Q_{ф} = \sqrt{\left( \sum_{i=1}^n U_i^2 \frac{T_i}{T} \right) \left( \sum_{j=1}^n I_j^2 \frac{T_j}{T} \right) - U_0^2 I_0^2}. \quad (1)$$

Для оцінки дольового внеску елементів системи обмінні процеси у вузлі для заданої діючої напруги генератора  $u(t)$  розділимо за першою (індекс «1»), однією  $j$ -ю вищою (індекс « $j$ »), всіма вищими (індекс « $\infty$ ») та всіма (індекс « $\Sigma$ ») гармоніками згідно з такими виразами:

$$Q_{об}^{(j)} = \frac{1}{T} \int_0^{t^*} u(t) I_{m(j)} \sin(j\omega t - \psi_j^i) dt; \quad (2)$$

$$Q_{об}^{(\Sigma(\infty))} = \frac{1}{T} \int_0^{t^*} u(t) \left( \sum_{k=1(2)}^{N_r} I_{m(k)} \sin(\omega t - \psi_k^i) \right) dt.$$

Для генератора структура первинного палива може включати: власний ресурс, енергія довкілля (потенційна, кінетична, інсоляція), також можливим є постачання електроенергії від «третьої сторони» (закупівля електроенергії як товару). Можливі фактори нарощування потужності генератора: 1) власні ресурси; 2) вплив кліматичних та метеорологічних умов (енергія вітру, сонця, потенційної енергії води); 3) закупка електроенергії – від «третьої сторони», – що надалі визначає горизонтальний та вертикальний рівень взаємодії елементів Microgrid.

Акумулятори (накопичувачі електроенергії) віднесемо до системи генерації. При цьому акумуляторну батарею будемо розглядати як ведений (підпорядкований основному) генератор, для роботи якого потрібно здійснити попередній заряд. Необхідно також врахувати різну вартість 1 кВт·год електроенергії в режимі заряду та розряду акумуляторної батареї (при здійсненні тарифікації роботи акумулятора), а також визначити діапазон відбору потужності від акумулятора (здійснити побудову функції розряду як функціональної залежності від низки параметрів).

Надалі будемо вважати, що у навантаженні власна генерація відсутня, а також є можливість балансування системи у випадку неможливості забезпечити співпадіння форм згенерованої та спожитої енергії застосовуючи регулювання навантаження та програми керування попитом (demand-side management, DSM). Регулювання навантаження: зміщення у часі профіля (графіка) електроспоживання, зокрема, максимальної потужності споживання чи використання акумуляторів енергії; оптимізація навантаження, у першу чергу, за рахунок механізмів керування попитом DSM.

Загальний можливий діапазон регулювання (зміни  $\Delta P$ ) розбивається на підінтервали

$\Delta P_k$  ( $\Delta P = \sum \Delta P_k$ ), де  $\Delta P_k$  – діапазон регулювання потужності  $k$ -го технологічного виду генерації (для  $k$ -го типу генераторів може бути кілька одиниць генераторів різної потужності). При цьому здійснюється ранжування технологій генерації за наростанням вартості 1 кВт·год згенерованої електроенергії.

При зростанні величини відбору потужності наступною застосовується (вводиться в дію) технологія генерації з найменшою вартістю 1 кВт·год електроенергії з множини технологій генерації (окремих типів генераторів), які є доступними чи знаходяться в резерві (невикористаними). При зниженні величини відбору потужності першою буде задіяна технологія генерації, де вартість 1 кВт·год електроенергії найбільша.

З технічної точки зору для паралельного включення генераторів важливо забезпечити узгодженість роботи різних типів генераторів, забезпечити їх електромагнітну сумісність (ЕМС), зокрема, з врахуванням оцінки обмінних процесів, та усунути взаємний вплив цих генераторів [40, 41].

При аналізі генерації електроенергії доречно розглядати оптимальні та неоптимальні режими, складові витрат первинного палива; нарощування потужності (плавно, стрибкоподібно), покрокове нарощування потужності. Якщо плавне нарощування потужності забезпечує, наприклад, дизель-генератор (ДГ), то покрокове нарощування генерації – це підключення окремих блоків (секцій) ВЕС та СЕС ( $\Delta P_{Г,БЛі}$ ). В результаті, зміна генерованої потужності  $i$ -м генератором змінюється в межах від  $P_{Гі, \min}$  до  $P_{Гі, \max}$  з кроком  $\Delta P_{Г,БЛі}$ .

Залежно від потужності навантаження в роботу може бути підключено кілька генераторів зі своїми залежностями вихідної потужності таким чином, щоб система Microgrid була збалансована. Фактично у загальному випадку мова йде про агрегацію кількох різних типів генерації з своєю власною вартістю генерації 1 кВт·год електроенергії. Для одного  $i$ -го генератора можемо записати:

$$C_{Гі} = F_C(B_i(P_i) + \Delta C_i(P_i)),$$

де  $\Delta C_i$  – поточні витрати, які можуть також залежати від рівня генерованої потужності. Надалі покладемо, що має місце залежність  $\Delta C_i = \text{const}$ . Якщо для  $i$ -го генератора вартість генерації 1 кВт·год складає  $C_{Гі}$ , то при генерації  $i$ -м генератором потужності  $P_{Гі}$ , середньозважена вартість 1 кВт·год електроенергії визначається із співвідношення

$$C_{Г, \text{CP}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{Г}} P_{Гі} \cdot C_{Гі}}{\sum_{i=1}^{n_{Г}} P_{Гі}}, \quad (3)$$

де  $n_{Г}$  – кількість генераторів.

Зміни середньозваженої вартості 1 кВт·год електроенергії обумовлена величиною миттєвої потужності генерації електроенергії  $i$ -м генератором, а також зміною величини  $C_{Гі}$ , яка, у свою чергу, залежить від прогнозу метеорологічних умов для СЕС та ВЕС, величини витрат первинного палива  $B_i(P_i)$  (ДГ) тощо, тобто від регулювальних характеристик генераторів Microgrid.

Тривалість інтервалу сталості величини  $C_{Гі}$  ( $j$ -го інтервалу  $\Delta t_{i,j}$  для  $i$ -го генератора) залежить від зміни величини поточної потужності  $P_i(t)$  та визначається із умови:  $|P_i(t) - P_{i,j0}| \leq \varepsilon_P$ , де  $P_{i,j0}$  – зафіксоване значення «еталонної» потужності для  $j$ -го інтервалу часу;  $\varepsilon_P > 0$ .

Покладемо, що в системі забезпечується умова  $P_{Г}(t) = P_{Н}(t)$ , а також відоме співвідношення  $B_i(P_i)$  – функція витрат первинного палива  $i$ -го генератора як залежності від величини генерованої потужності електроенергії  $P_i$ . Вартість згенерованої потужності всіма генераторами визначається із співвідношення:

$$C_{Г\Sigma} = \sum_{i=1}^{n_{Г}} (F_C(B_i(P_i) + \Delta C_i)). \quad (4)$$

Для оптимального вибору різних типів джерел енергії в Microgrid важливою є оцінка рівня технологічних втрат від нерівномірного споживання електроенергії, та, як наслідок, витрат первинного палива. Розглянемо Microgrid, яка складається з множини ЕРС  $E_i \{i = 1, n_E\}$ , що є джерелами дизельних електростанцій, СЕС, ВЕС та  $n_R$  навантажень. Джерела такої системи можуть розрізнятися між собою за технічними параметрами, мати внутрішній опір. Покладемо, що  $j$ -те навантаження моделюється залежностями зі змінними у часі параметрами  $R_j(t)$ ,  $L_j(t)$ .

Для побудови алгоритму оцінки фінансових та технічних показників ефективності роботи Microgrid в динамічних режимах введемо визначення певних параметрів для подальшого виконання алгоритму. Активна потужність  $P(t)$  змінюється в часі протягом певного технологічного періоду  $T_T$ , обсяги споживання енергії  $W$ . Витрати первинного палива  $B(t)$  зазвичай мають нелінійний характер і можуть бути визначені експериментально або шляхом використання номінальних характеристик. Витрати первинного палива також залежать від рівня споживання активної потужності  $W(P)$ . Для визначення вартості

первинного палива  $C_B$  за інтервал  $T_T$ , слід врахувати тариф  $c_B$ , який може змінюватися довільно у часі або навпаки мати сталий характер (тобто  $c_B = \text{const}$ ).

Для реалізації динамічної тарифікації за станом, а саме для фіксації зміни обсягів отриманої енергії у динамічному режимі згідно співвідношень (3), (4), узагальнений алгоритм роботи Smart-лічильника містить наступні кроки [39, 42]:

1. Установка початкових еталонів.
2. Введення  $i$ -го режиму. Контроль значень  $W$  та  $B$  та приростів  $\Delta W$  та  $\Delta B$ .
3. Перехід на новий режим  $i=i+1$ .
4. Обчислення миттєвої вартості палива  $B_i(P)$  та електроенергії  $W_i(P)$ .
5. Визначення приростів вартості палива  $\Delta B_i(P)$  та електроенергії  $\Delta W_i(P)$ .
6. Перевірка умов: чи знаходиться вартість у  $i$ -й зоні сталості тарифу, тобто перевірка умов:  $\Delta B_i(P) > \varepsilon_{B(P)}$  та електроенергії  $\Delta W_i(P) > \varepsilon_{W(P)}$ ,  $\varepsilon_{B(P)} > 0$  та  $\varepsilon_{W(P)} > 0$ .
7. Перехід на установку нового тарифу на електроенергію  $W_i(T)$ .
8. Контроль рівнів генерації та споживання електроенергії за  $i$ -м тарифом.
9. Формування поточного звіту електронних таблиць та графіків щодо миттєвих та інтегральних значень тарифів, генерації та споживання електроенергії.
10. Перехід при необхідності на 2 етап; у протилежному випадку на етап 11.
11. Знімання інформації про миттєві та інтегральні характеристики в конкретні моменти часу.
12. Завершення роботи алгоритму.

Для оцінки вартості первинного палива у динамічному режимі Microgrid наведемо алгоритм розрахунку ціни первинного палива в залежності від нерівномірності споживання активної потужності протягом певного періоду часу  $T^*$  (тривалістю від хвилин, години, декількох годин до доби та ін.). Позначимо його як деякий технологічний період  $T_T$ . В алгоритмі розрахунку ціни первинного палива в залежності від нерівномірності споживання активної потужності для спрощення розрахунків покладемо, що витрати палива в залежності від рівня споживання активної потужності відомі, а тариф вартості первинного палива не змінюється в часі та має сталий характер.

Для оцінки вартості первинного палива у динамічному режимі Microgrid необхідно проаналізувати графіки генерації та споживання електроенергії, зокрема, графіки електричних навантажень (ГЕН). Різні типи ГЕН відображають функції  $P(t)$ ,  $Q(t)$  або  $I(t)$ , які є інтегральними характеристиками зміни навантаження на виділеному інтервалі (хвилини, години, дні). Залежно від способів та точності виміру (апроксимації) графік навантаження може розглядатися як безперервна або східчаста крива [43].

Наведемо кроки алгоритму оцінки фінансових та технічних показників ефективності роботи Microgrid в динамічних режимах розрахунку вартості первинного палива.

**Крок 1.** Визначення функціональної залежності активної потужності  $P(t)$  на інтервалі  $T^*$ . Як приклад на рис. 1 наведено графік зміни активної потужності  $P(t)$  з виділенням контрольованого інтервалу часу  $T^*$ .

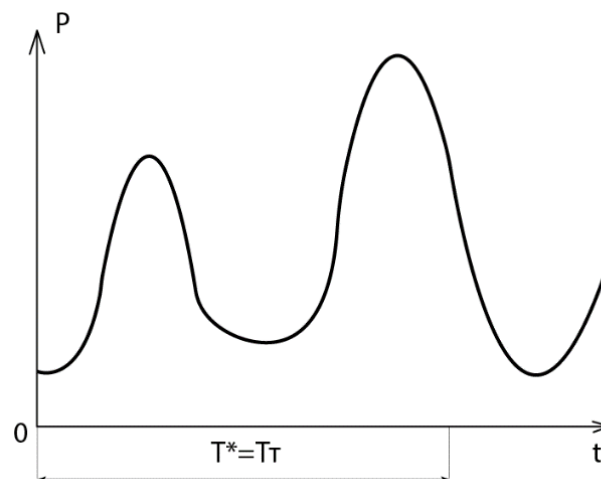


Рисунок 1 – Графік зміни активної потужності  $P(t)$

**Крок 2.** Апроксимація графіка зміни активної потужності  $P(t)$ . Апроксимація може бути виконана, наприклад, кусочно-постійними або кусочно-лінійними функціями з заданою точністю апроксимації  $\varepsilon_P$  ( $\varepsilon_P > 0$ ). Так, у випадку виконання апроксимації кусочно-лінійними функціями при використанні методу

середньоквадратичного наближення апроксимація задається лінійною функцією  $y=ax+b$  [44]. На кожному інтервалі апроксимації треба підібрати такі значення  $a$  та  $b$ , для яких функція відхилення буде мінімальною

$$Q(a,b) = \sum_{i=1}^n (y_i - (ax_i + b))^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - ax_i - b)^2 .$$

Для цього випадку необхідно розв'язати систему двох лінійних рівнянь з двома невідомими, після чого ми отримуємо значення невідомих параметрів  $a$  та  $b$  [44]. Кількість інтервалів визначається точністю апроксимації:

$$\begin{cases} a \sum_{i=1}^n x_i^2 + b \sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n x_i y_i ; \\ a \sum_{i=1}^n x_i + bn = \sum_{i=1}^n y_i . \end{cases}$$

Надалі особливості реалізації розробленого будемо ілюструвати на прикладі апроксимації функції  $P(t)$  на чотирьох інтервалах (див. рис. 2). Покладемо, що в результаті апроксимації функції  $P(t)$  кусочно-постійними функціями на окремих інтервалах ми побудували ступінчатий графік залежності активної потужності  $P(t)$ , зображеної на рис. 2.

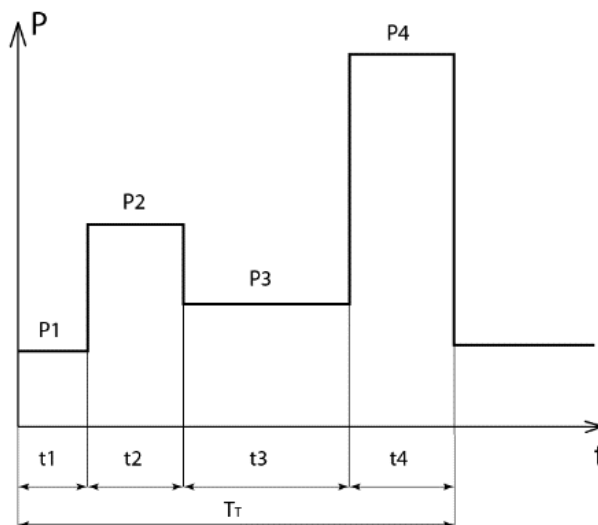


Рисунок 2 – Апроксимований графік залежності активної потужності  $P(t)$

**Крок 3.** Формування графіка залежності витрат первинного палива  $B(P)$ . Графік залежності витрат первинного палива  $B(P)$  має нелінійний характер. У загальному випадку графік може бути побудований шляхом використання нормативних (усереднених) значень або експериментально. Покладемо, що у нашому випадку графік залежності невідомий, тому для побудови графіка розбиваємо інтервал спостереження на множину інтервалів (чим більше число інтервалів, тим точніше буде результат). Побудова графіка здійснюється експериментальним шляхом, у результаті ми отримали множину точок для побудови залежності витрат первинного палива  $B(P)$  (**може бути раніше отримана**). Далі виконується побудова графіка  $B(P)$  методом середньоквадратичного наближення, тобто знаходимо параметри не лінійної функції, а квадратичної, коли апроксимуючою функцією є квадратична залежність:  $y=ax^2+bx+c$  [44].

**Крок 4.** Лінеаризація графіка залежності витрат первинного палива  $B(P)$  та визначення граничних точок, у яких відбувається перехід від однієї апроксимуючої лінійної функції до іншої (див. рис. 3). У цих точках характер витрат буде змінюватись відповідно до коефіцієнтів нахилу лінійних апроксимацій  $a_1, a_2, a_3$ , тобто коефіцієнти нахилу лінійних апроксимацій характеризують кут нахилу прямих  $B(P)$ .

Зазначимо, що існує значна кількість методів апроксимації нелінійних функцій [45]. У загальному випадку для лінеаризації нелінійних функцій можна застосовувати методи середньоквадратичного наближення, логарифмічної, експоненціальної, степеневі апроксимації, рівномірного наближення та інше. В даному випадку використовуємо кусочно-лінійний метод апроксимації нелінійної функції [44, 45].

На кожному інтервалі  $[x_{i-1}, x_i]$  функція апроксимації є лінійною  $F_i(x) = k_i x + l_i$ . Значення коефіцієнтів  $k_i$  та  $l_i$  знаходяться з виконання умов інтерполяції на кінцях відрізка:  $F_i(x_{i-1}) = f_{i-1}$ ,  $F_i(x_i) = f_i$ . Отримуємо систему рівнянь:

$$\begin{cases} k_i x_{i-1} + l_i = f_{i-1}, \\ k_i x_i + l_i = f_i. \end{cases} \quad (5)$$

Звідки знаходимо сталі коефіцієнти  $k_i, l_i$ :

$$\begin{cases} k_i = \frac{f_i - f_{i-1}}{x_i - x_{i-1}}, \\ l_i = f_i - k_i x_i. \end{cases} \quad (6)$$

Відповідно, апроксимуючу функцію можна записати у вигляді:

$$F(x) = \frac{f_i - f_{i-1}}{x_i - x_{i-1}} x + f_i - k_i x_i, \quad (7)$$

якщо  $x_{i-1} \leq x \leq x_i$ .

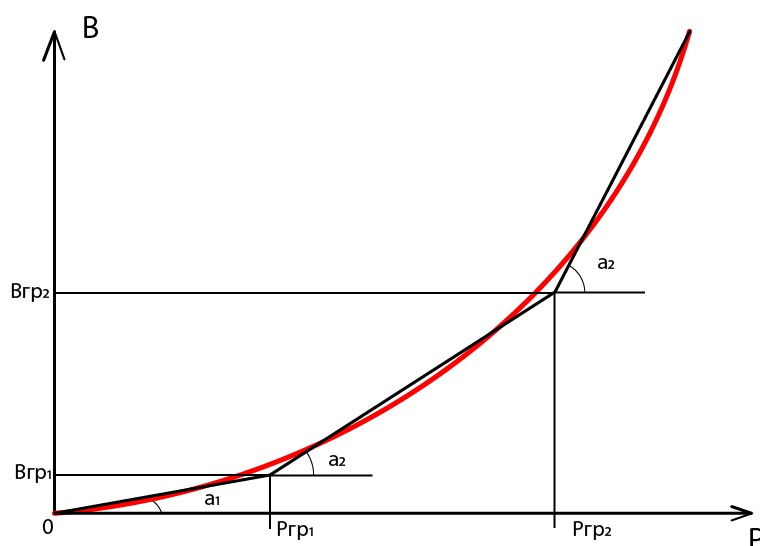


Рисунок 3 – Апроксимований графік залежності витрат первинного палива від зміни споживання активної потужності  $B(P)$

Виконавши кусочно-лінійну апроксимацію, наприклад, з використанням кусочно-припасовочного методу, зводимо нелінійну функцію до кількох (у даному випадку до трьох) інтервалів з лінійними залежностями (див. рис. 3), кожній з яких відповідає свій коефіцієнт  $a_1, a_2, a_3$  та значення граничної потужності (характерних точок зламу):  $P_{гр1}, P_{гр2}, P_{гр3}$ .

**Крок 5.** Визначення номера інтервалу  $\Delta t_i$ , якому належить множина значень активної потужності  $P_i$ , яку споживає еквівалентне навантаження.

За результатами виконання кроку 2 ми маємо як вихідну множину значень  $P_i$  в залежності від часу  $t$ . Потужність  $P_i$  має сталі значення на певному інтервалі часу  $\Delta t_i$ , тому необхідно визначити, якому  $i$ -у проміжку рис. 4 належить множина значень потужності  $P_i$ :

$$P_{zp(i-1)} \leq P_i \leq P_{zp(i)}. \quad (8)$$

**Крок 6.** Розрахунок обсягу витрат палива на  $n$  інтервалах (у даному випадку ці інтервали позначимо I, II та III) відповідно до функції, наведеної на рис. 4 (за значенням  $P_{гр,i}, a_i, i = 1, 2, 3$ ):

$$\begin{aligned} B_{II} &= P_{II} \cdot \alpha_1; \\ B_{III} &= B_I + P_{III} \cdot \alpha_2; \\ B_{III} &= B_2 + P_{III} \cdot \alpha_3. \end{aligned} \quad (9)$$

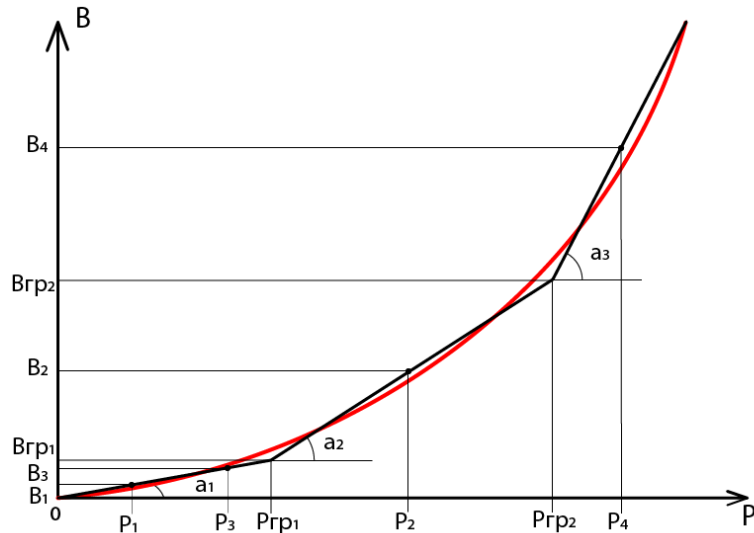


Рисунок 4 – Графік залежності витрат первинного палива  $B(P)$  із зазначенням граничних та поточних значень

**Крок 7.** Розрахунок ціни первинного палива на кожному інтервалі. Для цього спочатку розраховуємо сумарний обсяг первинного палива, використовуючи значення витрат первинного палива за певний проміжок часу за формулою:

$$W_B = \sum B_i \cdot \Delta t_i. \quad (10)$$

Потім розраховуємо вартість  $C_B$  первинного палива за формулою:

$$C_B = c_B \cdot W_B. \quad (11)$$

Тариф вартості первинного палива  $c_B$  може мати різний характер, наприклад, як лінійний, так і нелінійний. Вважаємо, що залежність вартості первинного палива від обсягу витрат є лінійною, тому коефіцієнт  $c_B$  є постійною величиною.

Далі формуємо графік залежності вартості первинного палива від потужності (див. рис. 5).

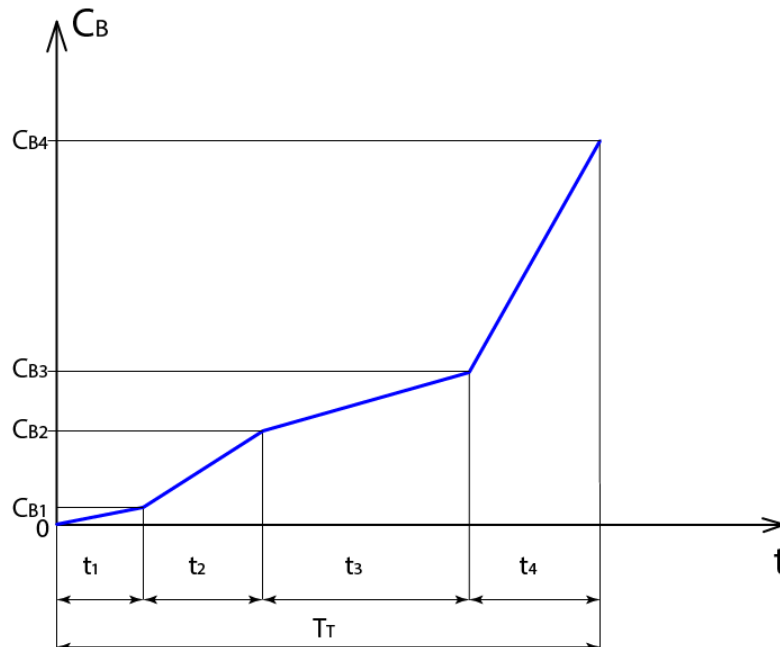


Рисунок 5 – Графік залежності вартості на первинне паливо  $C_B(t)$

**Крок 8.** Розрахунок оптимального значення активної потужності  $P_{opt}$ , яке відповідає рівномірному споживанню електроенергії та характеризується мінімальним використанням первинного палива.

Необхідно врахувати наступне. Якщо локальна електроенергетична система працює при нерівномірному графіку навантаження, то це призводить до додаткових витрат, тобто перевитрат палива та наявності надлишкового генеруючого обладнання з супутніми ресурсами, які закладаються в тариф на електроенергію з метою збереження економічності енергосистеми в цілому, що впливає на збільшення витрат споживачів [46, 47].

Рівномірне споживання призводить до зменшення втрат електричної енергії, а отже й до зменшення витрат палива. Нехай значення  $P_{\text{опт}}$  належить до 1-го інтервалу (див. рис. 9). Відповідно до виду функції активної потужності, зображеної на рис. 2, знайдемо найбільш раціональний варіант споживання активної потужності для незмінних обсягів передачі енергії  $W$  на інтервалі  $T^* = T_T$ . Це буде тоді, коли активна потужність споживання на інтервалі  $T_T$  буде постійна.

Для передачі тих самих обсягів електричної енергії при рівномірному споживанні потужність визначається за нижче наведеною формулою.

$$P_{\text{опт}} = \frac{\sum P_i \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i} \quad (12)$$

Розраховану потужність будемо вважати базовою, відносно якої ми будемо оцінювати, наскільки впливає нерівномірність споживання на загальну вартість використання первинного палива.

**Крок 9.** Розраховуємо оптимальне значення обсягу витрат первинного палива. Для цього використовуємо отримане значення оптимальної активної потужності  $P_{\text{опт}}$ , розраховане за формулою (10). Визначаємо витрати, користуючись формулою:

$$W_{\Sigma \text{опт}} = P_{\text{опт}} \cdot \alpha_1 \sum \Delta t \quad (13)$$

У даному випадку обсяг витрат первинного палива буде залежати від інтервалу спостереження  $T^*$  та точності апроксимації наведених вище функціональних залежностей. Чим більша кількість інтервалів  $\Delta t_i$ , тим точніше буде визначатися оптимальне значення активної потужності  $P_{\text{опт}}$ , що покращує достовірність отриманих результатів аналізу.

**Крок 10.3** використанням знайденого вище оптимального значення обсягу витрат первинного палива (11) здійснюється розрахунок оптимального значення ціни первинного палива за формулою:

$$C_{\Sigma \text{опт}} = c_B \cdot W_{\Sigma \text{опт}} \quad (14)$$

В залежності від характеру зміни тарифу первинного палива  $c_B$  буде змінюватися і оптимальне значення ціни первинного палива  $C_{\Sigma \text{опт}}$ . При більш динамічній зміні тарифу кількість інтервалів, що будуть розглядатися, зростатиме та, як наслідок, обсяги розрахунків зростатимуть. Для збільшення точності розрахунку доцільно враховувати всі аспекти (фактори впливу) зміни тарифу первинного палива.

**Крок 11.** Оцінка наскільки відрізняється поточне значення ціни первинного палива  $C = C_{\text{пот}}$  від оптимального значення  $C_{\text{опт}}$ . Можемо запропонувати відносну величину як різницю між поточним значенням ціни первинного палива та отриманим в попередньому кроці оптимальним значенням (12), поділену на оптимальне значення ціни первинного палива за формулою:

$$\delta C = \frac{C_{\text{пот}} - C_{\text{опт}}}{C_{\text{опт}}}; \quad (15)$$

$$\delta C = \frac{C_{\text{пот}}}{C_{\text{опт}}} - 1.$$

Для ілюстрації впливу нерівномірності графіка  $P(t)$  на значення поточного  $C_{\text{пот}}$  та оптимального  $C_{\text{опт}}$  значення ціни первинного палива для конкретних значень апроксимуючих функцій ГЕН, наведених на рис. 2, використаємо наступні значення активної потужності:  $P_1 = 1$  кВт,  $P_2 = 3$  кВт,  $P_3 = 2$  кВт,  $P_4 = 6$  кВт. Інтервали часу для значень  $P_1, \dots, P_4$  дорівнюють відповідно  $t_1 = 1$  год,  $t_2 = 2$  год,  $t_3 = 4$  год,  $t_4 = 2$  год. Покладемо, що тариф на первинне паливо складає  $c_B = 27,72$  грн/л.

Для оцінки різниці між поточним та оптимальним значеннями ціни первинного палива, знайдемо за формулою (11) значення поточної ціни первинного палива  $C_{\text{пот}} = 267,148$  грн та за формулою (14) оптимальне значення ціни первинного палива  $C_{\text{опт}} = 196,132$  грн.

Тоді згідно (15) величина  $\delta C$  дорівнює:

$$\delta C = \frac{267,148 - 196,132}{196,132} = 0,362.$$

Для аналізу впливу нерівномірності споживання активної потужності  $P(t)$  на ціну первинного палива, зменшимо активну потужність  $P_4$  у 4 рази, тобто  $P_{4(1)} = 0,25 P_4$  (рис. 5). Використовуючи алгоритм, знаходимо нові значення поточного  $C_{\text{пот}} = 198,94$  грн та оптимального  $C_{\text{опт}} = 178,263$  грн значення ціни первинного палива та проводимо оцінку їх співвідношення. Для цього випадку:



$$\delta C = \frac{198,94 - 178,263}{178,263} = 0,116.$$

При зменшенні потужність  $P_4$  у 4 рази, тобто  $P_{4(2)} = 0,25 P_4$  та відповідно зростанні інтервалу  $t_4$  також у 4 рази, отже  $t_{4(2)} = 4 t_4$  (див. рис. 5). Виконуючи всі кроки алгоритму, перераховуємо значення поточного  $C_{\text{пот}} = 244,412$  грн та оптимального  $C_{\text{опт}} = 191,312$  грн значення ціни первинного палива та маємо наступне співвідношення:

$$\delta C = \frac{244,412 - 191,312}{191,312} = 0,277.$$

Отже, при більш рівномірному значенні потужності споживання  $P(t)$ , поточна ціна первинного палива буде наближатися до оптимального значення. Це обумовлено тим, що при зменшенні нерівномірності споживання витрати палива зменшуються, а отже і загальна ціна палива відповідно зменшується.

При апроксимації  $P(t)$  (рис. 1) можливі випадки коли необхідно застосовувати не тільки функції рівня, але й більш складні апроксимуючі залежності, наприклад лінійні, квадратичні чи експоненційні функції. Нижче наведемо два варіанти модифікації наведеного алгоритму, коли графіки заміни активної потужності  $P(t)$  на окремих інтервалах задаються (див. таблицю) лінійною залежністю, постійно зростаючою (Варіант 1) або постійно спадаючою (Варіант 2).

**Варіант 1.** Потужність  $P$  задана кусочно-лінійною залежністю  $P = kt + P_0$ . (див. рис. 6). Тоді, використовуючи наведений алгоритм та розбиваючи інтервал  $t_3$  на  $m$ -інтервалів  $\Delta t$ , розраховуємо значення активної потужності за формулою:

$$P_m = P_0 + \frac{P_1 - P_0}{t_1} \cdot \Delta t_m. \quad (16)$$

Чим більша кількість інтервалів  $m$ , тим точнішою буде апроксимація потужності, яка змінюється, а відповідно й значення витрат первинного палива та ціни на нього.

Для інтервалу  $\Delta t_m$ , витрати первинного палива будуть змінюватися за квадратичною залежністю (див. рис. 7), формула якої представлена нижче

$$B_m = P_0 \Delta t_m + \frac{P_1 - P_0}{t_1} \cdot \Delta t_m^2. \quad (17)$$

Витрати первинного палива будуть змінюватися за кубічною залежністю:

$$W_m = P_0 \Delta t_m^2 + \frac{P_1 - P_0}{t_1} \cdot \Delta t_m^3. \quad (18)$$

Тоді ціна первинного палива буде змінюватися за наступним співвідношенням:

$$C_m = c_0 \left( P_0 \Delta t_m^2 + \frac{P_1 - P_0}{t_1} \cdot \Delta t_m^3 \right). \quad (19)$$

Опис графіка залежності ціни первинного палива  $C(t)$  наведена на рис. 8. При цьому вважаємо, що  $c_0$  – тариф на первинне паливо, є постійною величиною, тобто  $c_0 = \text{const}$ .

**Варіант 2.** Активна потужність задана залежністю  $P = P_0 - kt$ . (див. рис. 9). Графік залежності витрат палива  $B(t)$  наведено на рис. 10. Тоді, використовуючи наведений алгоритм та розбиваючи інтервал  $t$  на  $m$ -інтервалів  $\Delta t$ , розраховуємо значення активної потужності за формулою:

$$P_m = P_0 - \frac{P_0 - P_1}{t_1} \cdot \Delta t_m. \quad (20)$$

Тобто для такого інтервалу, витрати первинного палива будуть змінюватися за квадратичною залежністю, формула якої представлена нижче.

$$B_m = P_0 \Delta t_m - \frac{P_0 - P_1}{t_1} \cdot \Delta t_m^2. \quad (21)$$

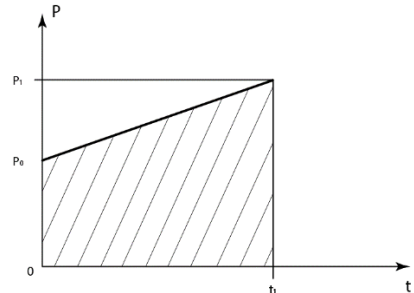
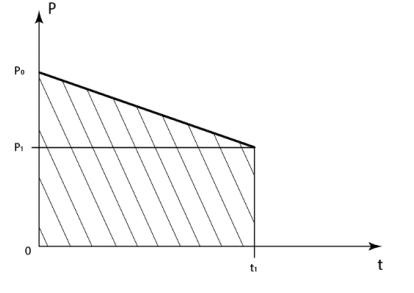
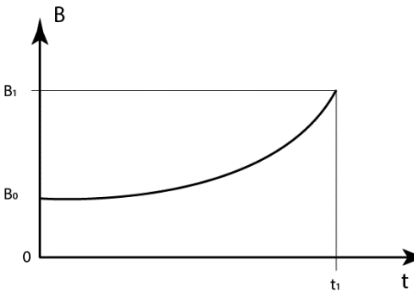
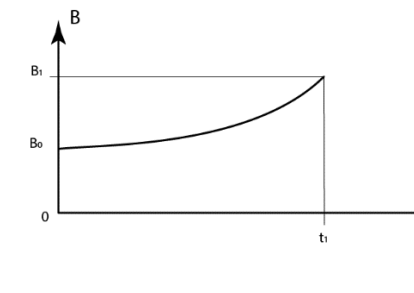
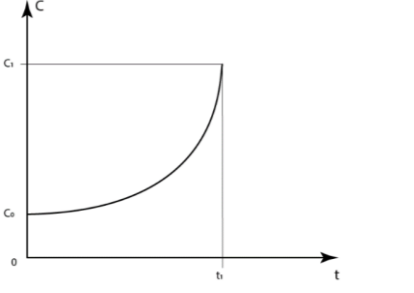
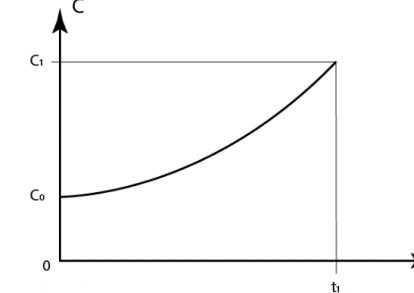
Витрати первинного палива будуть змінюватися за кубічною залежністю:

$$W_m = P_0 \Delta t_m^2 - \frac{P_0 - P_1}{t_1} \cdot \Delta t_m^3. \quad (22)$$

Тоді ціна первинного палива буде змінюватися за наступним співвідношенням:

$$C_m = c_0 (P_0 \Delta t_m^2 - \frac{P_0 - P_1}{t_1} \cdot \Delta t_m^3). \quad (23)$$

Таблиця

	Варіант 1	Варіант 2
Функція залежності потужності і $P(t)$	$P = kt + P_0.$	$P = P_0 - kt.$
Графік залежності потужності і $P(t)$	Рис. 6 	Рис. 9 
Графік залежності витрат палива $B(t)$	Рис. 7 	Рис. 10 
Графік залежності ціни первинного палива $C(t)$	Рис. 8 	Рис. 11 

Графік залежності ціни первинного палива  $C(t)$  наведено на рис. 11. Відповідно до рис. 11, при поступовій зміні активної потужності, ціна первинного палива буде зростати, однак характер зростання кривої буде більш пологим, ніж на рис. 8.

### Висновки

1. Проведений аналіз визначив значне поширення та успішне функціонування сучасних локальних систем Microgrid, які розглядаються як група взаємопов'язаних навантажень і розосереджених енергетичних ресурсів у чітко визначених територіальних межах і діють як єдиний керований об'єкт щодо мережі вищого рівня та можуть підключатися або відключатися від цієї мережі, щоб мати можливість працювати як у підключеному, так і в острівному режимі.

2. Показано, що на локальному рівні найбільш повно проявляються переваги динамічної тарифікації, а сучасна взаємодія учасників на ринку допоміжних послуг передбачає підвищення ролі агрегаторів розосередженої генерації та агрегаторів розосередженого споживання, а також актуальним постає дослідження сегментації ринку електроенергії щодо вибору стратегії кращої реалізації динамічних

цін, розвитку бізнес-моделей з поєднанням фізичного, комунікаційного, інформаційного та бізнесового рівнів.

3. Визначено вплив динамічного ціноутворення на функції Microgrid з врахуванням факторів, які впливають на попит на електроенергію та залежать від режимів роботи генератора та навантаження, зокрема, з виділенням «еталонного тарифу». Обґрунтовано, що ефективне динамічне ціноутворення можливе за умови використання Smart-лічильників з мінімальними вимогами, що дозволяють надійно відслідковувати витрати первинного палива на генерацію та споживання електроенергії в конкретні часові інтервали.

4. Розроблений алгоритм розрахунку ціни первинного палива в залежності від нерівномірності споживання активної потужності протягом певного періоду часу дозволяє використовувати динамічну тарифікацію при зміні режимів роботи генераторів Microgrid, забезпечуючи при цьому адекватну ціну для споживачів і виробників як первинного палива, так і відпущеної та спожитої електроенергії. З використанням модифікації потужності Фризе в розробленому алгоритмі передбачено розрахунок оптимального значення активної потужності, яке відповідає рівномірному споживанню електроенергії та характеризується мінімальним використанням первинного палива.

5. Обґрунтовано необхідність здійснити поєднання технічних та економічних (фінансових, цінових) показників в бізнес-моделях та технічних засобах на рівні Microgrid, що дозволить суттєво покращити процес керування попитом на електроенергію в умовах функціонування локального ринку електричної енергії. Запропонований алгоритм дозволяє досліджувати вплив достатньо швидкої зміни рівня потужності генератора та потужності споживання електроенергії на зміну вартісних показників системи, впровадження механізмів DSM та заходів з підвищення енергоефективності.

#### **Список використаної літератури**

1. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.
2. [http://www.energics.net/Smart\\_Grid\\_1.0-3.0.html](http://www.energics.net/Smart_Grid_1.0-3.0.html)
3. The Advanced Microgrid Integration and Interoperability Sandia National Laboratories. Март 2016
4. Adam Hirscha, Yael Paraga, Josep Guerrero. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues // Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 90, July 2018. – P. 402-411.
5. Seyyed Mostafa Nosratabadi, Rahmat-Allah Hooshmand, Eskandar Gholipour. A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems // Renewable and Sustainable Energy Reviews 67 (2017). – P. 341–363.
6. Eunice Espe, Vidyasagar Potdar, Elizabeth Chang. Prosumer Communities and Relationships in Smart Grids: A Literature Review, Evolution and Future Directions // Energies 2018, 11, 2528.
7. Syed Hamad Hassan Shah, Shen Lei, Saleha Noor, Amna Anjum. Research Synthesis and New Directions of Prosumption: A bibliometric analysis // International Journal of Information and Management Sciences 31 (2020), 79-98. DOI:10.6186/IJIMS.202003 31(1).0005.
8. Levent Yavuz, Ahmet Önen, S.M. Muyeen, Innocent Kamwa. Transformation of microgrid to virtual power plant – a comprehensive review // IET Gener. Transm. Distrib., 2019, Vol. 13 Iss. 11, pp. 1994-2005.
9. Ramsay C. The Virtual Power Plant: Enabling Integration of distributed generation and demand. – FENIX Bulletin 2, Jan 2008; FENIX PROJECT ([fenix-project.org](http://fenix-project.org))
10. Thomsen J., Saad Hussein N., Senkpiel C., Hartmann N., Schlegl, T. An optimized energy system planning and operation on distribution grid level - The Decentralized Market Agent as a novel approach // Sustainable energy, grids and networks. – 2017. – № 12. – pp.40-56.
11. A Two Stage Increase-decrease Algorithm to Optimize Distributed Generation in a Virtual Power Plant. 2016. – <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216314059?via%3Dihub>
12. Towards the next generation of smart grids: Semantic and holonic multi-agent management of distributed energy resources // Shaun Howell, Yacine Rezgui, Jean Laurent Hippolyte, Bejay Jayan, Haijiang Li. – Вересень 2017. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117304392>
13. Diego Laurindo de Souza, Mario Orlando Oliveira, Jorge Javier Gimenez Ledesma, Oswaldo Hideo Ando Junior. The Virtual Power Plant for the Management and Control of Distributed Generation – Review // International Journal of Advanced Engineering Research and Science (IJAERS) [Vol-6, Issue-6, June- 2019] – P. 458 – 465.
14. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:c981f877826aa27be7991a852109095a255b0d90/peg-part01-ru.pdf>
15. Денисюк С.П., Стржелецьки Р. Формування складових інтелектуальної платформи керування енергетичними системами та мережами // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2019. – № 3. –

C. 7–22.

16. Grid Interactive Microgrid Controllers and the Management of Aggregated Distributed Energy Resources (DER). EPRI 2015.

17. The Distributed Energy Resource Management System Comes of Age 31.01.2017 <https://www.greentechmedia.com/articles/read/the-distributed-energy-resource-management-system-comes-of-age>

18. <https://www.researchandmarkets.com/reports/3832424/global-generation-management-systems-market-2016>

19. <https://smartgrid.ieee.org/newsletters/august-2019/grid-management-system-a-key-enabler-of-grid-modernization> Moein Lak, Anthony Johnson, Brenden Russell

20. <https://etap.com/product/automatic-generation-control-software>

21. Imbault F., Swiatek M., Plana R. The green blockchain: Managing decentralized energy production and consumption // 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). – 6 June 2017.

22. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/uk/Documents/energy-resources/deloitte-uk-energy-as-a-service-report-2019.pdf>

23. <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/micro-grid-market>

24. <https://www.globenewswire.com/en/news-release/2021/04/23/2215785/28124/en/Global-Distributed-Generation-DG-Market-Report-2021-2025-Solar-PV-Attains-Grid-Parity-A-Major-Milestone-for-DG.html>

25. <https://www.marketresearchfuture.com/reports/microgrid-as-a-service-market-1874>

26. <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/microgrid-as-a-service-market-30653958.html>

27. Z. Hu, J. Kim, J. Wang, and J. Byrne, “Review of dynamic pricing programs in the US and Europe: Status quo and policy recommendations,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 743–751, 2015.

28. Chopra S, Meindl P. *Supply Chain Management*, Third. New Jersey: Prentice Hall, 2007.

29. Yalcintas M., Hagen W.T., Kaya A. An analysis of load reduction and load shifting techniques in commercial and industrial buildings under dynamic electricity pricing schedules // *Energy Build.*, vol. 88, pp. 15–24, 2015.

30. Shirazi E., Jadid S. Optimal residential appliance scheduling under dynamic pricing scheme via HEMDAS // *Energy Build.*, vol. 93, pp.40–49, 2015.

31. Kelly-Detwiler, P. Solar and Storage Offerings Have Long-Term Implications for Electricity Markets. *Natural Gas & Electricity*. <https://doi.org/10.1002/gas.21839>

32. Joskow, Paul L., Catherine D. Wolfram. *Dynamic Pricing of Electricity* // *American Economic Review*, 2012. 102 (3). pp.381–85.

33. Arup Sinha, A.K. Basu, R.N. Lahiri, S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, Peter A. Crossley. Setting of Market Clearing Price (MCP) in Microgrid Power Scenario // *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008 IEEE

34. Toru Namerikawa, Norio Okubo, Ryutaro Sato, Yoshihiro Okawa, and Masahiro Ono. Real-Time Pricing Mechanism for Electricity Market with Built-In Incentive for Participation // *IEEE Transactions on Smart Grid* (Volume: 6, Issue: 6) – 2015

35. Qian MA, Fanlin MENG, Xiao-Jun ZENG. Optimal dynamic pricing for smart grid having mixed customers with and without smart meters // *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. – 2018. – Volume 6. – P.1244–1254.

36. Optimal Real-Time Pricing Algorithm Based on Utility Maximization for Smart Grid / Pedram Samadi, Amir-Hamed Mohsenian-Rad, Robert Schober, Vincent W. S. Wong, Juri Jatskevich // *First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, 4-6 Oct. 2010.

37. Goutam Dutta, Krishnendranath Mitra. A literature review on dynamic pricing of electricity // *Journal of the Operational Research Society*, Palgrave Macmillan; The OR Society, 2017. – vol. 68(10). – P. 1131–1145.

38. Жуйков В.Я., Бойко І.Ю. Динамічна електро-вартісна модель енергогенеруючої системи // *Електроніка та зв'язок: науково-технічний журнал*. – 2016. – Т. 21, № 6(95). – С. 27–33.

39. Zhuikov V., Boiko I., Denysiuk S. Model of dynamic tariffing Microgrid's electricity consumption in local energy markets // *Science and Education a New Dimension*. IX (31), Issue 250. Hungary, 2021. P. 46-49.

40. Жуйков В.Я., Денисюк С.П. *Енергетичні процеси в електричних колах з ключовими елементами*. – К.: Видавництво ТЕКСТ, 2010. – 264 с.

41. Денисюк С.П. Аналіз та оптимізація енергопроцесів у розосереджених електроенергетичних системах // *Технічна електродинаміка*. – 2016. – № 4. – С. 62–64.

42. Денисюк С.П., Коломійчук М.О. А.С. № 1007859 Україна. «Алгоритм оцінки фінансових та технічних показників ефективності роботи Microgrid в динамічних режимах». Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 1007859, дата реєстрації .....2021.

43. Калюжний Д.М., Карюк А.О., Щербак І.Є. Конспект лекцій з курсу «Електропостачання та електрозбереження». – Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2016. – 124 с.
44. Каленчук-Порханова А.А. Аппарат аппроксимации для анализа и синтеза сложных систем // Пр. Міжнар. конф. «50 років Інституту кібернетики ім. В.М. Глушкова НАН України». – Київ, 2008. – С. 354–361.
45. Основы теории цепей: Учеб. для вузов / Г.В. Зевеке, П.А. Ионкин, А.В. Нетушил, С.В. Страхов. – 5-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
46. Мятишкин Г.В., Бирюк В.В., Прохорова А.С. Определение энергоэффективности системы электроснабжения промышленного предприятия через оценку режимов потребления электрической энергии // Samara National Research University named after Academician S.P. Korolyov. – С. 181–183.
47. Денисюк С.П., Опришко В.П. Дослідження програм з керування попиту на електроенергію та аналіз ефективності їх використання // Technology Audit & Production Reserves. – 2016. – том 3 (29) – С.69–73.

**S. Denysiuk**, Dr. Sc. Sciences, Prof., ORCID 0000-0002-6299-3680  
**M. Kolomiichuk**, student, ORCID 0000-0002-7967-6112  
**National Technical University of Ukraine  
"Kyiv Polytechnic Institute named after Igor Sikorsky"**

### **EVALUATION OF FINANCIAL AND TECHNICAL INDICATORS OF EFFICIENCY OF MICROGRID WORK IN DYNAMIC MODES**

*The analysis showed the significant spread and successful operation of modern local Microgrid systems, which are considered as a group of interconnected loads and dispersed energy resources within clearly defined territorial boundaries and act as a single managed object for a higher level network and can connect or disconnect from this network to be able to work in both connected and island mode. An assessment of the financial and technical performance of Microgrid in dynamic modes, in particular, the development of Microgrid to ensure optimal generation and consumption regimes in terms of their performance in local markets. The Microgrid has been identified as being able to improve the stability, reliability, quality, and safety of conventional distribution systems, making it a more reliable and useful technique for generating electricity and reducing the use of non-renewable energy sources.*

*It is shown that the advantages of dynamic charging are most fully manifested at the local level, and modern interaction of participants in the market of ancillary services involves increasing the role of aggregates of aggregate and aggregates of dispersed consumption. -models with a combination of physical, communication, information, and business levels. The tariff for dynamic pricing should be considered as one of the most efficient and economical programs, in which the price of electricity changes over a period. At the same time, charging must be based on dynamic models, which should include the fundamentally dynamic nature of regulating the capacity of the system and stimulating the relevant desired actions by the consumer. The application of tariff calculation in dynamic tariffing is proposed not by time interval, but by state; summing up the real balance of energy components (instantaneous and integral values); formation for further control of optimality of levels of generation and consumption of the electric power, in particular, in the form of the reference tariff and reference profiles of generation and consumption of the electric power.*

*The influence of dynamic pricing on Microgrid functions is determined taking into account the factors that affect electricity demand and depend on the modes of operation of the generator and load, in particular, with the allocation of the "reference tariff". It is substantiated that efficient dynamic pricing is possible with the use of Smart meters with minimum requirements that allow you to reliably monitor the cost of primary fuel for generation and electricity consumption in specific time intervals. The developed algorithm for calculating the price of primary fuel depending on the uneven consumption of active power over a period allows you to use dynamic charging when changing modes of operation of Microgrid generators, while providing an adequate price for consumers and producers of primary fuel and electricity supplied and consumed. Using the Frieze power modification, the developed algorithm provides for the calculation of the optimal value of active power, which corresponds to a uniform power consumption and is characterized by minimal use of primary fuel.*

*The need to combine technical and economic (financial, price) indicators in business models and technical means at the Microgrid level is substantiated, which will significantly improve the process of managing electricity demand in the local electricity market. The proposed algorithm allows studying the impact of a rapid change in the level of generator power and power consumption on changes in cost indicators of the system, the introduction of demand management mechanisms and measures to improve energy efficiency.*

**Keywords:** *Microgrid, dynamic tariffing, reference tariff, Smart-meters, Frieze power, price calculation*

*algorithm, primary fuel, energy consumption optimization.*

### References

1. Intelligent electrical networks: elements and modes. For the general ed. acad. NAS of Ukraine Kirilenko O. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2016. - 400 p.
2. [http://www.energics.net/Smart\\_Grid\\_1.0-3.0.html](http://www.energics.net/Smart_Grid_1.0-3.0.html)
3. The Advanced Microgrid Integration and Interoperability Sandia National Laboratories. Mapr 2016
4. Adam Hirscha, Yael Paraga, Josep Guerrero. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 90, July 2018, Pages 402-411.
5. Seyyed Mostafa Nosratabadi, Rahmat-Allah Hooshmand, Eskandar Gholipour. A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems // *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67 (2017). – P. 341–363.
6. Eunice Espe, Vidyasagar Potdar, Elizabeth Chang. Prosumer Communities and Relationships in Smart Grids: A Literature Review, Evolution and Future Directions // *Energies* 2018, 11, 2528.
7. Syed Hamad Hassan Shah, Shen Lei, Saleha Noor, Amna Anjum. Research Synthesis and New Directions of Prosumption: A bibliometric analysis // *International Journal of Information and Management Sciences* 31 (2020), 79-98. DOI:10.6186/IJIMS.202003 31(1).0005.
8. Levent Yavuz, Ahmet Önen, S.M. Muyeen, Innocent Kamwa. Transformation of microgrid to virtual power plant – a comprehensive review // *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2019, Vol. 13 Iss. 11, pp. 1994-2005.
9. Ramsay C. The Virtual Power Plant: Enabling Integration of distributed generation and demand. – *FENIX Bulletin* 2, Jan 2008; [FENIX PROJECT \(fenix-project.org\)](http://fenix-project.org)
10. Thomsen J., Saad Hussein N., Senkpiel C., Hartmann N., Schlegl, T. An optimized energy system planning and operation on distribution grid level - The Decentralized Market Agent as a novel approach // *Sustainable energy, grids and networks*. – 2017. – № 12. – pp.40-56.
11. A Two Stage Increase-decrease Algorithm to Optimize Distributed Generation in a Virtual Power Plant. 2016. – <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216314059?via%3Dihub>
12. Towards the next generation of smart grids: Semantic and holonic multi-agent management of distributed energy resources // Shaun Howell, Yacine Rezgui, Jean Laurent Hippolyte, Bejay Jayan, Haijiang Li. – Вересень 2017. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117304392>
13. Diego Laurindo de Souza, Mario Orlando Oliveira, Jorge Javier Gimenez Ledesma, Oswaldo Hideo Ando Junior. The Virtual Power Plant for the Management and Control of Distributed Generation – Review // *International Journal of Advanced Engineering Research and Science (IJAERS)* [Vol-6, Issue-6, June- 2019] – P. 458 – 465.
14. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:c981f877826aa27be7991a852109095a255b0d90/peg-part01-ru.pdf>
15. Denysiuk S., Strzelecki R. Formation of components of an intelligent platform for managing energy systems and networks // *Energy: economics, technology, ecology*. – 2019. – № 3. – pp. 7–22.
16. Grid Interactive Microgrid Controllers and the Management of Aggregated Distributed Energy Resources (DER). EPRI 2015.
17. The Distributed Energy Resource Management System Comes of Age 31.01.2017 <https://www.greentechmedia.com/articles/read/the-distributed-energy-resource-management-system-comes-of-age>
18. <https://www.researchandmarkets.com/reports/3832424/global-generation-management-systems-market-2016>
19. <https://smartgrid.ieee.org/newsletters/august-2019/grid-management-system-a-key-enabler-of-grid-modernization> Moein Lak, Anthony Johnson, Brenden Russell
20. <https://etap.com/product/automatic-generation-control-software>
21. Imbault F., Swiatek M., Plana R. The green blockchain: Managing decentralized energy production and consumption // 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). – 6 June 2017.
22. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/uk/Documents/energy-resources/deloitte-uk-energy-as-a-service-report-2019.pdf>
23. <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/micro-grid-market>
24. <https://www.globenewswire.com/en/news-release/2021/04/23/2215785/28124/en/Global-Distributed-Generation-DG-Market-Report-2021-2025-Solar-PV-Attains-Grid-Parity-A-Major-Milestone-for-DG.html>
25. <https://www.marketresearchfuture.com/reports/microgrid-as-a-service-market-1874>
26. <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/microgrid-as-a-service-market-30653958.html>
27. Z. Hu, J. Kim, J. Wang, and J. Byrne, “Review of dynamic pricing programs in the US and Europe :

- Status quo and policy recommendations,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 743–751, 2015.
28. Chopra C., Meindl P. *Supply Chain Management*, Third. New Jersey: Prentice Hall, 2007.
29. Yalcintas M., Hagen W.T., Kaya A. An analysis of load reduction and load shifting techniques in commercial and industrial buildings under dynamic electricity pricing schedules // *Energy Build.*, vol. 88, pp. 15–24, 2015.
30. Shirazi E., Jadid S. Optimal residential appliance scheduling under dynamic pricing scheme via HEMDAS // *Energy Build.*, vol. 93, pp.40–49, 2015.
31. Kelly-Detwiler, P. Solar and Storage Offerings Have Long-Term Implications for Electricity Markets. *Natural Gas & Electricity*. <https://doi.org/10.1002/gas.21839>
32. Joskow, Paul L., Catherine D. Wolfram. Dynamic Pricing of Electricity // *American Economic Review*, 2012. 102 (3): 381–85.
33. Arup Sinha, A.K. Basu, R.N. Lahiri, S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, Peter A. Crossley. Setting of Market Clearing Price (MCP) in Microgrid Power Scenario // *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008 IEEE
34. Toru Namerikawa, Norio Okubo, Ryutaro Sato, Yoshihiro Okawa, and Masahiro Ono. Real-Time Pricing Mechanism for Electricity Market with Built-In Incentive for Participation // *IEEE Transactions on Smart Grid* (Volume: 6, Issue: 6) – 2015
35. Qian MA, Fanlin MENG, Xiao-Jun ZENG. Optimal dynamic pricing for smart grid having mixed customers with and without smart meters // *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. – 2018. – Volume 6. – pp.1244–1254.
36. Optimal Real-Time Pricing Algorithm Based on Utility Maximization for Smart Grid / Pedram Samadi, Amir-Hamed Mohsenian-Rad, Robert Schober, Vincent W. S. Wong, Juri Jatskevich // *First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, 4-6 Oct. 2010.
37. Goutam Dutta, Krishnendranath Mitra. A literature review on dynamic pricing of electricity // *Journal of the Operational Research Society*, Palgrave Macmillan; The OR Society, 2017. – vol. 68(10). – P. 1131–1145.
38. Zhuikov V.Ya., Boyko I.Yu. Dynamic electro-cost model of energy generating system // *Electronics and communication: scientific and technical journal*. – 2016. – V. 21, № 6(95). – P. 27–33.
39. Zhuikov V., Boiko I., Denysiuk S. Model of dynamic tariffing Microgrid's electricity consumption in local energy markets // *Science and Education a New Dimension*. IX (31), Issue 250. Hungary, 2021. P. 46-49.
40. Zhuikov V.Ya., Denysiuk S.P. *Energy processes in electrical circuits with key elements*. – Kyiv: TEXT Publishing House, 2010. – 264 p.
41. Denysiuk S.P. Analysis and optimization of energy processes in dispersed power systems // *Technical Electrodynamics*. – 2016. – № 4. – P. 62–64.
42. Denysiuk S.P., Kolomyichuk M.O. A.S. № 1007859 Ukraine. "Algorithm for assessing the financial and technical performance of Microgrid in dynamic modes" Certificate of registration of copyright to the work № 1007859, date of registration... .2021.
43. Kalyuzhny D.M., Karyuk A.O., Shcherbak I.E. Synopsis of lectures on the course "Electricity and power saving". – Kharkiv: KhNUMG them. O.M. Beketov, 2016. – 124 c.
44. Kalenchuk-Porkhanova A.A. Apparatus for approximation for analysis and synthesis of complex systems // *Pr. International. conf. "50 years of the Institute of Cybernetics. V.M. Glushkova National Academy of Sciences of Ukraine "*. – Kyiv, 2008. – P. 354–361.
45. *Fundamentals of circuit theory: Textbook. for universities / G.V. Zeveke, P.A. Ionkin, A.V. Netushil, S.V. Fears*. – 5th ed., Reworked. – M.: Energoatomizdat, 1989. – 528 p.
46. Myatishkin G.V., Biryuk V.V., Prokhorova A.S. Determination of energy efficiency of the power supply system of an industrial enterprise through the assessment of modes of electricity consumption // *Samara National Research University named after Academician S.P. Korolyov*. – P. 181 –183.
47. Denisyuk S.P., Opryshko V.P. Research of programs on management of demand for the electric power and the analysis of efficiency of their use // *Technology Audit & Production Reserves*. – 2016. – V. 3 (29) – P. 69–73.

Надійшла 01.11.2021  
Received 01.11.2021

# ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

УДК 621.311:681.3

DOI 10.20535/1813-5420.3.2021.251196

Д.О. Олефір, ORCID 0000-0002-1154-6127

В.Ю.Бабіч, ORCID 0000-0002-4922-6313

ПрАТ «Укргідроенерго»

І.В. Блінов, д-р. техн. наук, ORCID 0000-0001-8010-5301

Інститут електродинаміки НАН України,

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

## АКТУАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОЕС УКРАЇНИ РЕСУРСАМИ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ

*Розглянуто основні вимоги до обсягів надання допоміжних послуг в ОЕС України, зокрема резерву підтримання частоти та резервів відновлення частоти. Показано вплив відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) на баланс виробництва та споживання електричної енергії. Розглянуте місце гідроелектростанцій в сучасних умовах функціонування ОЕС України та структурі ринку допоміжних послуг. Показано, що за існуючої в ОЕС України структури виробничих потужностей фактично лише агрегати ГЕС та ГАЕС здатні балансувати швидкозмінний графік навантажень відновлюваних джерел енергії за рахунок їх високої маневреності. Наведено особливості роботи агрегатів ГЕС у нормальних та аварійних режимах. Означені перспективи розвитку допоміжних послуг в ОЕС України. За результатами аналізу особливостей функціонування ОЕС України відзначено потребу оновлення нормативної бази, зокрема і Кодексу системи передачі в частині актуалізації вимог щодо мінімально необхідних обсягів резервів для регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України з огляду на зростання частки нерегульованих ВДЕ у структурі виробничих потужностей. Запропоновані окремі заходи для підвищення рівня операційної безпеки режимів в умовах подальшого розвитку ВДЕ та планів синхронізації ОЕС України з енергосистемами ENTSO-E. Бібл. 18, рис. 4.*

**Ключові слова:** ринок електричної енергії, електроенергетична система, гідроелектростанція, резерв відновлення частоти, резерв підтримання частоти

**Вступ.** В Україні вже більше двох років функціонує лібералізований ринок електроенергії [1,2]. В той час, як запуск організованих сегментів ринку [3-5] електричної енергії України відбувся вже у липні 2019 року, початок функціонування ринку допоміжних послуг [6, 7] заримувався внаслідок тривалої за часом процедури сертифікації енергоагрегатів електростанцій до надання окремих видів допоміжних послуг. Тому перші торги у цьому ринковому сегменті відбулися вже у березні 2020 року. При цьому Оператор системи передачі (ОСП) в Україні (НЕК «Укренерго») неодноразово вдавався до впровадження технологічних обмежень як на обсяги генерації (зокрема, для станцій з відновлюваними джерелами – ВДЕ), так і в частині імпорту/експорту електричної енергії. Проте згідно оприлюдненої на офіційному сайті НЕК «Укренерго» ретроспективної інформації, частка торгів на балансуєчому ринку не часто перевищує 5%, що свідчить про достатньо якісний рівень прогнозування балансу виробництва і споживання електричної енергії. Тому суть проблем балансування режимів ОЕС України полягає передусім у невідповідності наявних ресурсів допоміжних послуг фактичним потребам підтримки операційної безпеки режимів ОЕС України.

**Мета та завдання.** Публікація присвячена висвітленню результатів дослідження сучасного стану, проблем та перспектив подальшого розвитку сегменту допоміжних послуг в Україні. Дослідження виконувалися аналізом нормативно-правової бази функціонування ринку допоміжних послуг та ретроспективної інформації, оприлюдненої НЕК «Укренерго», як оператора системи передачі.

**Матеріал і результати досліджень.** Розглянемо основні вимоги до обсягів послуг регулювання режимів ОЕС України. Основним документом, який регламентує вимоги до надання допоміжних послуг, є Кодекс системи передачі (КСП) [8]. Так, відповідно до вимог Глави 8 Розділу V КСП, резерв підтримання частоти (РПЧ) повинен складати  $\pm 1000$  МВт для відокремленого від інших енергосистем режиму роботи ОЕС України. При цьому у КСП передбачається, що у ізольованому режимі роботи енергосистеми України величина 1000 МВт може бути загальним обсягом РПЧ та резервів відновлення частоти (РВЧ). Така вимога



обумовлена економічною доцільністю підтримання РПЧ. За умови синхронної роботи з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії чи ENTSO-E, обсяг РПЧ відповідним чином розраховує і затверджує ОСП. Для ОЕС України такий обсяг може складати близько  $\pm 140-190$  МВт. Тому тримати більші обсяги РПЧ для ізолюваного режиму не доцільно.

В частині вимог до обсягів РВЧ та резервів заміщення (РЗ) КСП регламентує 1000 МВт резервів на завантаження та 500 МВт – на розвантаження.

Згідно з реєстром одиниць надання допоміжних послуг, оприлюдненим на офіційному веб-сайті НЕК «Укренерго» 22.09.2021 в ОЕС України в аукціонах на закупівлю допоміжних послуг можуть брати участь 18 електростанцій [9]. З них – вісім ГЕС, вісім ТЕС, одна ТЕЦ та одна АЕС. Сумарний обсяг сертифікованих РПЧ станом на 22.09.2021 складав  $\pm 270$  МВт, автоматичні РВЧ (аРВЧ) – 1714 МВт ( $\pm 978$  МВт), ручні РВЧ (рРВЧ) – 4091 МВт (-4040 МВт) і РЗ – 4840 МВт.

Слід зауважити, що вимоги КСП в частині регулювання частоти та потужності формувалися на основі нормативних документів, затверджених Мінпаливенерго України ще у 2009 році, зокрема, мова іде про СОУ-Н ЯЕК 04.156:2009 «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України», і протягом останніх двох років в цій частині не переглядалися. Тому ці вимоги не враховують зміни у структурі виробничих потужностей ОЕС України, передусім збільшення частки ВДЕ та їх впливу на небаланси в ОЕС України [10, 11]. Так з 2018 до 2021 року встановлена потужність сонячних (СЕС) та вітрових (ВЕС) зросла з 1100 МВт до 7000 МВт [12, 13].

За останні три роки відбулося значне розбалансування ОЕС України внаслідок стрімкого та неконтрольованого введення в роботу ВДЕ, передусім СЕС та ВЕС. Розвитку ж та збільшенню обсягів швидких резервів потужності у енергосистемі не надавалося достатньої уваги. Підтвердженням цьому є той факт, що у Звіті з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву у 2020 році [14], затвердженого Постановою НКРЕКП від 16.06.2021 №975 зазначається, що з метою збільшення виробництва електроенергії електростанціями з використанням ВДЕ без застосування обмежень з боку диспетчера НЕК «Укренерго» (зменшення навантаження електростанцій на ВДЕ), в ОЕС України повинно бути не менше 2 ГВт високоманеврених потужностей. Таким чином, КСП потребує перегляду в частині визначення мінімально необхідних обсягів резервів для регулювання частоти та потужності в ОЕС України.

#### **Вплив ВДЕ на баланси виробництва/споживання електричної енергії.**

Як відомо, фактичний графік навантажень СЕС та ВЕС має різко змінний характер, обумовлений швидкоплинністю зміни погодних умов у місцях розташування ВДЕ. За оцінками НЕК «Укренерго» [12] ще у 2018 році зміна потужності СЕС та ВЕС у суміжні інтервали одиниці реального часу (15 хвилин) складала близько 450 МВт.

Суттєве збільшення встановленої потужності ВДЕ призводить до збільшення коливань нерегульованого відпуску електричної енергії в ОЕС України. Розглянемо приклад фактичного графіку роботи однієї з СЕС, що експлуатується в ОЕС України (рис.1). Встановлена потужність зазначеної електростанції складає близько 18 МВт. У період з 12<sup>00</sup> до 13<sup>00</sup> 29.06.2021 мінімальне значення навантаження зазначеної СЕС складало 3 МВт, а максимальне – 14,5 МВт. Протягом 2-3 хвилин зміна потужності становила 10,5 МВт, або 58,3% від встановленої потужності СЕС.

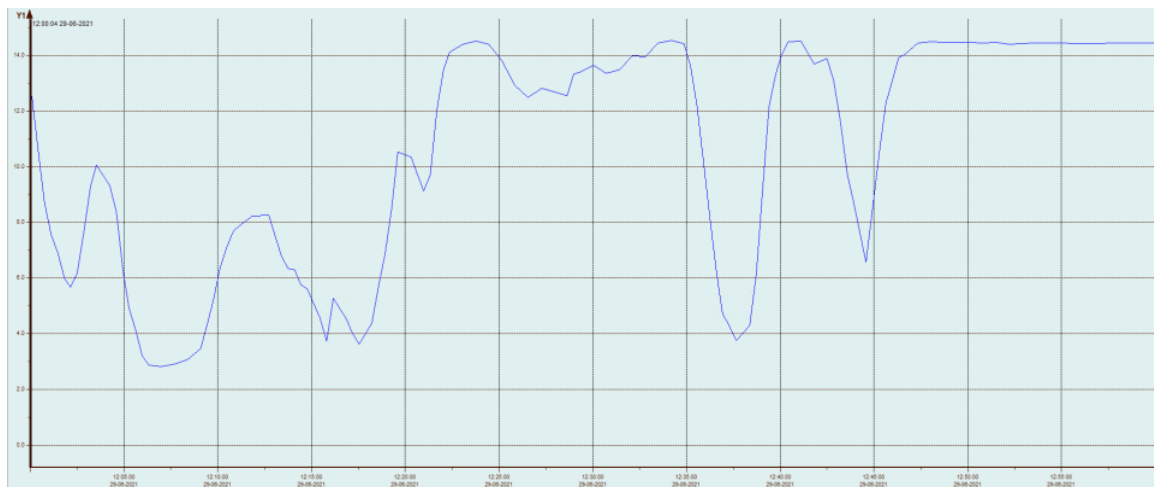


Рисунок 1 – Фактична зміна потужності СЕС протягом години 29.06.2021.

Згідно оприлюдненої НЕК «Укренерго» ретроспективній інформації про добові графіки виробництва/споживання електричної енергії в ОЕС України (рис.2), у період з 12<sup>00</sup> до 13<sup>00</sup> 29.06.2021 сумарна потужність ВДЕ становила 3149 МВт, з яких домінуючу частку у цю годину доби складають саме СЕС. Навіть з урахуванням взаємної компенсації коливань потужності окремих СЕС в різних частинах ОЕС України зміна потужності ВДЕ у суміжні інтервали одиниць реального часу може досягати 1000 МВт. Для більш точної оцінки коливань генерації ВДЕ в ОЕС України необхідні відповідні ґрунтовні дослідження. В межах даної публікації на якісному рівні показана потреба у збільшених в порівнянні з потребами трирічної давнини ресурсах підтримки частоти для компенсації коливань потужності ВДЕ.

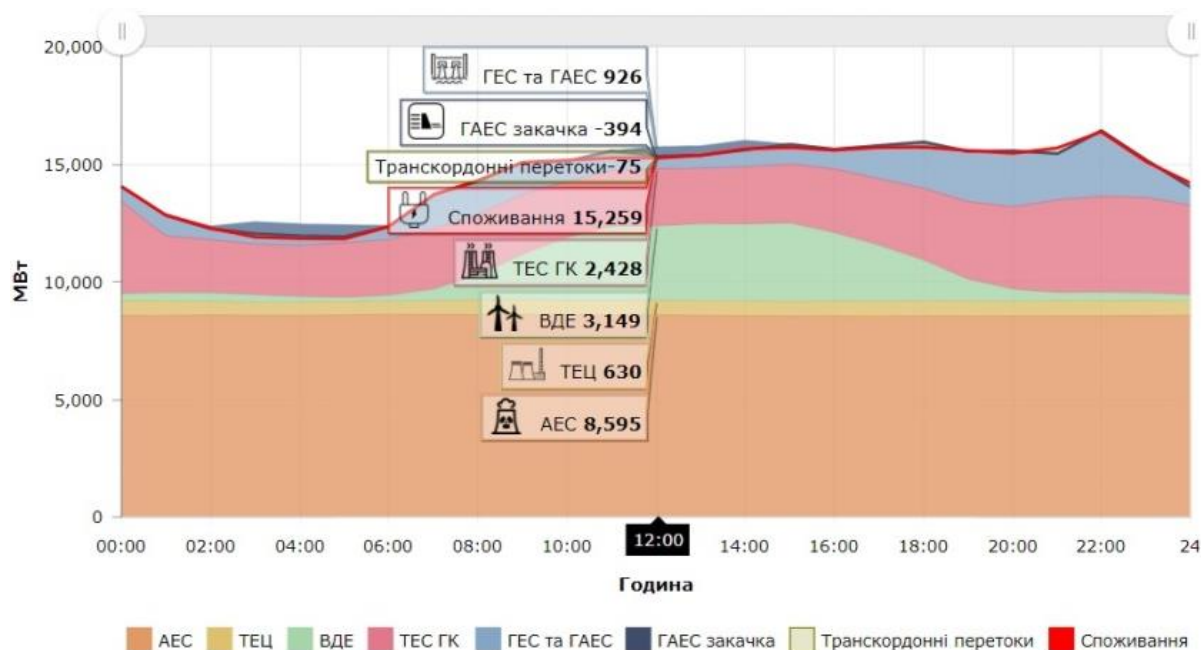


Рисунок 2 – Добовий графік виробництва/споживання електричної енергії в торговій зоні ОЕС України за 29.06.2021 (джерело НЕК «Укренерго»)

Слід окремо наголосити, що коливання потужності ВДЕ відбуваються у проміжках часу кілька хвилин. Тому задача компенсації коливань розв’язується послугами РПЧ, що призводить до відповідного збільшення вимог до обсягів РВЧ.

### Значення гідроелектростанцій у структурі допоміжних послуг.

Оскільки АЕС покривають базове навантаження, а електростанції на ВДЕ не мають механізмів для балансування, основне навантаження для підтримки балансу між виробництвом та споживанням електроенергії при різких змінах потужності ВДЕ покладається на ТЕС та ГЕС (ГАЕС). Слід врахувати, що зміна навантаження на енергоблоках ТЕС відбувається із швидкістю 3-5 МВт за хвилину і для компенсації коливань потужності ВДЕ і для надійної компенсації коливань потужності ВДЕ в ОЕС України необхідно утримувати до 3000 МВт потужностей РПЧ, що наразі фізично неможливо.

Проблема суттєвої нестачі РПЧ в ОЕС України наразі вирішується в основному значними обсягами послуги РВЧ, яку надають передусім ГЕС та ГАЕС. Тому за існуючої в ОЕС України структури виробничих потужностей лише агрегати ГЕС та ГАЕС здатні балансувати швидкозмінний графік навантажень СЕС за рахунок їх високої маневреності (зміна потужності на агрегатах ГЕС та ГАЕС ПрАТ «Укргідроенерго» триває від кількох десятків секунд до декількох хвилин).

Наприклад, графік роботи за 29.06.2021 Середньодніпровської ГЕС, гідроагрегати якої постійно підключені до системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОЕС України, наведено на рис. 3. Гідрогенератори цієї ГЕС протягом доби кожні 2-3 хвилини отримували в автоматичному режимі нові команди центрального регулятора САРЧП ОЕС України.



Рисунок 3 – Робота агрегатів Середньодніпровської ГЕС під управлінням центрального регулятора САРЧП ОЕС України.

Гідроенергетика завжди відігравала винятково важливу роль у функціонуванні ОЕС України. В майбутньому її позиції будуть зміцнюватись передусім в частині балансування режимів на фоні подальшого зростання частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України [15]. Сьогодні ПрАТ «Укргідроенерго» має на балансі високоманеврові потужності на ГЕС та ГАЕС та першим приймає все навантаження щодо підтримання балансу потужностей в ОЕС України у нормальних, а особливо – у аварійних режимах. Так протягом 2019-2020 років ПрАТ «Укргідроенерго» успішно провело сертифікацію гідроагрегатів на восьми гідроелектростанціях для надання допоміжних послуг з регулювання частоти та активної потужності. Крім того, у 2021 році продовжується робота щодо сертифікації додаткових агрегатів. Зокрема, наразі планується сертифікація 6 гідроагрегатів для надання послуги аРВЧ, та 9 гідроагрегатів для надання послуги рРВЧ.

Слід зауважити, що робота агрегатів ГЕС у нормальних та аварійних режимах суттєво відрізняється. Якщо у нормальному режимі відбуваються постійні зміни навантаження відповідно до сумарного коливання змін електроспоживання та потужності ВДЕ протягом 2-3 хвилин, то аварійне відключення енергоблоку АЕС призводить до максимального у цей момент часу завантаження агрегатів ГЕС. Аварійне завантаження ГЕС на повну потужність триває до реалізації послуги РЗ (третинне регулювання) на енергоблоках ТЕС (рис. 4).

Незважаючи на широкі технічні можливості використання гідроагрегатів у маневрених режимах, технічні можливості функціонування каскадів ГЕС мають ряд обмежень. Оскільки енергоносієм для ГЕС є гідроресурси річок, то і потужність гідроелектростанцій має узгоджуватись із наявними обсягами стоку річкової води. Тому обсяги виробництва електричної енергії каскадом ГЕС завжди мають нижню межу, зумовлену екологічними потребами санітарного стоку води та умовою недопущення переповнення водосховищ. Тому у періоди паводку ПрАТ «Укргідроенерго» має збільшувати мінімальні обсяги генерування електричної енергії, або здійснювати холостий спуск води із водосховищ (за системними обмеженнями на обсяги виробництва електричної енергії в ОЕС України), що призводить до появи втраченої вигоди.

Крім того, існує верхня межа відпуску електричної енергії каскадом ГЕС, зумовлена поточними обсягами стоку води у річках та умовою недопущення повного осушення водосховищ. Найбільш відчутно верхня межа відпуску електричної енергії для ГЕС спостерігається у періоди посухи.

Таким чином, обсяги відпуску електричної енергії каскадом ГЕС безпосередньо пов'язуються із природними обсягами стоку річкових вод та обсягами споживання річкової води для господарських потреб та потреб населення. Фактично наведені чинники не піддаються регулюванню, що суттєво збільшує ризики для операційної безпеки режимів ОЕС України з огляду на домінування ГЕС і ГАЕС у сегменті допоміжних послуг. Тому, не зважаючи на ефективність відпуску електричної енергії каскадом ГЕС та широкі можливості регулювання обсягів такого відпуску, для ОЕС України доцільним є і створення альтернативних обсягів ресурсів підтримки операційної безпеки режимів [14, 17, 18].



Рисунок 4 – Робота агрегатів ГЕС під управлінням центрального регулятора САРЧП ОЕС України при аварійному відключенні енергоблоку АЕС.

Сьогодні одним з дискусійних питань є участь агрегатів ГЕС у первинному регулюванні частоти, що потребує виконання відповідного аналізу та досліджень. Зокрема за умов нормального режиму роботи ОЕС України участь ГЕС у первинному регулюванні є недоцільною з наступних причин:

ГЕС є єдиним резервом потужності в енергосистемі України, що не залежить від поставок палива (газу, вугілля, мазуту), а залежить від наявності/відсутності гідроресурсів та поточних метеоумов. Використання гідроресурсів для потреб підтримання частоти (первинне регулювання) призведе до відсутності гідроресурсів для відновлення частоти (автоматичне та ручне вторинне регулювання частоти та потужності) та обмеження можливостей ОСП для балансування в ОЕС України;

- спрацювання водосховищ ГЕС повинно враховувати потреби інших водокористувачів, і тому ГЕС повинні, по-можливості, дотримуватися добового диспетчерського графіку й добових скидів води;

- у певні години доби гідроагрегати ГЕС повністю розвантажуються й відключаються від мережі для підтримання балансу потужності в ОЕС України, що призводить до відсутності резервів підтримання частоти на ГЕС у цей період.

З іншого боку ГЕС мають бути готовими у будь-який момент часу до регулювання частоти у ізолюваному енергорайоні.

#### **Перспективи розвитку допоміжних послуг в ОЕС України.**

Наразі ОЕС України функціонує паралельно з енергооб'єднанням енергосистем країн СНД та Балтії, що накладає відповідні узгоджені із цими країнами зобов'язання, зокрема і нормовані обсяги резервів первинного та вторинного регулювання частоти і потужності в національній енергосистемі.

В умовах збільшення частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України підвищуються і вимоги до аварійних резервів. Так за вимкнення найпотужнішого в ОЕС України енергоблоку АЕС 1000 МВт, необхідно компенсувати не тільки цю потужність, але і моментальні коливання обсягів відпуску електричної енергії з ВДЕ. При цьому обсягів наявних резервів відновлення частоти буде недостатньо, і ОЕС України не зможе виконувати погоджені обсяги відхилення сальдо перетоків потужності. Тому нормативно-правова база української електроенергетики, зокрема і КСП потребує коригування відповідних вимог до обсягів ресурсів допоміжних послуг, а ОЕС України потребує збільшення обсягів придбання ОСП резервів для підтримання та відновлення частоти на ринку допоміжних послуг, а також введення в дію додаткових маневрових потужностей, здатних забезпечити операційну безпеку режимів в умовах подальшого зростання встановленої потужності ВДЕ.

Враховуючи, що одним з пріоритетів розвитку ОЕС України є перехід на синхронну роботу з енергооб'єднанням ENTSO-E, необхідно здійснити ряд заходів, серед яких основними є наявність достатніх резервів для регулювання частоти та потужності, а також позитивні результати тестувань роботи ОЕС України у відокремленому від сусідніх енергосистем режимі з регулюванням частоти на заданому рівні.

Для розв'язання цих та інших нагальних задач необхідно здійснити ряд заходів, а саме: внесення змін до нормативної бази щодо обсягів резервів на потреби регулювання частоти та активної потужності, прискорене проведення сертифікаційних випробувань енергоблоків та агрегатів електростанцій, а також збільшення обсягів закупівлі відповідних резервів ОСП на ринку допоміжних послуг.

**Висновки.** За результатами аналізу особливостей функціонування ОЕС України відзначено потребу оновлення Кодексу системи передачі в частині актуалізації вимог щодо мінімально необхідних обсягів резервів для регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України з огляду на зростання частки нерегульованих ВДЕ у структурі виробничих потужностей, яке призводить до потреби збільшення обсягів ресурсів регулювання режимів. Відзначено, що ГЕС і ГАЕС фактично домінують у сегменті допоміжних послуг України, оскільки єдиним джерелом високоманеврених (пікових) потужностей в ОЕС України і саме ГАЕС забезпечують згладжування графіку споживання електричної енергії, а останнім часом і компенсацію відпуску електроенергії з ВДЕ. Реконструкція існуючих потужностей ГЕС і ГАЕС та будівництво нових є необхідною умовою для підтримки операційної безпеки режимів, а також збільшення можливостей для синхронізації ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E. Враховуючи неконтрольовані обсяги водних ресурсів річок також доцільним є впровадження додаткових ресурсів регулювання режимів для підвищення надійності функціонування ОЕС України. Означені заходи дозволять підвищити рівень операційної безпеки режимів в умовах подальшого розвитку ВДЕ та планів синхронізації ОЕС України з ENTSO-E.

#### Список використаних джерел:

1. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 №2019-VIII.
2. Блінов І.В. Проблеми функціонування та розвитку ринку електричної енергії України. (за матеріалами наукової доповіді на засіданні Президії НАН України 3 лютого 2021 р.). Вісник НАН України. 2021. № 3. С. 20-28. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2019.54.005>
3. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Правил ринку» №307 від 14.03.2018 .
4. Постанова НКРЕКП «Про затвердження правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку» №308 від 14.03.2018
5. Иванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В. Комплексна розрахункова модель ринку на добу наперед та балансуєчого ринку електроенергії України // *Промелектро*. 2016. № 4-5. С. 8–12.
6. Баталов А.Г., Денисевич К.Б., Олефір Д.О. Перспективи створення і розвитку балансуєчого ринку та ринку допоміжних послуг в ОЕС України. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2010. №. 25. С. 14-20.
7. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Оцінка роботи електростанцій при наданні допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 5. С. 55 – 60.
8. Блінов І.В., Парус Є.В., Рибіна О.Б. Способи визначення плати електростанціям за готовність та фактичне надання послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в Україні // *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2012. № 33. С. 128-134
9. Постанова НКРЕКП «Про затвердження кодексу системи передачі» №309 від 14.03.2018
10. Реєстр одиниць надання допоміжних послуг для ОЕС України // НЕК «Укренерго». 2021. <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/09/Reyestr-vid-22.09.2021.pdf> (Доступ: 30.11.2021)
11. Иванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О., Складові моделі для аналізу впливу відновлюваних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії в Україні// *Технічна електродинаміка*. 2020. № 4. с. 72-75 DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2020.04.072>

12. Кириленко О.В., Басок Б.І., Базєєв Є.Т., Блінов І.В. Енергетика України та реалії глобального потепління// *Технічна електродинаміка*. 2020. № 3. С 52-61.
13. Аналітичний звіт до питання розвитку ВЕС та СЕС в складі ОЕС України // НЕК «Укренерго». 2018. С. 11 <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/06/ANALITYCHNYJ-ZVIT-2.pdf> (Доступ: 30.11.2021)
14. Басок Б.І., Буткевич О.Ф., Дубовський С.В. Техніко-економічні аспекти оцінювання перспектив декарбонізації об'єднаної енергосистеми України// *Технічна електродинаміка*. 2021. №5. С.55–62. [doi.org/10.15407/techned2021.05.055](https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055).
15. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву у 2020 році // НЕК «Укренерго». 2020. С. 122
16. Кулик М.М., Кириленко О.В. Стан та перспективи гідроенергетики України // *Технічна електродинаміка*. 2019. №4. С. 56–64. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.04.056>
17. Kulyk M., Zgurovets O. Modeling of Power Systems with Wind, Solar Power Plants and Energy Storage // Part of the Book Studies in Systems, Decision and Control book series (SSDC, volume 298), 2020. P.p. 231-245. Springer. DOI:[https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2\\_15](https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_15)
18. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы. Под общ. ред. акад. НАН Украины А.В. Кириленко. К.: Ин-т электродинамики НАН Украины. 2014. 408 с.

**D. Olefir**, ORCID 0000-0002-1154-6127

**V. Babich**, ORCID 0000-0002-4922-6313  
PJSC "Ukrhydroenergo"

**I. Blinov**, ORCID 0000-0001-8010-5301

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine  
National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

#### **CURRENT PROBLEMS OF PROVIDING FREQUENCY AND POWER REGULATION RESOURCES TO IPS OF UKRAINE**

*The main requirements for the volume of ancillary services in the IPS of Ukraine are considered. In particular, the requirements for the frequency maintenance reserve and frequency recovery reserves. The influence of renewable energy sources (RES) on the balance of production and consumption of electricity is shown. The place of hydroelectric power plants in the modern conditions of functioning of the IPS of Ukraine and the structure of the ancillary services market is considered. It is shown that in fact, according to the existing structure of production facilities in the IPS of Ukraine, only HPP and HPSP units are able to balance the fast-changing load schedule of renewable energy sources due to their high maneuverability. Features of operation of HPP units in normal and emergency modes are given. Prospects for the development of ancillary services in the IPS of Ukraine are identified. The need to update the regulatory framework was noted according to the results of the analysis of the peculiarities of the functioning of the IPS of Ukraine. It is noted that it is necessary to clarify the Transmission System Code in terms of updating the requirements for the minimum required reserves for frequency control in the IPS of Ukraine given the growing share of unregulated RES in the structure of production capacity. Some measures are proposed to increase the level of operational security of regimes in the conditions of further development of RES and plans for synchronization of UES of Ukraine with ENTSO-E energy systems. Bibl. 18, fig. 4.*

**Key words:** electricity market, power system, hydroelectric power station, frequency recovery reserve, frequency maintenance reserve

#### **References**

1. On Electricity Market: The Law of Ukraine. No. 2019-VIII of 13.04.2017.
2. Blinov I.V. Problems of functioning and development of a new electricity market model in Ukraine (According to the scientific report at the meeting of the Presidium of NAS of Ukraine, February 3, 2021)// *Visn. Nac. Acad. Nauk Ukr.* 2021. No 3. Pp. 20-28.(Ukr) DOI: [doi.org/10.15407/visn2021.03.020](https://doi.org/10.15407/visn2021.03.020)
3. NEURC's Resolution "On Approval of Market Rules" No. 307 dd 14. 03.2018
4. NEURC's Resolution "On Approval of Day Ahead Market and intraday market" No. 308 dd 14. 03.2018
5. Ivanov H.A. Blinov I.V., Parus Ye.V. Integrated calculation model of the day-ahead market and balancing electricity market of Ukraine // *Promelectro*. 2016. No. 4-5. P.8-12.)
6. Batalov A.G., Denisevich K. B., Olefir D.O. Prospects for the creation and development of a balancing market and ancillary services market in the IPS of Ukraine // *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2010. No. 25. P. 14-20

7. Kyrylenko O.V., Blinov I., Parus E., Operation evaluation of power plants in the provision of ancillary services of primary and secondary frequency control in the ukrainian power system// Technical Electrodynamics. 2013. №5. Pp. 55 – 60.
8. Blinov I.V., Parus E.V., Rybina O.B. Methods of determining payment to power plants for readiness and actual provision of services for primary and secondary frequency regulation in Ukraine // Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine. 2012. No. 33. P. 128-134
9. NEURC Resolution “On Approval of Transmission Network Code” No. 309 of 14. 03.2018
10. Register of ancillary service units for IPS of Ukraine // NEC «Ukrenergo». 2021  
<https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/09/Reyestr-vid-22.09.2021.pdf> (Accessed: 30.11.2021)
11. Ivanov H.A., Blinov, I.V., Parus E.V., Miroshnyk V.O. Components of model for analysis of influence of renewables on the electricity market price in Ukraine// Technical Electrodynamics. 2020. No 4.c. 72-75. DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2020.04.072>
12. Kyrylenko O.V., Basok B.I., Baseyev Y., Blinov I.V. Power industry of Ukraine and realities of the global warming// Technical Electrodynamics. 2020. No.3 – C.52-61. DOI:  
<https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052>
13. Report on compliance assessment (sufficiency) of the generating facilities // NEC «Ukrenergo». 2020. P. 122
14. Basok B.I., Butkevych O.F., Dubovskyi S.V. Technical and economic aspects of decarbonisation prospects assessing of the interconnected poer system of Ukraine // Technical Electrodynamics. 2021. No.5 – P. 55–62. DOI: [doi.org/10.15407/techned2021.05.055](https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055).
15. Analytical report on the development of wind power and solar power plants within the IPS of Ukraine // NEC «Ukrenergo». 2020. P. 11 <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/06/ANALITYCHNYJ-ZVIT-2.pdf> (Accessed: 30.11.2021)
16. Kulyk, M.M., Kyrylenko, O.V. The state and prospects of hydroenergy of Ukraine// Technical Electrodynamics. 2019. No.4 – P. 56–64. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.04.056>
17. Kulyk M., Zgurovets O. Modeling of Power Systems with Wind, Solar Power Plants and Energy Storage // Part of the Book Studies in Systems, Decision and Control book series (SSDC, volume 298), 2020. P.p. 231-245. Springer. DOI:[https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2\\_15](https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_15)
18. Intelligent power systems: elements and modes: Under the total ed. of acad. of NASU AV Kyrylenko // The Institute of Electrodynamics of the NASU. 2014. 408 p.

Надійшла 21.9.2021  
Received 21.9.2021

## СПОСІБ СУБОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ МІЖСИСТЕМНИМИ ПОТОКАМИ ПОТУЖНОСТІ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ

*Описано спосіб оптимізованого за технічними і економічними показниками керування потоками електричної потужності у внутрішніх перетинах об'єднаної енергетичної системи (ОЕС). Наведено алгебраїчні вирази для одержання розрахункових значень коефіцієнтів підсилення системи автоматичного регулювання частоти й потужності енергетичної системи (ЕС), налаштування яких дає змогу наблизити процес регулювання до оптимального. Визначено умови функціонування систем вторинного автоматичного регулювання (ВАР) частоти й потужності задля компенсації понаднормованих значень небалансів потужності у окремих керованих зонах регулювання (регіональних ЕС), які є структурними складовими ОЕС.*

*З метою налаштування коефіцієнтів підсилення регуляторів ВАР запропоновано значення поточних небалансів потужності, розраховані на основі одержаних алгебраїчних виразів, використати безпосередньо в алгоритмах керування нормальними режимами об'єднаної енергосистеми України, яке здійснюється за допомогою центральної цифрової системи автоматичного регулювання частоти й потужності (ЦСАР-ПЧ).*

**Ключові слова:** *сальдо міжсистемних потоків потужності, небаланс потужності, вторинне регулювання частоти й потужності, оптимальне керування.*

**Метою та завданням** цього дослідження є розроблення раціонального способу субоптимального керування внутрішніми потоками активної потужності ОЕС України, які виникають у квазістаціонарних процесах регулювання частоти й потужності [1-3]. Таке керування пов'язане із дотриманням вимог щодо стійкого регулювання потужності за умови підтримання частоти із точністю відповідно до вимог та у межах діапазонів, визначених робочими (короткостроковими прогнозними) добовими графіками покриття попиту на споживану електричну енергію електроспоживачами, приєднаними до розподільної електромережі.

Окремо зазначимо, що автори не ставлять за мету розв'язання складної оптимізаційної техніко-економічної задачі у її вичерпній математичній постановці для ОЕС України. У статті лише запропоновано першочергові заходи щодо основних налаштувань параметрів системи ВАР, розрахункові значення яких наближають систему до функціонування у субоптимальних режимах за точністю підтримання потоків потужності у міжсистемних перетинах ОЕС.

**Вступ.** Функціонування енергооб'єднання у нормальному режимі за частотою й потужністю є завданням складним і багатофункціональним. Завдання раціонального за *технічними і економічними показниками* керування ОЕС зазвичай реалізують засобами первинного і вторинного автоматичного регулювання (ПАР, ВАР) режимів ОЕС за частотою і потужністю. Персонал диспетчерської служби оператора ОЕС здійснює поточний *технічний контроль* (вимірювальний і реєстраційний) за дотриманням заданих умов балансу й виконує необхідні оперативні заходи задля забезпечення необхідної потужності *обертowego резерву* електромеханічних агрегатів, задіяних у автоматичному регулюванні енергобалансу – шляхом ручного уведення-виведення передбачених для цього потужностей генераторів «холодного резерву». Фактично, у такий спосіб забезпечується керування балансом активної потужності в національній ОЕС у даний час.

Унікаючи повного викладу питань, пов'язаних із математичною постановкою оптимізаційної задачі, обмежимося розглядом проблеми без урахування вимог і обмежень, визначених засадничими ринковими правилами відповідно до норм чинного законодавства України, зокрема [1]. На підставі багаторічного практичного досвіду експлуатації ОЕС України [4] можна стверджувати, що задачі підтримання й супроводу нормальних режимів за частотою і потужністю зводяться до щомитового дотримання стійкого балансу електромеханічної потужності в ОЕС України, заданого прогнозним добовим графіком електроспоживання.

Протягом останніх років здійснюються підготовчі роботи щодо приєднання ОЕС України до сумісного (паралельного) функціонування з Європейським енергооб'єднанням ENTSO-E [5].



Передбачається, що керування частотою змінного струму й потужністю у стаціонарних режимах ОЕС України буде здійснюватися засобами багатофункціональної цифрової системи автоматичного регулювання частоти й потужності ЦСАР-ЧП, котра функціонує з використанням даних системи SCADA. Задля підвищення техніко-економічних показників керування тривалими стаціонарними режимами за частотою і потужністю в режимі приєднання до Європейської енергетичної системи функціонування ЦСАР-ЧП ОЕС України необхідно вдосконалити з урахуванням результатів досліджень, одержаних колективом диспетчерської служби ДП «НЕК «Укренерго» [4].

Теоретичною основою розроблення раціональних способів керування рівноважними режимами ОЕС за умов дотримання умов балансу потоків миттєвої енергії (електричної потужності) у дисипативній фізичній системі, котрою є будь-яка складна багатозв'язна ОЕС, є математичний опис *квазістаціонарних режимів енергостем* [3], одержаний на основі положень теорії стійкості технічних систем [6]. У цьому дослідженні розвинуто ідеї, опубліковані авторами у низці наукових праць [9–13], присвячених розвитку ідей раціонального керування збалансованими режимами ОЕС за частотою і потужністю. Зокрема, у монографії [4] детально досліджено властивості статичних частотних характеристик (СЧХ) реальної ЕС й описано режимні особливості процесів керування.

У фундаментальних працях, присвячених аналітичним дослідженням проблем регулювання потужності й частоти ОЕС (*LFC – Load-Frequency Control*) з використанням рівнянь стаціонарної рівноваги (*Equations for Steady-State Equilibrium*), які представляють режимні точки статичної рівноваги в усталених режимах (*the Stable Equilibrium Point of the system – SEP* [2, с. 701, с.942]), відомі дослідники досі традиційно застосовують некоректні математичні моделі для опису електромеханічних процесів у ЕС [2, 7, 8]. Особливості таких спрощених («позиційних») моделей енергосистем детально проаналізовано у [3], а у [9 – 11] вкотре зауважено на недоліках. Спрощені погляди на фізичну сутність явищ є поживним ґрунтом для поширення хибних уявлень про дійсні властивості ОЕС в усталених (квазістаціонарних) режимах, що породило низку невдалих спроб інтерпретації розв'язків рівнянь її стаціонарної рівноваги з використанням прийомів графоаналітичного методу, як це фрагментарно продемонстровано на рис. 1.

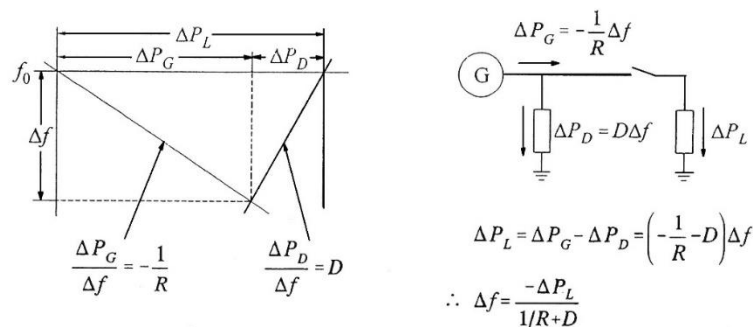


Рисунок 1 – Композитні характеристики ОЕС: сумарної механічної характеристики, складеної із окремих механічних регульованих за швидкістю електроагрегатів  $P_G$ , і сумарного споживання  $P_D$ .  
Джерело: Kundur P. Sh. Power System Stability and Control. – New York: McGraw-Hill, 1994 [2, с. 596]

До прикладу, в поясненнях до рисунку із зображенням композитних СЧХ ОЕС [2, Fig 11.17 на стор. 596] використано заступну схему електричного кола еквівалентного навантаженого електрогенератора G (на рис.1, праворуч). Насправді, сукупність генераторів ОЕС в узагальнених рівняннях руху електромеханічної системи цілком обґрунтовано представляють механічною потужністю привідних двигунів (турбін) всіх задіяних електромеханічних агрегатів, а отже еквівалентною є характеристика сумарної *механічної потужності* ОЕС. Саме тому зведення аналізу перебігу процесів у електромеханічній системі до аналізу явищ у фрагменті електричного кола, застосованого для інтерпретації показників жорсткості ОЕС за частотою, не можна вважати доказовим: у такий спосіб спотворено баланс сил у рівнянні руху системи через підміну рушійного механічного моменту *еквівалентного первинного двигуна* електромагнітним моментом *еквівалентного електричного генератора*. Звідси випливає, що використання розрахункового показника у вигляді «арифметичної суми» коефіцієнтів крутизни частотних характеристик сумарної механічної ( $k_m$ ) та електричного навантаження ( $k_n$ ), або ж сумарного значення статизмів цих СЧХ ОЕС, як це викладено автором P.Sh. Kundur у [2, стор. 596], не має фізичного змісту, а відтак і практичної значущості для досліджень статичної стійкості електроенергетичних систем [10].

У [3, 4] доведено, що у алгебраїчному записі визначника для рівнянь стаціонарного руху ЕС (якобіана) відображено *алгебраїчну суму* параметричних значень двох СЧХ: *крутизни сумарної частотної*

характеристики механічної потужності електроагрегатів і крутизни сумарної частотної характеристики електричної потужності приєднаних електроспоживачів. Відповідно, саме це числове розрахункове значення якобіана слід використовувати для розрахунків стаціонарних електромеханічних процесів, зокрема для визначення граничних режимів ЕС за умовою статичної (аперіодичної) стійкості.

З метою використання уніфікованих підходів до практичного керування процесами регулювання частоти й потужності у [9] розглянуто функційну схему налаштування системи керування (AGC – Automatic Generation Control), що виконує функції економічного керування засобами ВАР (*Economic Dispatch Control*, [2]). Схему, запозичену із [2], на рис. 2 доповнено функційним блоком, який відображає експериментальну частину досліджень частотних властивостей ОЕС – зокрема, її статичних частотних характеристик [4].

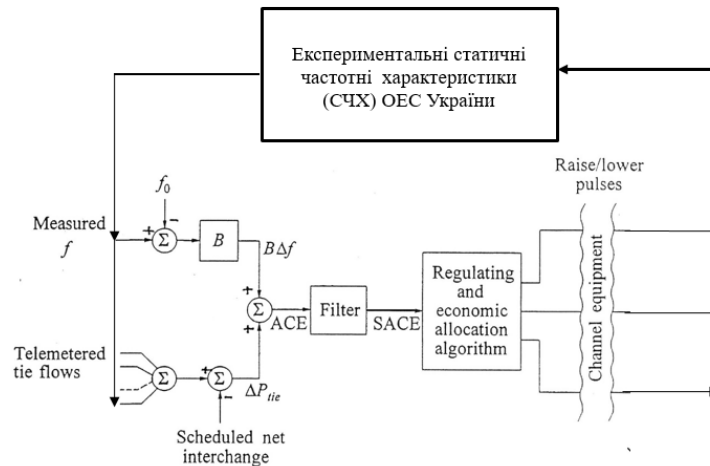


Рисунок 2 – Модифікована функційна схема, придатна для реалізації функції економічного керування засобами ВАР через розрахунки уточнених значень налаштувань системи автоматичного керування AGC з урахуванням частотних властивостей ОЕС

Джерело: Kundur P. Sh. Power System Stability and Control. –New York: McGraw-Hill, 1994 [2, стор. 617].

У [4] також продемонстровано, що значення коефіцієнтів жорсткості режимів ОЕС (та її складових регіональних підсистем ЕС) за частотою змінюються у часі. Нинішньою практикою експлуатації засобів ВАР частоти й потужності передбачено використання параметрів *жорсткості частотних характеристик*, однак для налаштування систем AGC значення коефіцієнтів жорсткості СЧХ здебільшого задаються сталими, або формуються на основі проектних даних характеристик енергоблоків.

**Виклад результатів дослідження.** Балансування ОЕС здійснюється протягом доби для заданих (планових) значень системної частоти й планового сумарного значення (сальдо) потоків *потужності* міждержавними перетинами й перетинами регіональних енергосистем, що входять до ОЕС України, за умов технологічних обмежень на граничні значення таких потоків потужності міжсистемними високовольтними лініями електропересилання (ЛЕП).

У найпростішій постановці математичну задачу процесу балансування описують узагальненою системою ідеалізованих балансових рівнянь за потужністю і частотою (1)–(2) та обмежень на контрольовані змінні (3), які, з урахуванням складу задіяного технологічного обладнання й технологічних обмежень процесу вироблення електричної енергії, відповідають умовам регульованого процесу для ОЕС з міждержавними й внутрішніми перетинами:

$$\sum_{i=1}^n P_{Hi}(t, f) - \sum_{j=1}^m P_{Tj}(t, f) = 0; \Delta f = f(t) - f_{пл} \approx 0; i = \overline{1, n}; j = \overline{1, m}; (1)$$

$$\sum_{k=1}^l P_{k\_ЛП}^{(1)}(t, f) - P_{k\_пл}^{(1)} = 0; k = \overline{1, l};$$

...

$$\sum_{g=1}^h P_{g\_ЛП}^{(z)}(t, f) - P_{g\_пл}^{(z)} = 0; g = \overline{1, h};$$

(2)

$$P_{p\_доп}^{(1)} \leq \sum_{p=1}^r P_{p\_ЛП}^{(1)}(t, f) \leq \left( P_{p\_доп}^{(1)} \right)'; \quad p = \overline{1, r};$$

...

$$P_{q\_доп}^{(y)} \leq \sum_{q=1}^s P_{q\_ЛП}^{(y)}(t, f) \leq \left( P_{q\_доп}^{(y)} \right)'; \quad q = \overline{1, s}.$$
(3)

У балансових співвідношеннях (1)–(3), записаних для стаціонарного стану ОЕС, котра містить  $z$  міждержавних і у внутрішніх перетинів, застосовано позначення, котрі пояснюють особливості функційної взаємодії структурних елементів ОЕС як складного об'єкта керування за потужністю та частотою:

$P_{ni}(t, f)$  – функція залежності активної електричної потужності  $i$ -ого споживача від часу й частоти (еквівалентного вузла навантаження) ОЕС, включно сукупні втрати потужності у вузлі приєднання такого комплексного споживача, МВт; відповідно  $n$  – число таких споживачів (вузлів);

$P_{mj}(t, f)$  – функція залежності механічної потужності від часу й частоти  $j$ -ого енергоагрегата ОЕС, МВт;  $m$  – число енергоагрегатів;

$P_{k\_ЛП}^{(1)}(t, f)$  – функція залежності потоку активної потужності у  $k$ -тої ЛЕП першого контрольованого міждержавного перетину ОЕС – від часу й частоти (інакше – поточне значення потоку), МВт;  $k = \overline{1, l}$ ,  $l$  – число ЛЕП у першому контрольованому міждержавному перетині;

$P_{k\_пл}^{(1)}$  – відоме значення планового потоку активної потужності для  $k$ -тої ЛЕП у першому міждержавному перетині, МВт;

$P_{g\_ЛП}^{(z)}(t, f)$  – функція залежності потоку активної потужності у  $g$ -тої ЛЕП  $z$ -го контрольованого міждержавного перетину ОЕС від часу й частоти,  $g = \overline{1, h}$ ,  $h$  – число ЛЕП у  $z$ -му контрольованому міждержавному перетині;

$P_{h\_пл}^{(z)}$  – відоме значення планового потоку активної потужності для  $h$ -тої ЛЕП в  $z$ -му міждержавному перетині, МВт;

$P_{p\_ЛП}^{(1)}(t, f)$  – функція залежності потоку активної потужності у  $p$ -тої ЛЕП першого контрольованого внутрішнього міжсистемного перетину ОЕС від часу й частоти, МВт;  $p = \overline{1, r}$ ,  $r$  – число ЛЕП у першому контрольованому міжсистемному перетині;

$P_{p\_доп}^{(1)}$  и  $\left( P_{p\_доп}^{(1)} \right)'$  – наперед задані нижнє й верхнє значення допустимого потоку потужності для  $p$ -тої ЛЕП у першому міжсистемному перетині, МВт;

$P_{q\_ЛП}^{(y)}(t, f)$  – функція залежності потоку активної потужності у  $q$ -тої ЛЕП  $y$ -го контрольованого внутрішнього міжсистемного перетину ОЕС від часу і частоти,  $q = \overline{1, s}$ ,  $s$  – число ЛЕП в  $y$ -му контрольованому міжсистемному перетині;

$P_{q\_доп}^{(y)}$  і  $\left( P_{q\_доп}^{(y)} \right)'$  – розраховані нижнє й верхнє значення допустимого потоку потужності для  $q$ -тої ЛЕП в  $y$ -му внутрішньому міжсистемному перетині, МВт;

$f(t), f_{пл}$  – поточне значення частоти ОЕС та її фіксоване планове значення, Гц.

Такі балансові рівняння визначають умови статичної рівноваги, яку на практиці реалізують наявними технологічними інструментами у спосіб повільного переходу від одного бажаного квазістаціонарного режиму до наступного, пов'язаного із змінами технологічного (режимного) графіка функціонування ОЕС.

У реальній багатозв'язній системі процес регулювання супроводжується значними відхиленнями контрольованих параметрів ОЕС від бажаних балансових значень. Ці відхилення позначаються на додатковому підвищенні витрат сумарної електричної або механічної енергії у першому балансовому рівнянні (1).

Найбільш ефективно завдання підтримання й супроводу нормального режиму за частотою й потужністю ОЕС може бути розв'язано за допомогою ЦСАР–ЧП, технологічні засоби якої здійснюють моніторинг частоти ОЕС й сальдо потоків активної потужності через міждержавні й внутрішні перетини, а також потоків потужності, що пересилаються внутрішніми міжсистемними ЛЕП, у межах допустимих значень. Таке керування режимами за частотою й потужністю електроенергетичною системою здійснюється, наприклад, в Європейському енергооб'єднанні ENTSO–E [5].

Алгоритм роботи ЦСАР-ЧП кожної окремої ЕС, що входить до складу ОЕС, є відомим, за його допомогою виконують автоматичне регулювання частоти в ОЕС і потоків потужності перетином, який сполучає суміжні ЕС. В [4, 9] алгоритм функціонування такої ЦСАР-ЧП отримано на основі параметрів первинних СЧХ потужностей окремих ЕС і об'єднаної ЕС, тобто, на основі врахування властивостей ЕС щодо саморегулювання. Аналітично доведено, що за умови, коли коефіцієнт підсилення  $k_f$  за частотою у ЦСАР-ЧП набуває значень, максимально наближених до режимного коефіцієнта жорсткості  $k_{kf}$  ОЕС за частотою, й за таких налаштувань автоматичне регулювання частоти в ОЕС можна вважати близьким до оптимального (субоптимальним) за техніко-економічними показниками.

Таким чином, основним завданням цифрової ЦСАР-ЧП, що функціонує на основі даних системи SCADA, має бути не лише автоматичне регулювання частоти й сальдо міждержавного потоку потужності, але й підтримування значення потоку потужності кожної контрольованої внутрішньої магістральної ЛЕП, і через кожен контрольований внутрішній перетин у межах заздалегідь визначених інтервалів допустимих числових значень таких потоків.

Розглянемо, як має функціонувати ЦСАР-ЧП ОЕС1, котра здійснює регулювання задля підтримання частоти в ОЕС1 і сальдо потужності  $P_{12} = -P_{21}$  у міждержавному перетині II-II, а також утримує значення потоку у перетині I-I в межах заданого інтервалу  $P_{\text{доп}} \leq P \leq P'_{\text{доп}}$ . (Рис. 3).

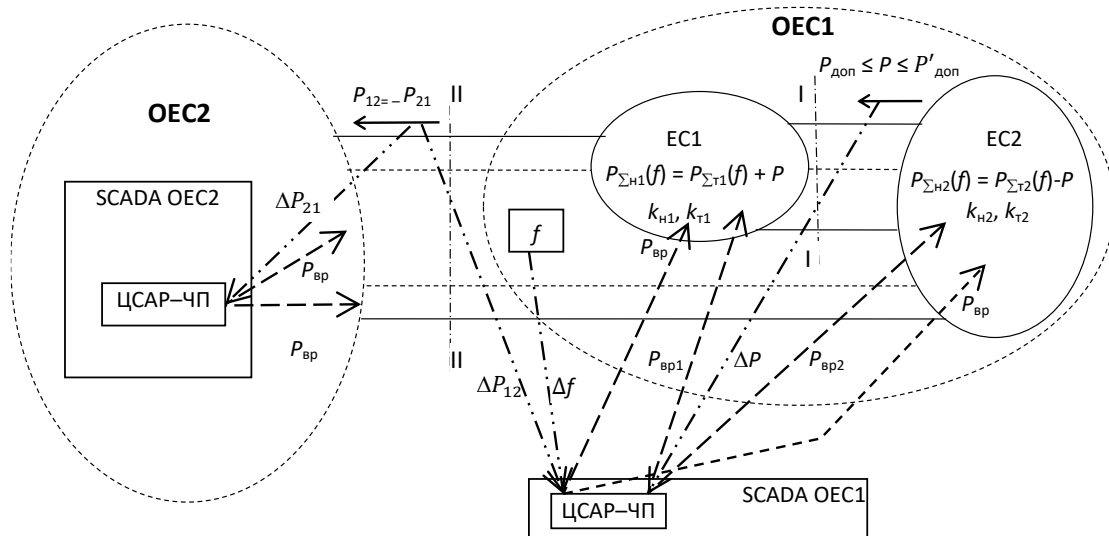


Рисунок 3 – Спрощена функційна схема ВАР частоти й потоку потужності у зовнішньому перетині II-II, а також контроль потоку потужності у внутрішньому перетині I-I ОЕС1

Через виникнення небалансів потужності в енергосистемі ОЕС1 спостерігаються зміни/відхилення частоти в ОЕС1, змінюється значення сальдо потоку потужності у зовнішньому міждержавному перетині та спостерігаються коливання внутрішньо-системних потоків потужності. Функційний контур ЦСАР-ЧП, котрий забезпечує автоматичне регулювання (підтримання на заданому рівні) частоти й зовнішнього сальдо, виробляє значення керуючих сигналів  $P_{\text{вр}}$ , призначених для здійснення відповідного регулювання енергоблоків.

За цих умов змінюється значення контрольованого потоку потужності у внутрішньому перетині I-I, яке позначено на рис. 3 літерою "P". Задачею функційного контура ЦСАР-ЧП, який контролює значення сальдо потоку P у перетині I-I, є утримати P у межах інтервалу між нормованими граничними значеннями  $P_{\text{доп}}$  і  $P'_{\text{доп}}$ , а для понад нормованих режимів – обмежити тривалість таких режимів функціонування ОЕС1. У разі відхилення потоку P за межі інтервалу, одержимо небажані прирости міжсистемного потоку потужності  $\Delta P_{\text{мс}}$ , які система ВАР має компенсувати через задіяні регульовані енергоблоки ОЕС1, змінюючи поточний баланс відпрацюванням керуючих сигналів  $P_{\text{вр1}}$  і  $P_{\text{вр2}}$  (Рис. 3):

$$\Delta P_{\text{мс}} = \begin{cases} P_{\text{доп}} - P \\ P'_{\text{доп}} - P \end{cases}, \quad (4)$$

де  $P_{\text{доп}}$  і  $P'_{\text{доп}}$  – нижня й верхня межі інтервалу допустимих значень потоку потужності P, МВт.

Іншими словами, задля утримання поточного значення міжсистемного потоку потужності  $P$  у межах контрольованого інтервалу між  $P_{\text{доп}}$  і  $P'_{\text{доп}}$ , обсяг виробленої потужності вторинного регулювання  $P_{\text{вр}}$  має бути достатнім, аби повністю компенсувати відхилення від заданих граничних значень міжсистемного потоку потужності  $\Delta P_{\text{мс}}$ , розрахованого за (4):

$$\Delta P_{\text{вр}} = k_n \Delta P_{\text{мс}},$$

де позначено  $k_n$  – коефіцієнт підсилення контура вторинного регулювання ЦСАР–ЧП.

Будь-яке відхилення потоку потужності в перетині I–I ОЕС1 (Рис. 3) зумовлено небалансами потужності, що виникають або в територіальних межах ЕС1, або всередині ЕС2, і його слід обчислювати за виразами, одержаними у [4, 12], із врахуванням властивостей режимного саморегулювання енергосистеми за частотою і потужністю відповідно до вигляду кривих *первинних* СЧХ, побудованих у площині  $(P, f)$ . У нашому випадку це є СЧХ потужності ОЕС1 та її складових – енергосистем ЕС1 і ЕС2:

$$\Delta P_{\text{мс1}} = \frac{k_{\text{жф}2} P_{\text{нб1}}}{k_{\text{жф}}}; \Delta P_{\text{мс2}} = \frac{k_{\text{жф}1} P_{\text{нб2}}}{k_{\text{жф}}}, \quad (5)$$

де  $\Delta P_{\text{мс1}}$  – розрахункова оцінка «небажаного відхилення» міжсистемного потоку потужності у перетині I–I, зумовленого небалансом потужності  $\Delta P_{\text{нб1}}$ , який утворився в ЕС1;  $\Delta P_{\text{мс2}}$  – так само є оцінкою «небажаного відхилення» міжсистемного потоку потужності у перетині I–I, зумовленого небалансом потужності  $\Delta P_{\text{нб2}}$ , який утворився в ЕС2;  $k_{\text{жф}1}$ ,  $k_{\text{жф}2}$  та  $k_{\text{жф}}$  – коефіцієнти жорсткості режимів за частотою: ЕС1, ЕС2 і ОЕС1 відповідно.

Тут зазначимо, що параметри  $k_{\text{жф}1}$ ,  $k_{\text{жф}2}$  й  $k_{\text{жф}}$ , які характеризують властивості енергосистем щодо саморегулювання, визначаються таким чином [4, 12]:

$$k_{\text{жф}1} = k_{\text{н1}} - k_{\text{т1}}; k_{\text{жф}2} = k_{\text{н2}} - k_{\text{т2}}; k_{\text{жф}} = k_{\text{н}} - k_{\text{т}}. \quad (6)$$

У виразах (6) застосовано позначення:  $k_{\text{н1}}$ ,  $k_{\text{н2}}$  і  $k_{\text{н}}$  – коефіцієнти крутизни СЧХ сумарної потужності електроспоживання ЕС1, ЕС2 і ОЕС1 відповідно;  $k_{\text{т1}}$ ,  $k_{\text{т2}}$  і  $k_{\text{т}}$  – коефіцієнти крутизни СЧХ сумарної механічної потужності генерувальних агрегатів енергосистем ЕС1, ЕС2 і ОЕС1 відповідно.

За виразами (5) з урахуванням інформації (розрахункових оцінок) щодо коефіцієнтів крутизни сумарних характеристик ОЕС1 і її складових знаходимо обсяги небалансів потужності  $\Delta P_{\text{нб1}}$  та  $\Delta P_{\text{нб2}}$ , котрими зумовлено небажані відхилення міжсистемних потоків потужності  $\Delta P_{\text{мс1}}$  і  $\Delta P_{\text{мс2}}$ :

$$\Delta P_{\text{нб1}} = \frac{k_{\text{жф}} P_{\text{мс1}}}{k_{\text{жф}2}}; \Delta P_{\text{нб2}} = \frac{k_{\text{жф}} P_{\text{мс2}}}{k_{\text{жф}1}}. \quad (7)$$

Відтак, якщо використати співвідношення (7) для виконання *обчислень значень небалансів потужності у реальному часі*, підставляючи розрахункові значення оцінок небажаних приростів міжсистемного потоку потужності  $\Delta P_{\text{мс}}$ , визначені за виразом (4) на підставі наявної інформації про виміряні складові потоків окремими лініями контрольованих перетинів, можемо одержати числові значення тих частин обсягу небалансів потужності, які необхідно компенсувати дією засобів ВАР, щоб утримати поточне значення міжсистемного потоку потужності у межах заданого інтервалу  $P_{\text{доп}} \leq P \leq P'_{\text{доп}}$ .

Для обчислення необхідних обсягів потужності  $\Delta P_{\text{вр}}$ , які належить сформувати засобами ВАР за умови виконання обмежень потужності  $P_{\text{доп}} \leq P \leq P'_{\text{доп}}$  у внутрішньому перетині I–I ОЕС1, співвідношення (7) запишемо у вигляді, придатному для обчислення значень обсягів приростів потужності  $\Delta P_{\text{вр}}$ , виходячи із умови повної компенсації небалансів потужності. Одержимо такі очевидні вирази:

$$P_{\text{вр}} = -P_{\text{нб}}; \Delta P_{\text{вр1}} = -\frac{k_{\text{жф}} P_{\text{мс1}}}{k_{\text{жф}2}}; \Delta P_{\text{вр2}} = -\frac{k_{\text{жф}} P_{\text{мс2}}}{k_{\text{жф}1}}. \quad (8)$$

Аналізуючи (8), помічаємо, що коефіцієнти підсилення величин/сигналів, пропорційних відхиленням  $\Delta P_{\text{мс1}}$  і  $\Delta P_{\text{мс2}}$  визначаються через відношення коефіцієнтів жорсткості режимів за частотою:

$k_{\text{жф}}$  (ОЕС1) і  $k_{\text{жф}1}$ ,  $k_{\text{жф}2}$  підсистем ЕС1 і ЕС2 відповідно:

$$k_{п1} = \frac{k_{жf}}{k_{жf2}} - \text{коефіцієнт підсилення, визначений для відхилення потоку потужності } \Delta P_{мс1} \text{ у}$$

перетині І-І, викликаний небалансом потужності в енергосистемі ЕС1;

$$k_{п2} = \frac{k_{жf}}{k_{жf1}} - \text{коефіцієнт підсилення, визначений для відхилення потоку потужності } \Delta P_{мс2} \text{ у}$$

перетині І-І, викликаний небалансом потужності в енергосистемі ЕС2.

Використання інших розрахункових значень коефіцієнтів підсилення для налаштування контура ЦСАР-ЧП за принципом відхилення (Рис. 3) призводить до «перерегулювання» міжсистемного потоку потужності, тобто до втрати точності на першому кроці регулювання, що зазвичай супроводжується деякими коливаннями параметрів режиму за частотою і потужністю у контрольованому перетині. Натомість, застосування розрахункових значень коефіцієнтів підсилення контура ЦСАР-ПЧ ОЕС1 за відхиленням міжсистемного потоку потужності (8) ґрунтується на властивості ОЕС1 і її підсистем ЕС1 і ЕС2 реагувати на внутрішньо-системні збурення. Тому очевидно, що налаштування контурів вторинного автоматичного регулювання частоти й потужності з використанням таких коефіцієнтів підсилення призведе до процесів регулювання, наближених до оптимальних за технічними і економічними показниками керування засобами ВАР.

Зауважимо, що порушення умови знаходження поточного значення міжсистемного потоку потужності  $P$  у внутрішньому перетині І-І ОЕС1 у межах інтервалу між обмеженнями  $P_{доп}$  і  $P'_{доп}$  може відбуватись у разі виникнення збурення із будь-якого боку цього контрольованого перетину. Тому перед системою SCADA постає задача визначення тієї частини (області) ОЕС1, у якій виник небаланс потужності: розв'язки потрібні для того, щоб виробити й надіслати керувальні сигнали на станції, задіяні для ВАР саме до тієї області ОЕС1, де виник небаланс [9].

Тобто, у процесі регулювання потоку потужності у внутрішньому перетині І-І, ЦСАР-ЧП системи ОЕС1 в залежності від місця виникнення небалансу потужності має виробити керувальні сигнали для енергоблоків, розташованих або в ЕС1, або в ЕС2. Задля цього слід застосувати умову селективності, за якої дозволено надсилання керувальних впливів лише до агрегатів тієї частини ОЕС1, у котрій утворився небаланс потужності. Такою умовою є знак відношення приросту потоку потужності  $\Delta P_{мс}$  у перетині І-І до приросту частоти  $\Delta f$  в ОЕС1, котре зумовлене небалансом потужності  $\Delta P_{нб}$ . За умови  $(\Delta P_{мс} / \Delta f) < 0$  дія засобів ВАР має скеровуватись на енергоблоки підсистеми ЕС1, а у разі  $(\Delta P_{мс} / \Delta f) > 0$  дія засобів ВАР має скеровуватись на енергоблоки підсистеми ЕС2.

Дійсно, з урахуванням напрямку потоку потужності  $P$  у перетині І-І у разі виникнення збурень у ЕС2 (в цьому випадку міжсистемний потік потужності спрямовано від ЕС2 до ЕС1), одночасно будуть зменшуватись чи підвищуватись значення сальдо потоків у контрольованому перетині І-І, а також частоти  $f$  у всій ОЕС1. За таких умов завжди матимемо  $(\Delta P_{мс} / \Delta f) > 0$ . У тих випадках, коли спостерігаються збурення в ЕС1 зі зниженням чи підвищенням частоти, відхилення сальдо потоків у перетині І-І і частоти в ОЕС1 завжди будуть мати різні знаки й  $(\Delta P_{мс} / \Delta f) < 0$ .

Цілком природно, що у системі SCADA, де зібрано інформацію про значення частоти у зонах регулювання, про значення генерованих потужностей енергоагрегатами, споживаної потужності у вузлах навантажень і потоків потужності у ЛЕП і контрольованих перетинах, а також щодо топології магістральних електромереж пересилання й стану всіх потужних енергооб'єктів, виникнення аварійного небалансу потужності підтверджується також і фактами вимикання (і/або увімкнення) енергообладнання в ОЕС1.

Результати аналітичних і графоаналітичних досліджень [4] свідчать, що значення коефіцієнтів жорсткості режимів ОЕС (та її складових регіональних підсистем ЕС) за частотою змінюються у часі. Це зумовлено змінами у часі складу технологічного обладнання (набору агрегатів) ОЕС, що функціонують на забезпечення різноманітної структури споживачів, приєднаних до електророзподільних мереж у різні періоди часу, відтак криві еквівалентних (сумарних) СЧХ потужності видозмінюються. Зазвичай, числові значення коефіцієнтів жорсткості режимів є нижчими для випадку мінімальних електричних навантажень порівняно з періодами пікового споживання, що знайшло підтвердження у статистичних даних тривалих спостережень і оцінкових розрахунків за режимами покриття добових графіків електричних навантажень. Визначити ці параметри на деякому інтервалі часу можливо з використанням методу поділу й усереднення [13, 4].

У сьогоденній практиці експлуатації ЦСАР-ПЧ для налаштування контурів регулювання систем і засобів ВАР використовують постійні значення параметрів жорсткості  $k_{жf}$  і  $k_{жf1}$ ,  $k_{жf2}$ , які визначають результат обчислень за алгебраїчними виразами (7) і (8) – для визначення числових значень похибки

регулювання засобами ЦСАР-ПЧ. Розрахункові значення коефіцієнтів жорсткості здебільшого задаються сталими (див. також у [5], B-S3.4. Frequency Gain Setting) протягом тривалого періоду функціонування в межах календарного року.

Таким чином, задля отримання задовільних техніко-економічних показників процесу регулювання заданих режимних параметрів ОЕС, у процесі визначення керувальних впливів за допомогою програмно-логічних засобів цифрових систем автоматичного регулювання частоти й потужності необхідно використовувати актуальні поточні значення параметрів СЧХ і періодично оновлювати значення уведених коефіцієнтів жорсткості за частотою  $k_{жф}$  енергооб'єднань та їх складових ЕС.

**Висновки.** Успішне виконання амбітних планів щодо приєднання ОЕС України до енергосистеми континентальної Європи ENTSO-E залежить від якісного розв'язання задачі забезпечення оптимізованого за технічними і економічними показниками керування квазістаціонарними режимами ОЕС України за частотою й потужністю засобами наявного централізованого керування із використанням цифрової системи ЦСАР-ПЧ національного оператора.

У статті вперше запропоновано розрахункові співвідношення (8) для обчислення обсягів потужності, використання яких для налаштувань параметрів системи ВАР дає змогу здійснити наближену до заданої точності компенсацію потоків активної потужності у внутрішньо-системних перетинах ОЕС із одночасним забезпеченням балансу зовнішніх потоків.

З метою вдосконалення організації процесів регулювання частоти й потужності ОЕС України авторами запропоновано здійснити першочергові заходи, що дасть змогу забезпечити прийнятні показники економічної ефективності ОЕС через досягнення технічно реалізованим способом бажаних мінімальних граничних значень вартості додаткових енергетичних ресурсів, споживаних системою ВАР, а саме:

- вираховувати значення коефіцієнтів підсилення з відхилення потоків потужності у ЦСАР-ПЧ як відношення коефіцієнтів жорсткості режимів за частотою ОЕС і її складових ЕС, за виразами (8);
- для поточних налаштувань ЦСАР-ПЧ використовувати значення коефіцієнтів жорсткості режимів за частотою ОЕС і її складових ЕС, які змінюються з бігом часу, обчислені методом поділу й усереднення [13, 4], або коригувати значення коефіцієнтів жорсткості у залежності від обсягу реального споживання електричної енергії в ОЕС України.

Окремо зазначимо, що впровадження саме таких налаштувань параметрів системи ВАР у режимі реального часу дає змогу здійснити комплексне балансування потоків активної потужності у всіх контрольованих перетинах ОЕС. Водночас, запропонований авторами спосіб обчислення параметрів налаштувань системи ВАР, керованої засобами ЦСАР-ПЧ, надає можливість до певної міри усунути надмірні перерегулювання контрольованих потоків потужності ОЕС.

#### Список використаної літератури:

1. Закон України «Про ринок електричної енергії». – Харків: ТОВ «Видавництво «Форт», 2017. – 208с.
2. Kundur P. Sh. Power System Stability and Control. –New York: McGraw-Hill, 1994. – 1176 p.
3. Костюк О.М., Соломаха М.И. Колебания и устойчивость синхронных машин. – Киев: Наук. думка, 1991. – 200 с.
4. Сідоров О.Ф. Роль частотних характеристик потужностей в організації нормальних режимів електроенергетичної системи. – К.: Видавничий дім «АртЕк», 2019. – 202с. ISBN 978-617-7674-72-
5. ENTSO-E Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control // UCTE OH Policy – Final Version. Approved by SC on 19 March 2009. –33p. – [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/Operation\\_Handbook/Policy\\_1\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf) .
6. Меркин Д.Р. Введение в теорию устойчивости движения. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Наука, 1971; 1987. – 304 с.
7. Горбунова Л.М. Экспериментальные исследования режимов энергосистем. Под ред. С.А. Совалова / Л.М. Горбунова, М.Г. Портной, Р.С. Рабинович и др. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 448 с.
8. Machowski, Jan. Power system dynamics: stability and control / Jan Machowski, Janusz W. Bialek, James R. Bumby. 2nd ed. – John Wiley & Sons, Ltd., 2009. – 629p.
9. Костюк В. О., Сідоров О. Ф. Спосіб оптимального вторинного регулювання частоти та потужності // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – Вінниця: ВНТУ, 2017. – № 6(135). – С. 105–110.

10. *Kostiuk V.O., Kostyuk T.O.* Power System Steady-state Stability Criteria and the Jacobian of Dynamical Systems – IEEE Conference Publication // IEEE EUROCON 2021 - 19th International Conference on Smart Technologies / IEEE Xplore, 2021. – P. 523–530. DOI: 10.1109/EUROCON52738.2021.9535579.

11. *Kostiuk V.O., Kostyuk T.O.* Equations of Quasi-stationary Modes and Frequency-response Characteristics of Multimachine Electric Power System // 2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON). – IEEE Xplore, 2019. – P.327–333. DOI:10.1109/ukrcon.2019.8879964.

12. *Сидоров А.Ф.* Расчет послеаварийных режимов энергосистемы по параметрам первичных частотных характеристик // Энергетика и электрификация. – 2003. – №7. – С. 25–33. ISBN 978-617-7674-72-5.

13. *Сидоров А.Ф., Воевода А.И., Редин В.И., Денисевич К.Б.* Определение параметров первичных статических частотных характеристик энергосистемы в стационарных режимах методом разделения и усреднения. – Вестник Харьковского государственного политехнического университета. Сборник научных трудов. Выпуск 127. – Харьков: ХГПУ, 2000. – С. 121–129.

**Kostiuk V.**, Ph.D., Associate Professor, ORCID 0000-0002-0005-0767  
National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

**Sidorov O.**, Senior Engineer  
“NPC “Ukrenergo”

#### **METHOD OF SUBOPTIMAL CONTROL OF THE INTERCHANGE POWER FLOWS IN THE INTERCONNECTED ENERGY SYSTEM**

*The method of optimized economic dispatch control (EDC) of the wide area Interconnected Power System (the IPS) with effective inter-areal power balancing is presented. The algebraic expressions valid for online computations of the best gain values for the automated generation control (AGC) have been specified to provide suboptimal control processing for the area, or regional power system (PS). Relevant operational conditions for secondary frequency and power control system were determined to compensate electric power flow imbalances in certain control areas (regional PS) of the considered IPS.*

*To apply optimized AGC gain tunings, the numerical values of current power imbalances should be used for computations and proposed algebraic expressions are to be embedded seamlessly into the AGC algorithms of the SCADA-based multifunctional digital automated control system, which is already operated now to provide consistent controllable support for the normal processing inside the IPS of Ukraine. The AGC controllers of the SCADA-based system should be tuned periodically according to the proposed approach and the gain values updated properly.*

**Keywords:** *balance of inter-areal power flows, power imbalance, secondary frequency and power control, optimal control.*

#### **References**

1. Law of Ukraine «Pro rynek eketrychnoi energii». – Kharkiv: TOV «Vydavnytstvo «Fort», 2017. – 208p. [in Ukrainian].

2. *Kundur P. Sh.* Power System Stability and Control. – New York: McGraw-Hill, 1994. – 1176 p.

3. *Kostiuk O. M. and Solomaha M.I.* Oscillations and Stability of synchronous machines. Kyiv: Naukova dumka Publishing, 1991. – 200 c. [in Russian].

4. *Sidorov O.F.* The role of Power Frequency characteristics to provide the normal modes of Power System. SC “NEC “UKRENERGO”, Ukraine. – Kyiv: ArTek, 2019 [in Ukrainian]. ISBN 978-617-7674-72-5.

5. ENTSO-E Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control // UCTE OH Policy – Final Version. Approved by SC on 19 March 2009. – 33p. – Available at: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/Operation\\_Handbook/Policy\\_1\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf).

6. *Merkin D. R.* Introduction to the Theory of Movement Stability. Moscow: Nauka Publishing, 1971; 1987. – 304 p. [in Russian].

7. *Gorbunova L.M.* Eksperimentalnye issledovaniya rezhimov energosistem [Experimental research of power system modes]. Edited by S.A. Sovalov / L.M. Gorbunova, M.G. Portnoi, R.S. Rabinovich et al. – Moscow: Energoatomizdat, 1985. – 448 p. [in Russian].

8. *Machowski, Jan.* Power system dynamics: stability and control / Jan Machowski, Janusz W. Bialek, James R. Bumby. 2nd ed. – John Wiley & Sons, Ltd., 2009. – 629p.



9. *Kostiuk V.O., Sidorov O.F.* The Method of Optimum Secondary Frequency and Power Control. – Vinnytsia: VNTU, 2017. – № 6(135). – pp. 105–110 [in Ukrainian].

10. *Kostiuk V.O., Kostyuk T.O.* Power System Steady-state Stability Criteria and the Jacobian of Dynamical Systems – IEEE Conference Publication // IEEE EUROCON 2021 - 19th International Conference on Smart Technologies / IEEE Xplore, 2021. – P. 523–530. DOI: 10.1109/EUROCON52738.2021.9535579.

11. *Kostiuk V.O., Kostyuk T.O.* Equations of Quasi-stationary Modes and Frequency-response Characteristics of Multimachine Electric Power System // 2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON). – IEEE Xplore, 2019. – P.327–333. DOI:10.1109/ukrcon.2019.8879964.

12. *Sidorov A.F.* Raschet posleavariynykh rezhimov energosistemy po parametram pervichnykh chastotnykh kharakteristik [Computations of the Power System post-fault modes by means of the primary frequency response characteristics] // Energetika i elektrifikatsia. – 2003. – №7. – pp. 25–33 [in Russian].

13. *Sidorov A.F., Voyevoda A.I., Redin V.I., Denysevich K.B.* Opredelenie parametrov pervichnykh staticheskikh chastotnykh kharakteristik energosistemy v statsionarnykh rezhimakh metodom razdelenia i usrednenia [Parameters of primary Power System frequency response characteristics for steady-state conditions: computations by means of separation and averaging method]. – Vestnik KhGPU. Proceedings. Tom 127. – Kharkiv: KhGPU, 2000. – pp. 121–129 [in Russian].

Надійшла 18.06.2021

Received 18.06.2021

## ПЕРЕВІРКА ПОДІБНОСТІ ТА ОДНОТИПНОСТІ ДОБОВИХ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

*Мета публікації - різними способами перевірити однотипність і подібність добових графіків електричного навантаження окремо взятих приєднань промислових підприємств.*

*Застосовані ряд математичних і статистичних методів, способів визначення подібності та однотипності добових графіків електричного навантаження. Зроблено висновок про можливість застосування кожного з них для виявлення властивостей добових графіків електричного навантаження. Ці методи дозволяють також виявити подібність і однотипність не тільки добових, а й місячних, річних графіків електро- і енергоспоживання.*

**Ключові слова:** електричне навантаження, добовий графік, теорія подібності, коефіцієнт подібності.

**Вступ.** Обробка експериментальних даних для однотипних графіків електричного навантаження (ГЕН) може дозволити вирішити проблему пошуку інтервалів часу, коли включений склад і режими роботи одиничних електроприймачів близькі. Як відомо, на одному і тому ж приєднанні добові ГЕН для однозмінного виробництва класифікуються як графік в робочий день (з понеділка по четвер), в передвихідний день (в п'ятницю) або передсвятковий день, у вихідний (святковий) день. Виявлення однотипних графіків навантаження дозволяє сформувавши підхід до вирішення декількох завдань, наприклад: формування статичної вибірки даних вимірювань комплексного навантаження для одного і того ж включеного складу одиничних електроприймачів або підбір оптимального заявленого графіка навантаження при покупці електроенергії на «Енергоринку».

Доцільно проводити угруповання або кластеризацію графіків електроспоживання за типами, але провести ці процедури неможливо без спеціального програмного забезпечення (ПО). Тому необхідно опрацювати питання використання таких методів перевірки подібності ГЕН, які не вимагають спеціального ПО і спеціальних знань математичної статистики в обслуговуючого персоналу.

**Мета та задачі.** Метою даної роботи є апробація різних способів визначення однотипних і подібних графіків електричних навантажень.

**Матеріал і результати досліджень.** Залежно від цілей пошуку однотипних графіків навантаження, можливо виділити декілька типів подібності часових рядів, схожих у часі, за формою, за структурою. У першому випадку ведеться пошук часових рядів, в яких особливі точки, а також інтервали спадання і зростання, близькі або точно відповідають один одному. Тоді близькі тимчасові ряди будуть відображати не тільки характерні особливості добового циклу споживання, але і містити в собі інформацію про включений склад електроприймачів і їх завантаженні в технологічному циклі, а також дії регулюючої автоматики і персоналу зі зміни параметрів електричного режиму. Саме такий тип подібності буде розглянуто далі. В якості вихідних даних для пошуку «схожих» добових графіків навантаження прийняті тимчасові ряди, що складаються з 24 погодинних значень або 48 півгодинних значень середньої на інтервалі часу активної та реактивної потужності. Для обробки і досліджень використовуються добові півгодинні графіки споживання активної та реактивної електроенергії за п'ять поспіль робочих днів ремонтного підприємства, яке працює в однозмінному режимі – 5 днів на тиждень з 7-30 до 16-30, перерва з 11-30 до 12-18. Як відомо, графіки електричних навантажень діляться на графіки звичайного робочого дня, передвихідного дня, вихідних та святкових днів.

Спершу доцільно виразити графіки навантаження в декартових або полярних координатах. Цей захід дозволить зафіксувати відміну графіка навантаження звичайних робочих днів від передвихідного дня. Щоб порівняти однотипність та подібність ГЕН на одному або декількох приєднаннях пропонується використовувати такі методи:

1. Метод розрахунку даних описової статистики і визначення показників графіка навантаження.
2. Метод визначення коефіцієнта подібності.

3. Розрахунок Евклідової відстані.
4. Визначення коефіцієнта кореляції.
5. Фазовий аналіз.

Дані електроспоживання записані в пам'яті електронного лічильника активної і реактивної електроенергії, встановленому на ввіді на силовий трансформатор 6 / 0,4 кВ. Облікові півгодинні дані електроспоживання в кВт зведені в табл. 1, в кВАр - в таблицю 2. У цих же таблицях наведені значення середньодобового навантаження, мінімального і максимального значення навантаження за добу, значення різних коефіцієнтів графіків навантаження.

Таблиця 1. Зведені півгодинні значення електроспоживання  $P$  на ввіді в кВт

Часовий інтервал	День тижня				
	Понеділок	Вівторок	Середа	Четвер	П'ятниця
0:00	9	9	9	10	11
0:30	10	9	9	10	11
1:00	10	9	9	10	11
1:30	9	9	9	10	11
2:00	10	10	10	10	11
2:30	10	9	9	10	11
3:00	10	10	9	10	11
... Дані подібні ...					
18:30	9	9	10	11	11
19:00	9	9	9	11	10
19:30	9	9	10	11	11
20:00	9	9	9	11	11
20:30	9	9	10	11	10
21:00	9	9	10	11	11
21:30	9	9	10	11	11
22:00	9	9	10	11	11
22:30	9	9	10	11	11
23:00	9	9	10	11	11
23:30	10	9	10	11	11

Таблиця 2. Зведені півгодинні значення електроспоживання  $Q$  на ввіді в кВАр

Часовий інтервал	День тижня				
	Понеділок	Вівторок	Середа	Четвер	П'ятниця
0:00	19	18	18	20	19
0:30	19	18	18	20	19
1:00	19	19	19	20	20
1:30	19	19	19	20	20
2:00	20	19	19	20	20
2:30	20	19	19	20	20
3:00	20	19	19	20	20
3:30	20	19	20	20	20
4:00	20	19	20	20	20
... Дані подібні ...					
17:30	17	17	19	18	18
18:00	17	17	19	18	18
18:30	17	16	18	17	18
19:00	17	16	18	17	17
19:30	17	16	18	17	17
20:00	17	17	19	17	17
20:30	17	17	19	17	18
21:00	17	17	19	18	18
21:30	17	17	19	18	18
22:00	18	17	19	18	18
22:30	18	17	20	18	19
23:00	18	18	20	19	19
23:30	18	17	20	19	19

### 1. Метод розрахунку даних описової статистики і визначення показників графіка навантаження.

Дані описової статистики, коефіцієнтів графіків активних навантажень зведені в табл. 3, а реактивних навантажень - в табл. 4.

Таблиця 3. Значення параметрів описової статистики, коефіцієнтів графіків активних навантажень на вводі

Часовий інтервал	День тижня				
	Понеділок	Вівторок	Середа	Четвер	П'ятниця
$P_{cp}$	23,1	21,6	18,5	19,9	18,3
$P_{срквдр}$	28,70	26,57	21,87	23,11	22,12
Ексцес	-1,5	-1,5	-1,0	-1,6	0,2
Асиметрія	0,6	0,6	0,8	0,5	1,4
$K_{ф=} = P_{срквдр}/P_{cp}$	1,24	1,23	1,18	1,16	1,21
$P_{макс}$	54,54	46,25	43,29	40,54	46,40
$P_{мин}$	9,00	8,85	9,05	9,30	10,20
$K_{м=} = P_{макс}/P_{cp}$	2,36	2,14	2,34	2,04	2,53
$K_3 = P_{cp}/P_{макс}$	0,42	0,47	0,43	0,49	0,40

Таблиця 4. Значення параметрів описової статистики, коефіцієнтів графіків реактивних навантажень на вводі

Часовий інтервал	День тижня				
	Понеділок	Вівторок	Середа	Четвер	П'ятниця
$Q_{cp}$	25,8	22,9	23,4	22,7	23,2
$Q_{срквдр}$	27,54	23,68	24,05	23,13	24,36
Ексцес	-0,1	-1,5	-1,4	-1,3	0,1
Асиметрія	1,0	0,5	0,6	0,5	1,3
$K_{ф=} = Q_{срквдр}/Q_{cp}$	1,1	1,0	1,0	1,0	1,1
$Q_{макс}$	52,2	33,0	33,3	31,0	40,4
$Q_{мин}$	16,8	16,3	17,9	17,4	16,1
$K_{м=} = Q_{макс}/Q_{cp}$	2,0	1,4	1,4	1,4	1,7
$K_3 = Q_{cp}/Q_{макс}$	0,5	0,7	0,7	0,7	0,6

Позначення в табл. 3 і 4:

$P_{cp}$  і  $Q_{cp}$  – середньодобові значення півгодинних активної і реактивної потужності відповідно.

$P_{срквдр}$  і  $Q_{срквдр}$  – середньоквадратичні значення півгодинних активної і реактивної потужності відповідно.

$P_{макс}$  і  $Q_{макс}$  – максимальні значення півгодинних активної і реактивної потужності відповідно.

$P_{мин}$  і  $Q_{мин}$  – мінімальні значення півгодинних активної і реактивної потужності відповідно.

$K_{ф}$  – коефіцієнт форми.

$K_{м}$  – коефіцієнт максимуму.

$K_3$  – коефіцієнт заповнення.

Визначення коефіцієнтів графіків електричних навантажень наведені в роботі [1].

Аналіз описової статистики, значень коефіцієнтів графіків навантажень (табл. 3 і 4) показав, що за їх допомогою неможливо виявити подібні графіки або графіки, які не подібні один одному.

### 2. Метод визначення коефіцієнта подібності.

У публікації [2] запропонований алгоритм методу розрахунку коефіцієнта подібності обраних добових графіків завантаження, який має наступний вигляд:

1. Обираються дві рівні за тривалістю добові вибірки.

2. Кожна добова вибірка ділиться на рівні (або не рівні) інтервали, число яких в загальному

випадку  $24/\sqrt{n}$ , де  $n$  - число значень в добовій вибірці.

3. Розраховується частота потрапляння добового графіка навантаження в кожен з інтервалів (кишень).

4. Підраховується загальне значення навантаження за кожен інтервал порівнюваних добових вибірок і за добу.

5. Розраховується коефіцієнт подібності як співвідношення загального значення навантаження на добу за обраними графіками навантаження до числа значень у вибірці.

Згідно даного алгоритму для вибірки активного навантаження визначена частота потрапляння навантаження в обрані інтервали (табл. 5).

Таблиця 5. Визначення частоти потрапляння активного навантаження в інтервали (кишені)

Кишені	Інтервали навантаження, кВт	Кількість значень, що потрапили в інтервал навантаження в кожен з днів тижня				
		1 доба	2 доба	3 доба	4 доба	5 доба
1	15,0	28	28	29	27	33
2	22,0	1	1	2	2	2
3	29,0	1	2	6	1	3
4	36,0	1	2	4	13	2
5	43,0	7	5	6	5	4
6	50,0	7	10	1	0	4
7	57,0	3	0	0	0	0

На підставі частоти потрапляння навантаження розраховане загальне число її значень в кожному інтервалі.

Таблиця 6. Розрахунок коефіцієнтів подібності між добовими або заявленим графіками активного навантаження

	Число загальних інтервалів у добових графіках активного навантаження			
	1-2	1-3	1-4	1-5
Загальна кількість значень півгодинного навантаження $K_0$	43	38	35	39
Кількість півгодинних значень	48	48	48	48
$K_{\text{подібності}} = K_0/48$	0,9	0,79	0,73	0,81

Загальна кількість значень півгодинного навантаження в кожен інтервал між вибірками за першу та другу добу визначається згідно правила, описаного в роботі [3]. Інші дані в табл. 6 отримані аналогічно.

Дані табл. 6 показують, що коефіцієнт подібності не застосовують для виявлення подібних або однотипних добових графіків навантаження.

### 3. Розрахунок Евклідової відстані

Нехай  $P_j = \{p_1, p_2, \dots, p_T\}$  і  $Q_j = \{q_1, q_2, \dots, q_T\}$ ,  $j \in N$  – добові тимчасові ряди активної і реактивної потужності, що містять  $T$  відліків за часом;  $N$  – кількість добових графіків навантаження. Значення часових рядів в кожен момент часу є одномірні речові змінні  $p_i$  і  $q_i$ ,  $i \in T$ . Для зручності опису і виконання розрахунків в роботі [3] пропонується об'єднати добові тимчасові ряди активної і реактивної потужності:

$$D_j = P_j \cup Q_j = \{p_1, p_2, \dots, p_T, q_1, q_2, \dots, q_T\}.$$

Тоді  $F(D_j, D_k)$ , при  $j \neq k$  і  $k, j \in N$  є деяка функція, яка вимірює наскільки  $D_j$  відрізняється від  $D_k$ .

В якості функції  $F(D_j, D_k)$  оцінки відмінності між добовими графіками навантаження використовується Евклідова відстань [3]:

$$F(D_j, D_k) = (\sum^T (p_{i,j} - p_{i,k})^2 + \sum^T (q_{i,j} - q_{i,k})^2)^{0,5}. \quad (1)$$

За формулою (1) розрахована Евклідова відстань для повної, активної і реактивної потужності в кВА, кВт, кВАр відповідно. Результати розрахунку зведені в табл. 7.

Таблиця 7 Результати розрахунку Евклідової відстані графіків повного навантаження  $F_n$ , активного навантаження  $F_a$  і реактивного навантаження  $F_p$  за перший день з графіками навантаження другого (1-2), третього (1-3), четвертого (1-4) та п'ятого (1-5) днів тижня.

$F_n$ (1-2)	$F_a$ (1-2)	$F_p$ (1-2)	$F_n$ (1-3)	$F_a$ (1-3)	$F_p$ (1-3)	$F_n$ (1-4)	$F_a$ (1-4)	$F_p$ (1-4)	$F_n$ (1-5)	$F_a$ (1-5)	$F_p$ (1-5)
42,7	21,2	37,0	66,4	53,5	39,3	67,4	47,3	48,1	91,2	78,6	46,2

Дані табл. 7 показують, що Евклідова відстань графіків повного навантаження  $F_p$  і активного навантаження  $F_p$  за перший день з графіками навантаження другого, третього, четвертого робочих днів тижня перебуває в межах  $20 \div 70$  кВА. А Евклідова відстань графіків повного навантаження  $F_p$  і активного навантаження  $F_p$  за перший день з графіками навантаження п'ятого передвихідного робочого дня тижня перебуває в межах  $75 \div 100$  кВА. Таким чином, такий параметр як Евклідова відстань доцільно застосовувати для перевірки однотипності добових графіків навантаження (але не подібності).

#### 4. Визначення коефіцієнта кореляції.

Кількісною оцінкою ступеня подібності конфігурації розглянутих графіків навантаження можуть служити знак і величина відповідного коефіцієнта парної кореляції  $R$  [4]:

Результати визначення чисельних значень коефіцієнтів парної кореляції між графіками навантаження першого, другого, третього, четвертого і п'ятого робочих днів тижня один з одним зведені в табл. 8.

Таблиця 8 Значення коефіцієнтів кореляції графіка активного навантаження за перший день з графіками навантаження другого, третього, четвертого і п'ятого робочих днів тижня

Графік активного навантаження	Коефіцієнт кореляції				
	За перший день	За другий день	За третій день	За четвертий день	За п'ятий день
За перший день	1,00				
За другий день	0,99	1,00			
За третій день	0,98	0,96	1,00		
За четвертий день	0,98	0,97	0,96	1,00	
За п'ятий день	0,80	0,75	0,88	0,78	1,00

Аналіз показав, що коефіцієнт кореляції графіків активного навантаження звичайного робочого дня з передвихідним наочно показує однотипність і подібність (або їх відсутність) для різних добових графіків.

#### 5. Фазовий аналіз.

Теорія проведення фазового аналізу розглянута в роботі [5]. Застосування фазового аналізу для контролю електроспоживання розглянуто в публікації [6].

За даними табл. 1 побудовані фазові портрети для активного навантаження за кожні з 5 діб. Фазовий портрет за перший, другий, третій і четвертий день тижня практично ідентичні. На рисунку представлені фазові портрети за перший і п'ятий дні тижня.

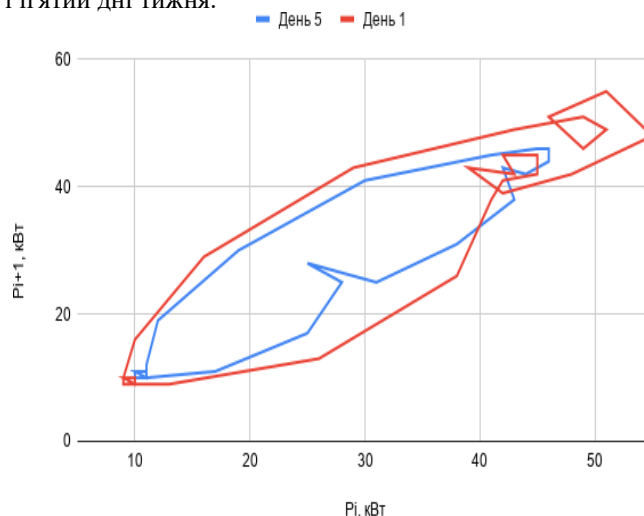


Рисунок Фазові портрети за 1 і 5 добу

Фазові портрети за понеділок і п'ятницю володіють великою схожістю (подібністю), але за допомогою них можна виявити типи графіків електричних навантажень. Таким чином, за результатами досліджень можна скласти табл.9.

Таблиця 9. Застосування математичних і статистичних методів, способів виявлення однотипності та подібності добових графіків електричного навантаження (плюс означає, що метод або спосіб можна застосовувати, а мінус ні)

Найменування методу (способу)	Виявлення однотипності	Виявлення подібності
Розрахунок показників графіків навантаження і розрахунку описової статистики	-	-
Визначення коефіцієнта подібності	-	-
Розрахунок Евклідової відстані	+	-
Визначення коефіцієнта кореляції вибірок добових графіків	+	+
Фазовий аналіз графіків навантаження	-	+

Евклідова відстань дозволяє визначити однотипність добових графіків навантаження, а фазовий аналіз - подібність. Коефіцієнт кореляції виявляє і те, і те. Однотипність і подібність можливо оцінити не тільки у добових графіках за різні дні тижня, а й певного добового графіка з еталонним (типовим).

Зазначені вище методи можуть бути застосовані для оцінки типовості або подібності не тільки графіків електричного навантаження, а й витрати інших енергоресурсів як добових, так і місячних або іншої тривалості.

#### Висновки

1. Досліджено застосовність різних математичних і статистичних методів, способів визначення однотипності або подібності добових графіків електричного навантаження. Зроблено висновок про те, що розрахунок Евклідової відстані дозволяє визначити однотипність добових графіків навантаження, а фазовий аналіз - подібність. Визначення коефіцієнта кореляції виявляє і однотипність, і подібність добових графіків.
2. Однотипність і подібність можливо оцінити не тільки у добових графіках за різні дні тижня, а й певного добового графіка з еталонним (типовим).
3. Даний метод доцільно поширити не тільки на добові вибірки електроспоживання, а й на вибірки іншої тривалості у часі (місячні, річні).
4. Запропонований спосіб визначення коефіцієнта подібності добових графіків навантаження можливо використовувати для графіків витрат різних енергоресурсів.

#### Список літератури

1. Бурбело М. Й. Розрахунок внутрішнього електропостачання / М. Й. Бурбело – Вінниця: ВНТУ, 2017. – 122 с.
2. Волошко А. В. Застосування теорії подібності для контролю електроспоживання промислових підприємств / А. В. Волошко, Я. С. Бедерак, В. В. Шевчук // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. – 2020. – № 4. – С. 78 – 83.
3. Тавлинцев А.С. Поиск однотипных графиков нагрузки энергообъекта / А.С. Тавлинцев, А.А. Суворов, Е.Д. Стаймова // *Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика»*. – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 20–27.
4. Диха М. В. Економетрія: навчальний посібник / М. В. Диха, В. С. Мороз. – К. : «Центр учбової літератури», 2016. – 206 с.
5. Сергеева Л.Н. Моделирование поведения экономических систем методами нелинейной динамики (теории хаоса) / Л.Н. Сергеева. – Запорожье: ЗГУ, 2002. – 227 с.
6. Бедерак Я.С. Контроль нагрузки в почасовом суточном графике промышленного предприятия в условиях работы в Энергорынке / Я. С. Бедерак // «Промислова електроенергетика та електротехніка» Промелектро : інформ. зб. // *Промелектро*. – 2020. – №1. – С. 28–39.

A.V. Voloshko, Ph.D. Sciences, Prof., ORCID 0000-0003-3337 - \*\*\*\*;  
National Technical University of Ukraine, Kyiv Polytechnic Institute named after Igor Sikorsky,  
J.S. Bederak, Ph.D. tech. Sciences, ORCID 0000-0002-2669-0965,  
Private Joint Stock Company "AZOT" Cherkasy  
V.V. Shevchuk, graduate student, ORCID 0000 0003-0535-2630  
National Technical University of Ukraine, Kyiv Polytechnic Institute named after Igor Sikorsky,

#### VERIFICATION OF SIMILARITY AND SIMILARITY OF DAILY SCHEDULES OF ELECTRIC LOADING OF INDUSTRIAL ENTERPRISES

*The purpose of the study in this paper is based on a detailed analysis of various mathematical and statistical methods for determining the similarity and uniformity of daily schedules of electrical load to form an approach to solving several important tasks. Namely, method of forming a static sample of complex load measurement data for the same included composition of single electrical receivers, selection of the optimum declared schedule of electric loading at purchase of the electric power on "Energorinka", as well as solving other similar tasks, all this in general requires effective clustering of graphs.*

*Due to the fact that daily schedules of electrical load are divided into working days, pre-weekend, pre-holiday and weekend in this paper it is proposed to express the data of electric load graphs in Cartesian or polar coordinates. This allowed us to record the difference between the daily schedule of electrical load on normal working days from the day before.*

*The efficiency of application of these methods of search of identical and similar daily schedules of electric loading was analyzed by allocation of several basic types of similarity of time series, similar: in time, on the form, on structure.*

*It is shown that the calculation of the Euclidean distance allows to determine the uniformity of daily load graphs. And phase analysis is their similarity. The most acceptable method is to determine the correlation coefficient, which reveals the similarity and similarity of daily schedules of electrical load.*

**Key words:** *electric load, daily schedule, similarity theory, similarity coefficient.*

#### References

1. Burbelo M.Y. Calculation of internal power supply / M.Y. Burbelo - Vinnytsia: VNTU, 2017. - 122 p.
2. Voloshko A.V. Application of similarity theory for control of electrical consumption of industrial enterprises / A.V. Voloshko, J.S. Bederak, V.V. Shevchuk // *Energy: economics, technologies, ecology*. - 2020. - № 4. - P. 78 - 83.
3. Tavlintsev A.S. Search for the same type of load graphs of the energy object / .A.S. Tavlintsev, A.A. Suvorov, E.D. Staymova // *Vestnik YuUrGU. Energy series*. - 2018. - Vol. 18, № 2. - P. 20–27.
4. Dykha M.V. *Econometrics: textbook* / M.V. Dykha, V.S. Moroz. - Kyiv: Center for Educational Literature, 2016. -206 p.
5. Sergeeva L.N. *Modeling of behavior of economic systems by methods of nonlinear dynamics (chaos theory)* / L.N. Sergeeva. - Zaporozhye: ZGU, 2002. - 227 c.
6. Bederak J.S. Load control in the hourly daily schedule of an industrial enterprise in working conditions in the Energy Market / J.S. Bederak // *"Industrial power engineering and electrical engineering" Promelectro: inform. zb.* // *Promelectro*. - 2020. - №1. - P. 28–39.

Надійшла 10.11.2021  
Received 10.11.2021



## АНАЛІЗ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ У ТРИФАЗНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ КОЛАХ З РОЗПОДІЛЕНИМИ ПАРАМЕТРАМИ І МІЖФАЗНИМИ ЗВ'ЯЗКАМИ НА ПРИКЛАДІ ВИСОКОВОЛЬТНОЇ КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ

У роботі проведено аналіз перехідних процесів у трифазних електричних колах, що дозволило розглянути зміни перехідних складових струмів і напруг кожної фази трифазного кабельної лінії електропередачі і оцінити рівень перенапруги і амплітуди струмів короткого замикання в екранах з урахуванням транспозиції. У середовищі MatLab/Simulink розроблено програмні засоби і методику чисельного розрахунку перехідних електромагнітних процесів у спроектованій кабельній лінії 330 кВ для аналізу рівня напруг на екранах і струмів у жилах кабелю при різних комутаційних режимах. Проведено розрахунки конкретної кабельної лінії на 330 кВ протяжністю 13 км, вперше прокладеної в Україні для електропостачання електросталеливарного комплексу. Проведено розрахунок виникаючих перехідних електромагнітних процесів у такій лінії при різних умовах її підключення до трифазної мережі електроживлення. Це дозволяє рекомендувати результати роботи для розробки методик визначення допустимих і аварійних режимів аналогічних трифазних кабельних ліній електропередачі та вибору раціональних схемо-конструктивних рішень при їх проектуванні.

**Ключові слова:** кола з розподіленими параметрами, трифазні електричні кола, багатополіусник, перехідні процеси, міжфазні зв'язки, кабельна лінія.

**Вступ.** Одним із сучасних методів підвищення надійності та безпеки кабельних ліній електропередачі високої і надвисокої напруги є застосування в них кабелів зі зшитого поліетиленовою (СПЕ) ізоляцією, яка відрізняється підвищеними експлуатаційними характеристиками, особливо в місцевостях з щільною забудовою і розгалуженими комунікаціями. Повітряні і кабельні лінії мають суттєво різні зосереджені і розподілені реактивні параметри, сукупність яких в електричних колах високої і надвисокої напруги можуть викликати перехідні процеси і закономірності, які до сих пір не досліджувалися. Мало відомі також діапазони зміни розподілених параметрів сучасних високовольтних і надвисоковольтних кабелів зі СПЕ ізоляцією при їх експлуатації в різних режимах.

У нормальному режимі передачі потужності ці коливальні властивості не проявляються. Однією з причин виникнення в кабельних лініях короткочасних перенапруг або надструмів при планових і випадкових комутаціях є накопичення електричної і магнітної енергій в реактивних елементах електричного кола. Кожна комутація викликає перехідний процес, який може привести до перекриття ізоляції.

Багато видів комутаційних перенапруг підлягають обмеженню. Техніко-економічні обґрунтування заходів захисту від перенапруг включають в себе оцінку статистичних характеристик збитку внаслідок пошкодження, простого або позачергового ремонту електроустановки кабельної лінії, а так само внаслідок порушення технологічного процесу у споживачів [1, 2, 4].

Сказане вище обумовлює актуальність моделювання та аналізу електромагнітних процесів, що виникають при підключенні і комутаціях кабельних ліній в надвисоковольтних трифазних електричних колах.

На сьогоднішній день в Україні вперше розроблено і знаходиться в стадії реалізації проект кабельної лінії електропередачі на напругу 330 кВ (КЛ 330 кВ) з ізоляцією із зшитого поліетилену, для електропостачання електросталеливарного комплексу заводу "Дніпросталь" загальною довжиною лінії 13 км [2].

Вибір кабелю такого типу для такої лінії 330 кВ відповідає світовій тенденції розвитку кабельних ліній електропередачі. В даний час в промислово розвинених країнах практично 100% ринку силових кабелів високої і надвисокої напруги 150 кВ і вище займають кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену.

Зшитий поліетилен являє собою полімер, створений молекулами поліетилену, які з'єднані між собою додатковим поперечними зв'язками. Широке використання зшитого поліетилену в якості ізоляції силових кабелів обумовлено чудовими діелектричними властивостями (висока діелектрична міцність,

низький tgσ, низька діелектрична проникність  $\epsilon_r$ ) і високою температурною стабільністю, що дозволяє збільшити струмові навантаження, як в режимі експлуатації, так і режимі короткого замикання.

Розробка і реалізація спеціальних проектів таких надвисоковольтних трифазних кабельних ліній електропередачі потребує виконання значних попередніх науково-технічних розробок, електротехнічних розрахунків по вибору внутрішнього перерізу струмоведучих жил кабелю для забезпечення пропускної здатності у лінії, втратам напруги, допустимим тривалим навантаженням за умови нагріву у нормальних та аварійних режимах.

В даний час для електротехнічних розрахунків все частіше використовуються спеціальні прикладні комп'ютерні програми. Одним з найпопулярніших математичних пакетів такого типу є MatLab/Simulink, який дозволяє створювати структурні схеми для розрахунку, дослідження та аналізу перехідних електромагнітних процесів у трифазних електричних колах, що включають в себе ділянки кабельної лінії електропередачі [1–5].

**Мета та завдання.** Метою роботи є розробка в середовищі MatLab/Simulink програмних засобів і методики чисельного розрахунку перехідних електромагнітних процесів у спроектованій кабельній лінії 330 кВ для аналізу рівня напруг та струмів у жилах кабелю при різних комутаційних режимах.

**Матеріали і результати досліджень.** У статті проведено розрахунок виникаючих перехідних електромагнітних процесів у високовольтній трифазній кабельній лінії при різних умовах її підключення до трифазної мережі електроживлення. Для цього у середовищі Matlab/Simulink було створено комп'ютерну модель діючої кабельної лінії довжиною майже 13 км на напругу до 330 кВ, схема прокладки якої показана на рис. 1.

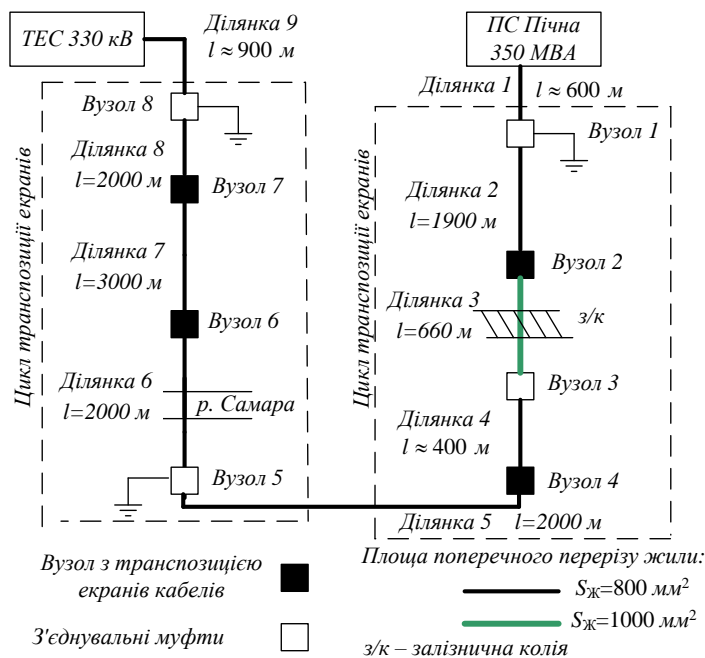


Рисунок 1 – Схема прокладки кабельної лінії 330 кВ

Комп'ютерна модель кабельної лінії, що показана на рис. 2 і відповідає схемі прокладки рис. 1 складається з 9 ділянок, кожна з яких модулюється еквівалентними багатополіусниками, які є ланками довжиною  $l$  ланцюгової схеми заміщення (номер ділянки та довжина в метрах показані на рис. 1). Еквівалентні багатополіусники (рис. 3) мають дванадцять полюсів (по шість з кожної сторони), що відповідають трьом струмоведучим жилам та трьом електромагнітним екранам кожної фази трифазної кабельної лінії. Полюси екранів з'єднуються по схемі транспозиції екранів кабелю [5, 6].

Для того щоб забезпечити передачу по лінії заданої потужності навантаження 350 МВт, з дотриманням необхідних температурних режимів, потрібно кабель з номінальним перетином струмоведучих жил 800 мм<sup>2</sup>. Однак, на ряді ділянок вибраного перерізу недостатньо, так як питомий тепловий опір ґрунту і глибина прокладки кабелю по трасі відрізняються від базових. Для збільшення пропускної здатності кабелів застосовується транспозиція екранів кабелів по всій довжині лінії. При правильній організації транспозиції екранів (транспозиційна довжина кабелю розділена на три рівні частини) струми в екранах відсутні. На розглянутій кабельній лінії 330 кВ організувати ідеальну транспозицію не представляється можливим. На довжині лінії 11.5 км використовується два цикли

транспозиції. Підходи КЛ до ТЕС (900 м) і ПС Грубна (600 м) організовані без транспозиції, крім того підходи заземлені тільки з одного боку, що може привести до великих напруженням на незаземленій кінцях. Це становить небезпеку для ізоляції кабелю. Також лінія проходить під залізною дорогою (близько 0,5 км) та під річкою Самарою (близько 0,5 км). Фази кабелю прокладаються зімкнутим трикутником, що зменшує паразитні втрати в жилах кабелів. На ділянці кабельної лінії під залізною дорогою для забезпечення допустимих температурних режимів роботи, використовується кабель з перерізом струмоведучої жили 1000 мм<sup>2</sup> [3].

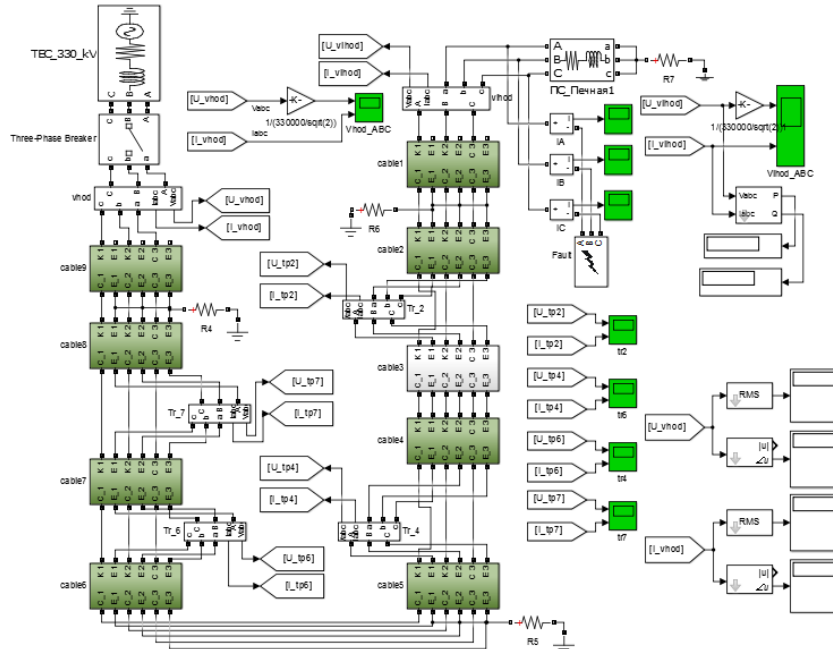
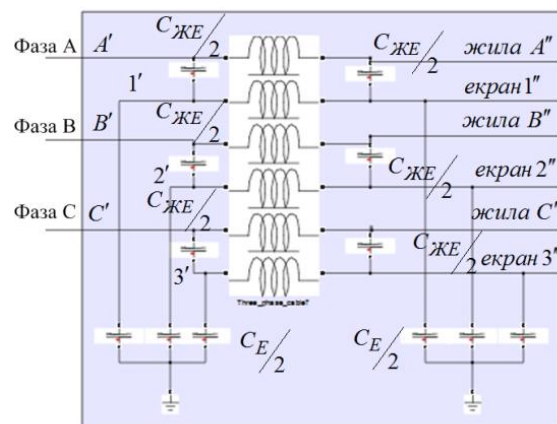


Рисунок 2 – Комп'ютерна модель трифазної кабельною лінією електропередачі 330 кВ



Багатополіусник

Рисунок 3 – Еквівалентний багатополіусник

В комп'ютерній моделі (рис. 2) на ділянках 2-5 та 6-8 виконувалася транспозиція екранів кабелів, довжини яких показані на рис. 1. Транспозиція не ідеальна і вибирається з умови, щоб в режимі однофазного короткого замикання напруга на екрані не перевищувала 3.5 кВ. Розрахунок параметрів лінії розраховувався по геометричним розмірам однофазного кабелю трифазної кабельної лінії для марки кабелю A2XS(FL)2Y 1x800 RM/150/190/330kV та A2XS(FL)2Y 1x1000 RM/150/190/330kV [3].

Перехідні електромагнітні процеси, що відбуваються в високовольтній кабельній лінії напругою 330 кВ, досліджувались засобами комп'ютерного моделювання. За основу для комп'ютерної моделі взята схема прокладки, зображена на рис. 1. На рис. 2 представлена відповідна Simulink-модель.

В режимі роботи лінії без навантаження (холостого ходу) (рис. 4) на вході лінії відбувається перехідний процес, протягом якого заряджаються всі ємнісні та індуктивні елементи лінії. В момент максимум напруги, напруги фази *B* (синій колір) та *C* (зелений колір) досягають 1.5 в.о., при частоті вільних коливань 620 Гц. Це пов'язане з початковим кутом включення.

Стрибок струму (рис. 5) досягає 2 кА, при усталеному режимі 150 А. Таке велике значення початкового струму, пов'язане з протіканням ємнісних струмів, що протікають по контуру жила-скран-земля. Струм на виході лінії рівний нулю, що підтверджує, що весь струм який надійшов на вхід лінії замикається на землю через ємнісні контури.

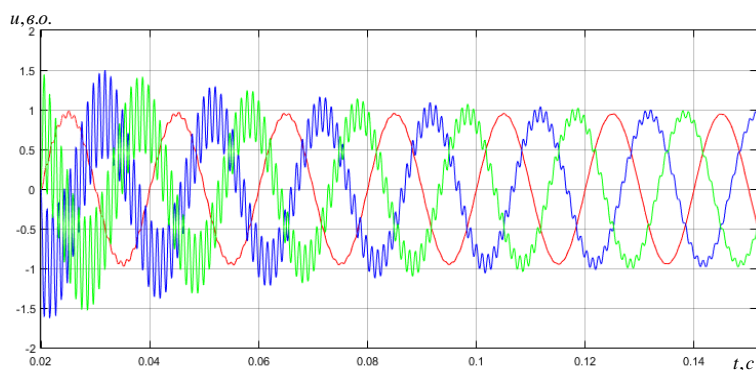


Рисунок 4 – Напряга на вході трифазної лінії в режимі холостого ходу

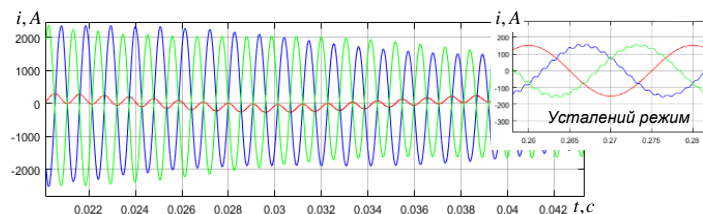


Рисунок 5 – Струм на вході трифазної лінії в режимі холостого ходу

При однофазному короткому замиканні (рис. 6) напруга на пошкодженій фазі *A* зменшується із за падіння напруги на джерелі, а напруги в фазах *B* та *C* збільшуються до лінійних значень, у нейтральній точці потенціал рівний ЕДС пошкодженої фази.

В свою чергу амплітуда струму фази при однофазному короткому замиканні в перший момент часу досягає 26 кА (рис. 7), що наряду з вимушеною складовою виникає вільна складова, що має аперіодичний характер. Як видно з осцилограмами, періодична складова струму короткого замикання фази *A* залишається незмінною протягом всього перехідного процесу. Завершення перехідного процесу визначається затуханням аперіодичної складової.

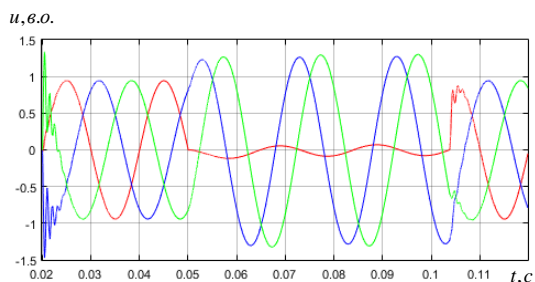


Рисунок 6 – Напряга в лінії при однофазному короткому замиканні



Рисунок 7 – Струм в лінії при однофазному короткому замиканні

Напряга в екранах у вузлах транспозиції 2, 4 та 6 не перевищує допустимих значень 3,5 кВ (рис. 8, а). У вузлі 7, напруга приймає значення 4 кВ. Підвищення напруги зумовлена тим, що ділянки 1 та 9 заземлені тільки з однієї сторони, тому потрібно вживати заходи для обмеження таких напруг. Це питання потребує додаткового дослідження, що виходить за рамки даної роботи.

Струм в екранах з'являється в наслідок різної довжини ділянок транспозиції (рис. 8, б), що обумовлено неповною компенсацією індуктованих струмів.

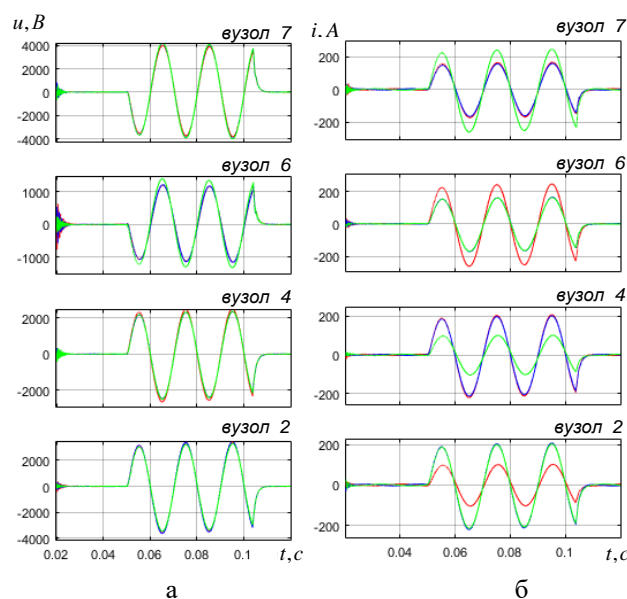


Рисунок 8 – Напряга і струм в екранах кабелів при однофазному короткому замиканні

Аналізуючи перехідні процеси у режимі однофазного короткого замикання можна зробити висновок, що для вибору оптимальних довжин ділянок транспозиції екранів кабелів, необхідно розглядати однофазний режим короткого замикання, так як в цьому режимі виникають неприпустимі перевищення напруги на екранах кабелів та струмів у жилах трифазних кабельних ліній.

#### Висновки.

Розглянуто осцилограми перехідних характеристик струмів в екранах трифазної КЛ однофазного виконання, при комутації КЛ до навантаження. Проведено аналіз умов появи струмів в екранах, обумовлених магнітним зв'язком, що виникає при взаємодукції між жилою і екраном одного і того ж кабелю і жилами сусідніх фаз.

Проведено аналіз перехідних процесів при однофазному короткому замиканні, що дозволило розглянути зміни перехідних складових струмів і напруг кожної фази трифазного кабельної лінії електропередачі і оцінити рівень перенапруги і амплітуди струмів короткого замикання в екранах з урахуванням транспозиції.

У роботі приведено розрахунки конкретної кабельної лінії на 330 кВ протяжністю 13 км, вперше прокладеної в Україні для електропостачання електросталеливарного комплексу заводу "Дніпросталь". Проведено розрахунок виникаючих перехідних електромагнітних процесів у такій лінії при різних умовах її підключення до трифазної мережі електроживлення. Це дозволяє рекомендувати результати роботи для розробки методик визначення допустимих і аварійних режимів аналогічних трифазних кабельних ліній електропередачі та вибору раціональних сфо-конструктивних рішень при їх проектуванні.

#### Список використаної літератури

1. Шидловский А.К., Щерба А.А., Золотарев В.М., Подольцев А.Д., Кучерявая И.Н. Кабели с полимерной изоляцией на сверхвысокие напряжения. К.: І-т електродинаміки НАН України, 2013. С. 550.
2. Лях В.В., Молчанов В.М., Сантацкий В.Г., Квицинский А.А. Кабельная линия напряжением 330 кВ: некоторые аспекты проектирования. Промэлектро, 2009, № 6. С. 27–33.
3. Лях В.В., Молчанов В.М., Судакова И.В., Павличенко В.П. Кабельная линия напряжением 330 кВ – новый этап развития электрических сетей Украины. Электрические сети и системы, 2009, №3. С. 16–21.
4. Руководство по сооружению, испытаниям и эксплуатации современных кабельных линий сверхвысокого напряжения. РД К28-007:2017. / за ред. В.М.Золотарева, А.А.Щербы. Харьков, 2017. С. 63.
5. Лободзинський В.Ю. Перехідні процеси в представлених багатополосниками трифазних колах із розподіленими параметрами та електромагнітними зв'язками: автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.09.05. Київ, 2019. 24 с.
6. Chibelis V., Lobodzinskiy V., Illina O. Research on transposition efficiency of screens of three-phase cable lines with consideration of mutual phase disposition. Computational Problems of Electrical Engineering, 2016, Vol.6, №2. pp. 63–66.

V. Lobodzinskiy, PhD in Technical Sciences, assistant professor, ORCID 0000-0003-1167-824X  
V. Chybelis, PhD in Technical Sciences, assistant professor, ORCID 0000-0003-2235-9826  
National Technical University Of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

### TRANSIENT ANALYSIS IN THREE-PHASE ELECTRICAL CIRCUITS WITH DISTRIBUTED PARAMETERS AND INTERFACIAL CONNECTION ON THE EXAMPLE OF HIGH-VOLTAGE CABLE LINE

*The analysis of transients in three-phase electric circuits is carried out, which allowed to consider changes of transient components of currents and voltages of each phase of three-phase cable power line and to estimate the level of overvoltage and amplitude of short-circuit currents in screens taking into account transposition. Using the MatLab/Simulink program, software tools and methods for numerical calculation of transient electromagnetic processes in the designed 330 kV cable line were developed to analyze the level of voltages on the screens and currents in the cable cores at different switching modes. The calculations of a specific 330 kV cable line with a length of 13 km, laid for the first time in Ukraine for the power supply of the electric steel complex, were carried out. The calculation of the emerging transient electromagnetic processes in such a line under different conditions of its connection to the three-phase power supply network is carried out. Many types of switching overvoltages are subject to limitation. Feasibility studies of overvoltage protection measures include assessment of statistical characteristics of damage due to damage, simple or extraordinary repair of electrical equipment of the cable line, as well as due to violation of the technological process by consumers. The above determines the relevance of modeling and analysis of electromagnetic processes that occur when connecting and switching cable lines in ultra-high-voltage three-phase electrical circuits. This allows us to recommend the results of work to develop methods for determining the allowable and emergency modes of similar three-phase cable transmission lines and the choice of rational circuit design solutions in their design. Analyzing the transients in the mode of single-phase short circuit, we can conclude that to select the optimal lengths of the transposition sections of cable screens, it is necessary to consider single-phase short circuit mode, as in this mode there are unacceptable overvoltages on cable screens and currents in three-phase cable lines.*

**Keywords:** distributed circuits, multipole, three-phase electric circuits, transients, interphase connections, cables.

#### References

1. A.K. Shydlovskiy, A.A. Shcherba, V.M. Zolotarev, A.D. Podoltsev, Y.N. Kucheriavaia. Ultra-high voltage polymer insulated cables. K.: I-t elektrodynamiky NAN Ukrainy, p. 550, 2013.
2. V.V. Liakh, V.M. Molchanov, V.H. Santatskiy, A.A. Kvytsynskiy. 330 kV cable line: some design aspects. Promjelektro, 2009, № 6.
3. V.V. Liakh, V.M. Molchanov, Y.V. Sudakova, V.P. Pavlychenko. The 330 kV cable line is a new stage in the development of Ukraine's electrical networks. Jelektricheskie seti i sistemy, №3, pp.27-33, 2009.
4. Guide to the construction, testing and operation of modern ultra-high voltage cable lines. РД К28-007:2017. / behind the editors V.M.Zolotareva, A.A.Shcherbi. Kharkov, pp. 63, 2017.
5. V.Iu. Lobodzynskiy. Transients in represented by multipoles three-phase circuits with distributed parameters and electromagnetic coupling: avtoref. dys. ... kand. tekhn. nauk : 05.09.05. Kyiv, p.24, 2019.
6. Chibelis V., Lobodzinskiy V., Illina O. Research on transposition efficiency of screens of three-phase cable lines with consideration of mutual phase disposition. Computational Problems of Electrical Engineering, Vol.6, №2, pp. 63–66, 2016.

Надійшла 05.09.2021  
Received 05.09.2021

# МОНІТОРИНГ, ДІАГНОСТИКА ТА КЕРУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ ТА ОБЛАДНАННЯМ MONITORING, DIAGNOSIS AND MANAGEMENT OF ENERGY PROCESSES AND EQUIPMENT

УДК 621.313.821

DOI 10.20535/1813-5420.3.2021.251208

В.В. Чумак, канд.тех.наук, доц., ORCID 0000-0001-8401-7931

А.С. Стулішенко, аспірант, ORCID 0000-0001-9982-9246

С.С. Цивінський, канд.тех.наук., ORCID 0000-0002-2800-6709

В.О. Ігнат'єв, магістр, ORCID 0000-0002-2787-6040

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

## ДІАГНОСТИКА ІЗОЛЯЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН З ВИКОРИСТАННЯМ КОМУТАЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ

*Ізоляція електричних машин є найбільш вразливою ділянкою в надійності функціонування та експлуатації електричних машин. Існуючі методи діагностики ізоляції не забезпечують якісної перевірки міжжиткової ізоляції обмоток. Існуючий нормативний метод передбачає перевищення номінальної напруги лише на 30%, що може виявити тільки багатозамкнені виткові групи, тому передбачається імпульсний процес в якості розриву постійного струму, що живить обмотку в процесі випробувань і потім аналіз перехідного процесу який свідчить про рівень дефектності, а також створення діагностично-системного модулю, який може забезпечити систему планово-попереджувальних ремонтів.*

**Ключові слова:** електричні машини, комутаційний процес, виткова ізоляція, діагностика обмотки

**Вступ.** Протягом кількох попередніх десятиліть електромашинобудування розвивалося в напрямку підвищення використання машин, збільшення навантажень активних матеріалів і зниження маси машини на одиницю потужності. Паралельно з цим розроблялися та впроваджувалися нові типи активних, конструкційних та ізоляційних матеріалів, покращувалася вентиляція, з'явилися більш інтенсивні методи охолодження машин. Однак запас міцності, а разом з тим і стійкість до перевантажень поступово знижувалися. В результаті з'явилася тенденція загального зниження надійності електричних машин.

Проблема надійності технічних систем за останні два-три десятиліття різко загострилася, що пояснюється такими об'єктивними причинами:

- різким збільшенням складності технічних систем, що включають сотні тисяч і навіть мільйони окремих вузлів та елементів;
- екстремальністю умов, у яких експлуатується виріб (високі швидкості, значні прискорення, високі температури та тиски, вібрація, підвищена радіація тощо);
- інтенсивністю режимів роботи системи або окремих вузлів (при високих температурах, частотах обертання, тисках, щільності струму тощо);
- підвищенням вимог до якості роботи (висока точність, ефективність тощо);
- збільшенням відповідальності функцій, що виконуються системою, високою економічною та технічною ціною відмови;
- повною чи частковою автоматизацією і, як наслідок, виключенням безпосереднього контролю людиною функціонування системи та її елементів.[1]

Відмови електричних машин можна розділити на конструкційні, технологічні (виробничі) та експлуатаційні. Конструкційні відмови виникають через недосконалість (незнання) або порушення правил проектування та конструювання електричної машини, технологічні - через порушення процесу виробництва або ремонту, експлуатаційні - через неправильне застосування, відсутність захисту,

порушення умов експлуатації електричних машин. Відмови електричних машин можуть бути обумовлені старінням матеріалів та зносом вузлів, а також випадковою концентрацією навантаження, передбачати яку практично неможливо.

Відмови асинхронних двигунів відбуваються через пошкодження обмоток і розподіляються таким чином: перевантаження або перегрів статора електродвигуна - 31%, міжвиткове замикання - 15%, пошкодження підшипників - 12%, пошкодження обмоток статора чи ізоляції - 11%, нерівномірний повітряний зазор між статором і ротором - 9% та ін. [2]



Рисунок 1 - Джерела розвитку пошкоджень в електричних машинах

Причини відмов електродвигунів можна диференціювати так: технологічні - близько 35%; експлуатаційні (головним чином незадовільний захист електродвигунів) - 50% і конструкційні - 15%.

Ушкодження асинхронних двигунів в залежності від потужності показують, що в двигунах:

- невеликої потужності (0,75-50 кВт) найчастіше відбуваються дефекти ротора та підшипників;
- середньої потужності (понад 50 і до 200 кВт) – дефекти статора і ротора;
- для всіх асинхронних двигунів потужністю більше 200 кВт пошкодження статора становлять у середньому 45-55% всіх ушкоджень. [3]

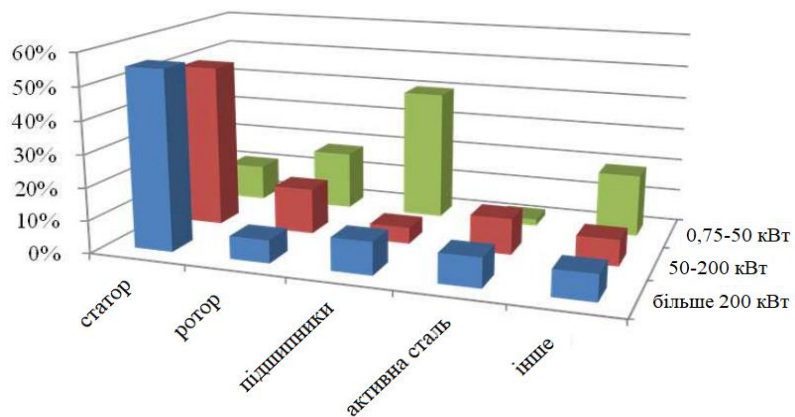


Рисунок 2 - Пошкодження асинхронних двигунів залежно від потужності

Обмотки є найбільш важливою та складною за умовами роботи частиною електричних машин та апаратів. Вихід обмоток з ладу здебільшого обумовлений ушкодженнями ізоляції.

На обмотки і особливо на їх ізоляцію у процесі експлуатації діють електромагнітні сили, вібрація, температура довкілля та інші чинники. Спільна дія перерахованих вище факторів призводить до незворотних процесів зміни структури та хімічного складу ізоляції, тобто до старіння ізоляції. Крім того, в ізоляції можуть бути дефекти, що виникають як у процесі виготовлення матеріалів, з яких складається ізоляційна конструкція електричної машини або апарату, так і при виготовленні самої ізоляційної конструкції. Особливо часто при укладанні обмоток ушкоджується виткова ізоляція, що значно скорочує термін їх служби.

Розвиток дефектів зазвичай призводить до пошкоджень ізоляційних конструкцій в перший період роботи після введення електричних машин в експлуатацію. Як правило, такі ушкодження виникають у вигляді пробою міжвиткової ізоляції. На надійність роботи обмоток негативно впливає розтяг проводів



при намотуванні котушкових груп на намотувальних верстатах. Цей розтяг може досягати 5-7% довжини проводу. [4]

У процесі роботи на обмотки електричних машин впливають електродинамічні та механічні зусилля, що досягають великих значень при пусках та реверсуванні. Так, пускові струми коротко замкнутих електродвигунів перевищують номінальні в 5-7 разів, в зв'язку з чим на обмотки діють значні електродинамічні сили, значення яких пропорційні квадрату струмів. Під впливом цих зусиль в ізоляції виникають тріщини, і навіть механічні ушкодження.

До зносу виткової ізоляції може призводити тертя між витками і витками об корпусну ізоляцію, що виникає в електричних машинах через різні коефіцієнти теплового розширення міді в обмотках і активної сталі сердечників. Зазвичай таке тертя відбувається під час пуску і роботи, а також при охолодженні після зняття навантаження.

Великий вплив на прискорення процесу старіння ізоляції дає волога. Зазвичай проникнення вологи в ізоляцію обмоток електричних машин відбувається в неробочі періоди, особливо при охолодженні машин, коли тиск у порах та капілярах ізоляції трохи нижче атмосферного. Проникнення вологи викликає гідролітичне руйнування ізоляційних матеріалів, особливо тих що мають волокнисту структуру. Періодичне проникнення вологи в ізоляцію та її видалення підсушуванням під час роботи електричних машин сприяє розвитку пор в ізоляції. При цьому просочення обмоток компаундуєними лаками лише уповільнює процес зволоження та підсушування ізоляції, а не виключає його. Зволоження є однією з головних причин пробою ізоляції обмоток електричних машин, особливо намотаних дротами з бавовняним обплетенням. Волога, що проникає в пори і тріщини, значно знижує електричну міцність ізоляції. Небезпечним є також зволоження забруднених обмоток. При зволоженні різко знижується напруга пробою в місцях дефектів і цим самим створюються умови виникнення дугових розрядів при порівняно низьких значеннях перенапруг. Експериментальні дослідження показали, що при зволоженні обмоток з дефектами в ізоляції, опір ізоляції знижується в кілька десятків разів і при цьому різко збільшуються струми витоку через ізоляцію. У цих випадках через дефекти в ізоляції під дією напруги проходить струм, що руйнує ізоляцію, внаслідок чого виникає коротке замикання між витками обмоток або замикання обмоток на землю. Електричні машини, що мають такі дефекти ізоляції, вимагають заміни обмоток, тобто, капітального ремонту. [5]

Якщо ізоляція не має технологічних дефектів, то під дією температури, вібрації, зволоження, зовнішнього середовища та інших факторів, протягом часу відбувається поступове старіння ізоляції, що виражається в її усиханні, випаровуванні летючих компонентів, втраті еластичності, виникненні пор та тріщин. У найбільш «слабких» місцях ізоляції виникають дефекти, що мають низьке значення напруги пробою. У моменти перенапруг (атмосферних або комутаційних) у місці дефекту виникають іскрові розряди, які повторюються при кожній наступній перенапрузі, значення якої перевищує напругу пробою місця дефекту. Внаслідок дії розрядів пробивна напруга поступово зменшується до того часу, коли у місці дефекту починає виникати дуговий розряд від робочої напруги між витками. У цьому випадку відбувається повне міжвиткове замикання та обмотка електродвигуна виходить з ладу. У зв'язку з тим, що пробивна напруга в місці дефекту після першого пробою досить велика, а перенапруги в витках обмоток досягають значення пробивної напруги не часто, з моменту виникнення дефекту в ізоляції до повного виткового замикання проходить певний час.

**Метою** даної статті є дослідження комутаційних процесів в обмотках електричних машин для виявлення дефектів в ізоляції обмоток та створення реальної діагностичної системи оцінки якості обмоток.

#### **Матеріали та результати досліджень.**

Для проведення досліджень якості ізоляції обмоток електричних машин створено математичну модель в програмному середовищі матлаб-симулінк. Структурна схема створеної моделі представлена на рис.4. Вхідні дані моделі наступні:

Приведені досліди ХХ і КЗ по схемі:

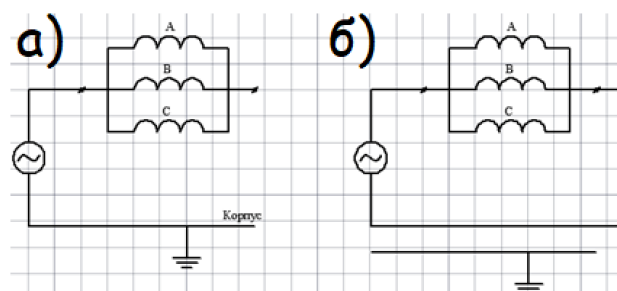


Рисунок 3 – а) схема заміщення для дослідження холостого ходу б) схема заміщення для дослідження короткого замикання

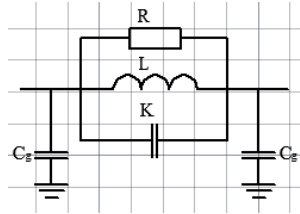


Рисунок 4 - Схема заміщення трьох обмоток:

1) З досліду XX на частоті 1-10 кГц в схемі заміщення по рис. 4 двигун представляє собою ємність  $2C_g$ . По даним вимірів при  $f = 10^4$  Гц  $Z_{XX} = 7272$  Ом. Звідси  $2C_g = \frac{1}{\omega Z_{XX}} = 2,2$  нФ або  $C_g = 1,1$  нФ.

2) З досліду КЗ в точці резонансу  $f_0 = 70$  кГц величина  $Z_{K3/f_0} \approx R$ .  $Z_{K3/f_0} = 8750$  Ом звідси  $R = 8750$  Ом.

3) Для того щоб визначити  $K$  і  $L$  знімаєм АЧХ з досліду КЗ по схемі рис. 3(б) з додатковою ємністю  $C_{\text{дод}} = 0,1$  мкФ по схемі зображеній на рис. 5

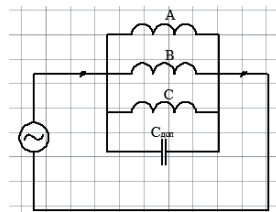


Рисунок 5 – схема заміщення з додатковою ємністю

В випадку без додаткової ємності частота резонансу  $f_0 = 70$  кГц. З додатковою ємністю частота резонансу  $f_0^{(1)} = 5$  кГц. Звідси отримуємо систему рівнянь:

$$\begin{cases} 2\pi f_0 = \frac{1}{\sqrt{L(0,5C_g + K)}} \\ 2\pi f_0^{(1)} = \frac{1}{\sqrt{L(0,5C_g + K + C_{\text{дод}})}} \end{cases}$$

Після вирішення даної системи отримуємо:

$$L = 0,01 \text{ Гн і } 0,5C_g + K = 0,51 \text{ нФ}$$

Так як  $C_g = 1,1$  нФ то звідси слідує  $K \ll C_g$  і  $C_g = 2 * 0,51 = 1$  нФ.

Отримуємо наступні параметри:

$$C_g = 1 \text{ нФ}; R = 8750 \text{ Ом}; L = 0,01 \text{ Гн.}$$

Це результати для трьох обмоток включених паралельно. Для однієї фазної обмотки отримаєм:

$$C_{g\phi} = \frac{C_g}{3} = 0,33 \text{ нФ}$$

$$R_\phi = 3R = 2,64 * 10^4 \text{ Ом}$$

$$L_\phi = 3L = 0,03 \text{ Гн}$$

Вихідні данні

$N=8$ ; число секцій

$L1=10.4e-3/N$ ; повздовжні параметри

$R1=16.74e+3/N$ ; повздовжні параметри

$C1=0.763e-9/N$ ; поперечні параметри

$RC1=0.0926e6*N$ ; поперечні параметри

$K=1.452e-9*N$ ; повздовжні параметри

$tv=1e-6$ ;

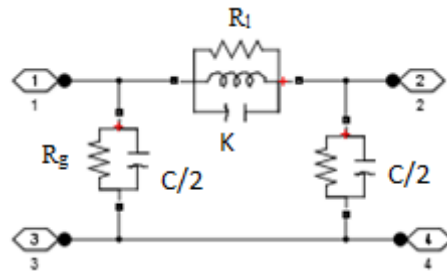


Рисунок 6 - Структура однієї секції обмотки

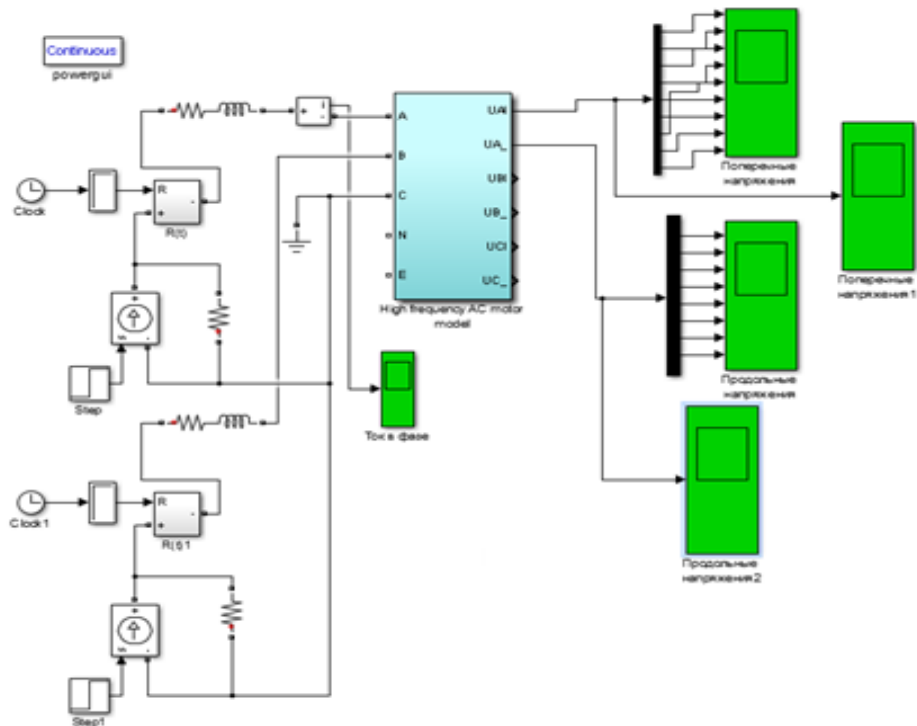


Рисунок 7 - Simulink-модель для дослідження хвилювих процесів в асинхронному двигуні

За результатами моделювання отримані осцилограми продемонстровані на рис.8-11.

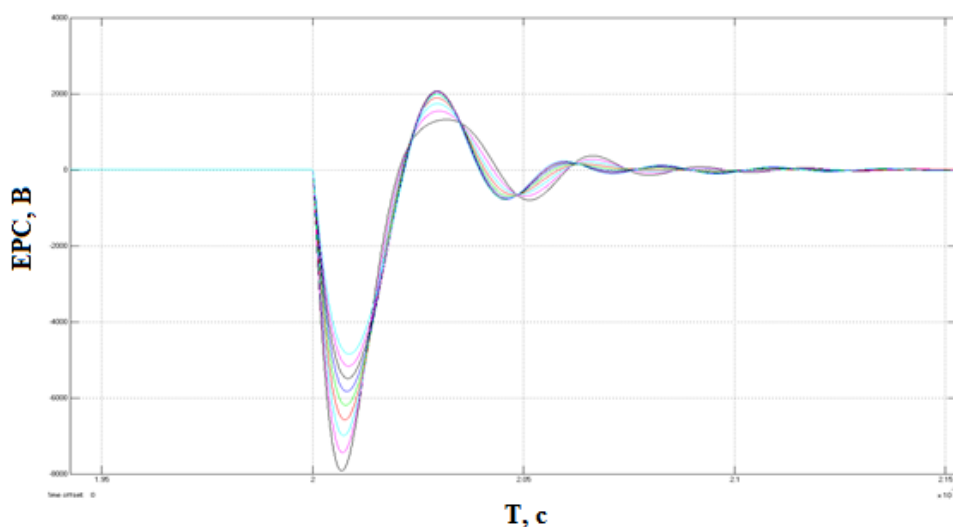


Рисунок 8 – Розподіл у часі поперечних напруг на секціях обмоток

Поперечні напруги свідчать про стан ізоляційної системи через аналіз енергетичних витоків в резонансному колі індуктивності та ємності в обмотці.

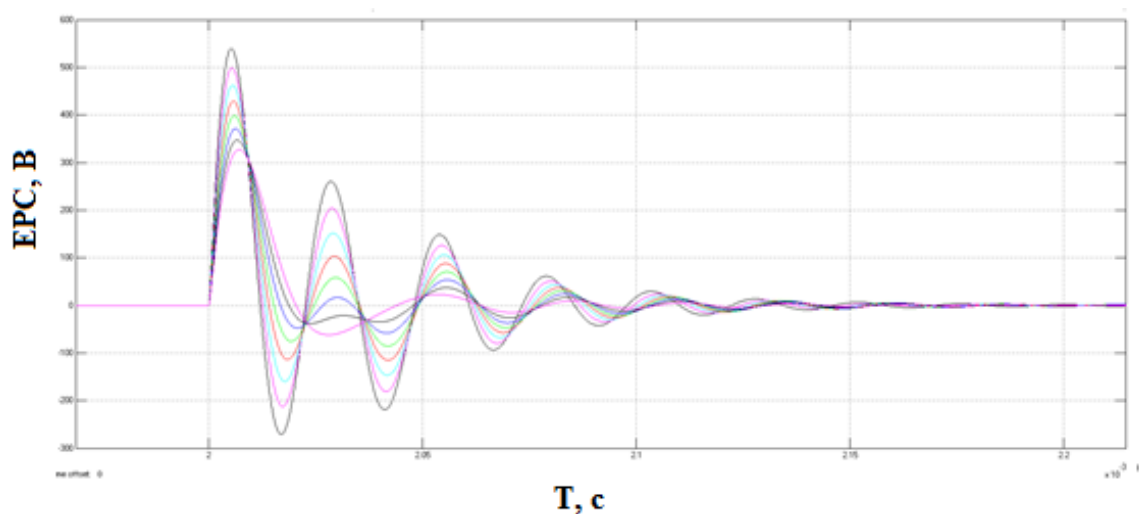


Рисунок 9 - Розподіл у часі повздовжніх напруг на секціях обмоток

Розподіл перенапруг по довжині обмотки свідчить про те, що перехідний процес відбувається в коливальному стані загасанням від початку збудження до периферії. Амплітуда перехідного процесу зменшується від першої ланки до восьмої, що фізично є правильним, тому що розподіл енергії в часі відбувається таким чином, що енергія магнітного кола зменшується до резонансної частоти при взаємодії з енергією електричного кола. [6]

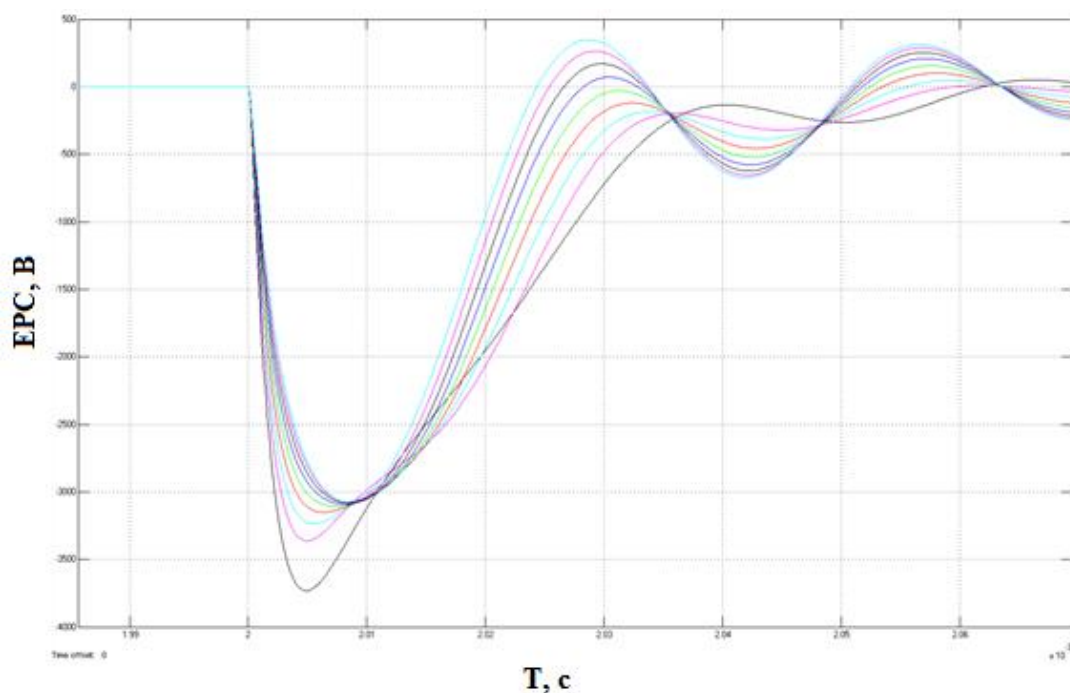


Рисунок 10 - Поперечні напруги. Поперечний опір першої секції зменшено у 100 раз

Зменшення на два порядки поперечної напруги відповідає нормативним вимогам про стан ізоляції але воно не може зменшуватись до значення 0.5 кОм. Цим графіком показано наближення цього стану до нормативної небезпеки.

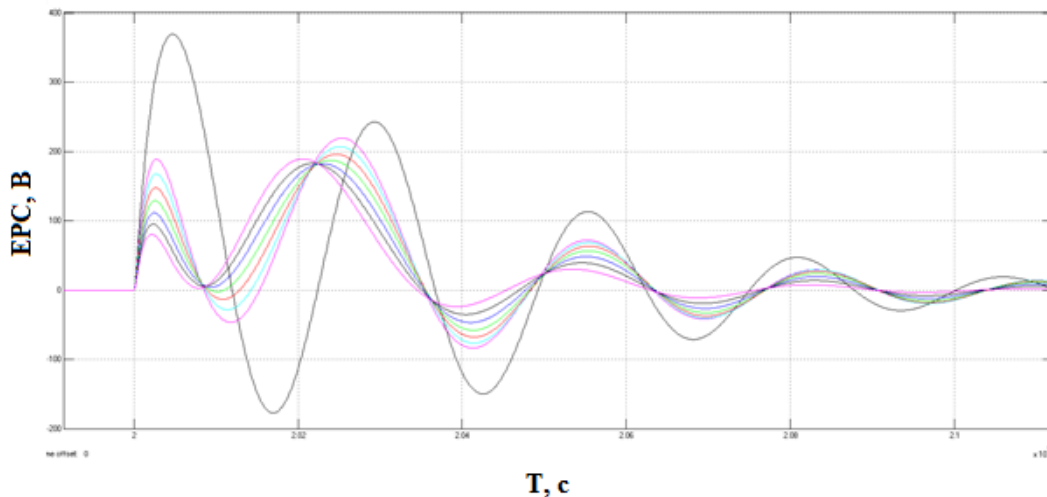


Рисунок 11 - Повздовжні напруги. Поперечний опір першої секції зменшено у 100 раз

Даний графік свідчить про те, що поперечні напруги приходяться більшою частиною на перші витки ізоляції і тому вони є найбільш вразливими тому необхідне таке поняття як координація ізоляції яка передбачає підсилення початкових витків.

Аналізуючи різницю між рис.8 та рис.10 можна зробити наступні висновки що поперечні перенапруги залежать від співвідношення індуктивних та ємнісних залежностей обмоток при цьому вони мають можливість відповідати критеріям діагностики.

Аналіз порівняння повздовжніх характеристик (рис.9 та рис.11) на окремих ділянках обмоток електричних машин при раптовій зміні струму показує характер коливального процесу що залежить від довжини просування хвилі в глибину обмотки. Хвиля зменшується по величині і збільшується по амплитуді коливального процесу. [7]

**Висновки.** Проаналізовано основні чинники що впливають на якість ізоляції обмоток електричних машин. На базі створеної математичної моделі комутаційних процесів в обмотках електричних машин запропоновано діагностичну систему оцінки якості ізоляції обмоток на базі використання мультифізичних процесів які відбуваються при розриві струму в обмотках електричних машин.

#### Список використаної літератури

1. Белассел М. Волновые параметры и перенапряжения в различных типах обмоток асинхронных двигателей, питаемых от ШИМ — преобразователей / М. Белассел, В. Я. Беспалов // *Электротехника*. 2006. - №3. - С. 56-63.
2. Воронцов А.Г. Высокочастотные электромагнитные процессы в электрических машинах при широтно-импульсной модуляции напряжения / А.Г. Воронцов, Доан Ань Туан, Ю.П. Коськин и др. // *Электротехника*. 2008. - №3. - С. 36-44.
3. Геллер Б. Импульсные процессы в электрических машинах / Б. Геллер, А. Веверка. -М.: Энергия, 1973. 440 с.
4. Каганов З.Г. Емкостные параметры электрических машин переменного тока / З.Г. Каганов // *Труды ЛПИ им. Калинина*. Л., 1960. - №209. - С. 227-240.
5. Каганов З.Г. Электрические цепи с распределенными параметрами и цепные схемы / З.Г. Каганов. М.: Энергоатомиздат, 1990. - 248 с.
6. A.Boglietti, E.Carpaneto. An Accurate Induction Motor High-Frequency Model for Electromagnetic Compatibility Analysis. *Electric power components and systems*, 2001, V. 29, pp.191-209.
7. Moreira A. F. High-frequency modeling for cable and induction motor overvoltage studies in long cable drives / A.F. Moreira, T.A. Lipo, G. Venkataramanan, S. Bernet // *IEEE Trans. Ind. Appl.*- 2002. Vol.38. - №5. - P. 1297-1306.

**V.V. Chumak**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, ORCID 0000-0001-8401-7931

**A.S. Stulishenko**, graduate student, ORCID 0000-0001-9982-9246

**S.S. Tsyvinsky**, Candidate of Technical Sciences, ORCID 0000-0002-2800-6709

**V.O. Ignatiev**, Master, ORCID 0000-0002-2787-6040

**National Technical University of Ukraine**

**Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute**

## **DIAGNOSIS OF INSULATION OF ELECTRIC MACHINES USING SWITCHING PROCESSES**

*Insulation of electric machines is the most vulnerable area in the reliability of operation and use of electric machines. Existing methods of insulation diagnostics do not provide quality testing of winding insulation of windings. The existing normative method provides for exceeding the rated voltage by only 30%, which can detect only multi-closed groups, so the pulse process is provided as a DC break that feeds the winding during testing and then analysis of the transient process indicating the level of defect and diagnostic system module, which can provide a system of planned and preventive repairs.*

**Key words:** *electric machines, switching process, winding insulation, winding diagnostics*

### **References**

1. Belassel M. Wave parameters and overvoltages in different types of windings of induction motors powered by PWM - converters / M. Belassel, V. Ya. Bepalov // *Electrical Engineering*. 2006. - №3. - P. 56-63.
2. Vorontsov AG High-frequency electromagnetic processes in electric machines with pulse-width modulation of voltage / A.G. Vorontsov, Doan An Tuan, Yu.P. Koskin et al. // *Electrical Engineering*. 2008. - №3. - P. 36-44.
3. Geller B. Impulse processes in electric machines / B. Geller, A. Squirrel. -M.: Energy, 1973. 440 p.
4. Kaganov ZG Capacitive parameters of electric machines of alternating current / Z.G. Kaganov // *Proceedings of the LPI. Kalinin. L.*, 1960. - №209. - P. 227-240.
5. Kaganov ZG Electrical circuits with distributed parameters and circuit circuits / Z.G. Kaganov. M.: Energoatomizdat, 1990. - 248 p.
6. A.Boglietti, E.Carpaneto. An Accurate Induction Motor High-Frequency Model for Electromagnetic Compatibility Analysis. *Electric power components and systems*, 2001, V. 29, pp.191-209.
7. Moreira A. F. High-frequency modeling for cable and induction motor overvoltage studies in long cable drives / A.F. Moreira, T.A. Lipo, G. Venkataramanan, S. Burnett // *IEEE Trans. Ind. Appl.*- 2002. Vol.38. - №5. - P. 1297-1306.

Надійшла 12.9.2021

Received 12.9.2021

О. М. Попович, доктор техн. наук, ORCID 0000-0002-9238-5782,

І. В. Головань, канд. техн. наук, ORCID 0000-0002-5250-6981,

Інститут електродинаміки НАН України

В. М. Сліденко, доктор техн. наук, ORCID 0000-0001-9313-331X,

Л. К. Лістовщик, канд. техн. наук, ORCID 0000-0003-3413-1802,

В. О. Поліщук, ст. викл., ORCID 0000-0001-9116-7962,

Р.В. Яшин, аспірант

Національний технічний університет України

«КПІ імені Ігоря Сікорського»

## МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНОЇ СИСТЕМИ НАФТОВИДОБУВАННЯ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО ПРОЕКТУВАННЯ

*Розроблено комплексну математичну модель електромеханічної системи нафтовидобування за допомогою зануреного відцентрового насосу. Отримано вираз комплексного критерію ефективності системи з урахуванням етапів видобування і ремонту свердловини, як співвідношення обсягу видобутої нафти до спожитої енергії за час циклу аналізу процесів. Математична модель системи: асинхронний двигун – насос – гідравлічна мережа реалізована у системі імітаційного моделювання і забезпечує дослідження зв'язку величини спожитої енергії і показника корисної дії системи – обсягу видобутої нафти. Розроблена комплексна математична модель забезпечує оптимізаційні дослідження з урахуванням нелінійних властивостей складових системи, їх взаємного впливу. Вихідною інформацією при визначенні конструктивних параметрів складових моделі прийнято потужність асинхронного двигуна насосу, геодезичну висоту підйому нафти, максимум ККД насосу, а також, для точки максимальної потужності робочого діапазону насосу: ступінь завантаження двигуна, гідравлічні ККД свердловини і трубопроводу. Напірна характеристика насосу апроксимується за точками меж робочого діапазону. Апроксимація напірної характеристики і ККД насосу здійснюється з урахуванням зміни величин подачі і швидкості обертання. За результатами моделювання сформовано рекомендації підвищення енергоефективності за використання засобів мінімізації гідравлічних втрат у процесі ремонту свердловини: виконано оптимізаційні дослідження залежності зміни величини коефіцієнту енергетичної ефективності у функції часу видобувного періоду за варіювання тривалості ремонтного періоду. Для прикладу, який досліджено, збільшення часу ремонту у 2,5 рази зменшує загальну енергетичну ефективність нафтовидобування на 20 %. Також, енергетична ефективність знижується на 5% за зниження часу видобувного періоду від оптимального на 35% і за збільшення на 65%.*

**Ключові слова:** нафтовидобування, комплексна модель, ремонт свердловини, енергетична ефективність

**Вступ.** Комплексне проектування електромеханічних систем (ЕМС) [1-4] забезпечує підвищення ефективності проектних рішень завдяки: використанню комплексних критеріїв ефективності, як відношення значення показника ефективності ЕМС за кінцевою дією до величини спожитих ресурсів; застосуванню комплексних проектних математичних моделей, які враховують взаємний вплив складових системи і уточнене визначення величини показника ефективності ЕМС у процесі оптимізаційного дослідження режимів експлуатації системи та її параметрів. Комплексне проектування базується на ряді типових показників ефективності використання фонду свердловин, таких як: коефіцієнт використання фонду свердловин, коефіцієнт експлуатації свердловин, міжремонтний період, тощо[5].

У якості об'єкту дослідження розглянуто технічні засоби нафтовидобування і заходи з відновлення нафтової свердловини. Корисна дія засобів відновлення нафтової свердловини полягає у створенні у процесі ремонту такого впливу на її середовище, який забезпечить збільшення видобутку нафти, причому вибір найефективнішого для конкретної свердловини способу впливу на середовище залежить від великої кількості чинників і має на меті максимально можливо збільшити нафтовидобуток та звести до мінімуму технологічні і фінансові ризики [6]. У якості показника кількісної оцінки корисної дії прийнято величину видобутої нафти за допомогою зануреного відцентрового насосу ( $\tau$ ) за час аналізу циклу: видобуток – ремонт.

За видобувну частину циклу електрична енергія від джерела іде двома паралельними потоками.

1) Постійна складова (освітлення, опалення, вентиляція, та інше).

2) Енергоперетворення в технологічному процесі видобування, яке проходить етапи: передача електричної енергії від джерела до споживача (супроводжується втратами у мережі); перетворення електричної енергії до механічної в АД; перетворення механічної енергії з валу АД у насосі до енергії

поток рідини; напірне переміщення рідини насосом від нафтового пласта до накопичувача на поверхні (супроводжується втратами у гідравлічній мережі трубопроводів і пластових каналів).

За ремонтну частину циклу електрична енергія від джерела також іде паралельними потоками. При цьому, крім постійної складової, має місце енергоперетворення в технологічному процесі ремонту, при якому: енергія від джерела перетворюється в енергію потоку технологічної рідини, яка подається до свердловини (до зони видобування) і використовується пристроями ремонту для створення такого впливу на середовище свердловини, який забезпечить збільшення видобутку нафти за видобувну частину циклу.

**Метою роботи** є розробка і обґрунтування математичних засобів комплексного проектування ЕМС нафтовидобування (комплексних критеріїв ефективності та проектних математичних моделей), дослідженні закономірностей електромеханічного перетворення енергії, кількісній оцінці можливостей підвищення енергоефективності.

Таким чином, для оптимізації об'єкту проектування за критерієм максимуму енергоефективності ЕМС нафтової свердловини, треба сформулювати математичну модель даної ЕМС, визначити залежності впливу проектних параметрів на показники ефективності, провести серію чисельних експериментів і знайти оптимальні величини конструктивних і режимних параметрів. У даному дослідженні визначено оптимальні величини режимних параметрів і оцінено зміну ефективності нафтовидобування при відхиленні інтервалів робочого циклу від оптимальних величин.

#### Матеріали і результати досліджень.

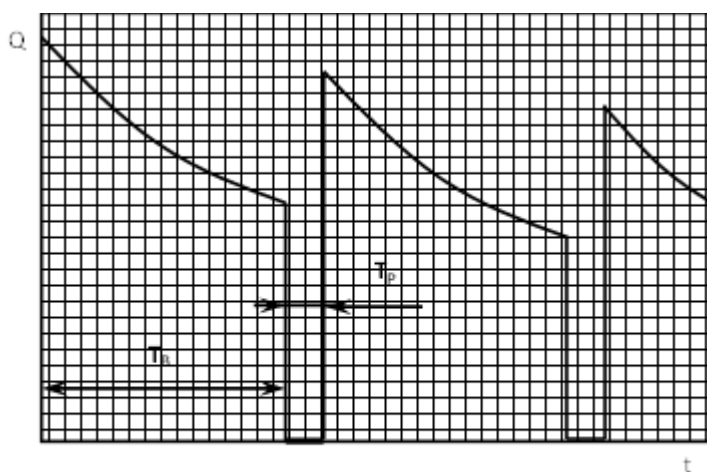


Рисунок 1 – Закономірність зміни продуктивності свердловини

**Критерій оптимального проектування** представлено у вигляді коефіцієнту енергоефективності, як відношення (за час циклу видобуток – ремонт) величини видобутої нафти ( $M$ ) до спожитої системою енергії за даний період ( $W$ ). Приклад закономірності зміни продуктивності свердловини ( $Q$ ) протягом кількох циклів аналізу ( $T_B$  – час видобування;  $T_P$  – час ремонту) показано на рис. 1. За час видобування, внаслідок поступових природних процесів збільшення гідравлічних опорів на ділянці пласт-свердловина, має місце зменшення продуктивності. Після припинення видобування, за час ремонту, відбувається відновлення властивостей гідравлічних опорів ділянки пласт-свердловина і при поверненні до видобування продуктивність збільшується. Іде видобування, цикл повторюється.

Чисельник коефіцієнту енергоефективності, величину видобутої нафти за час циклу видобуток – ремонт, можна визначити:

$$M = \rho \int_0^{T_B} Q(t) dt$$

де:  $\rho$  – густина нафти.

Для чисельного визначення залежності зміни у часі продуктивності свердловини треба мати математичну модель (наприклад, у МАТЛАБ) ЕМС: електрична мережа – АД – насос – гідравлічна мережа. Задав величину напруги і закономірності зміни гідравлічних опорів, можна розрахувати величину  $M$ . Для цього треба знати характеристики АД, насоса, гідравлічної мережі.

Для визначення величини знаменника коефіцієнту енергоефективності треба розрахувати величину спожитої системою енергії за час циклу. Вона буде складатись з трьох частин: постійна складова, енергія за час видобування і енерговитрати за час ремонту:



$$W = P_c(T_B + T_P) + \rho g \int_0^{T_B} \frac{Q_p H_p}{\eta_n \eta_d \eta_m} dt + \int_{T_B}^{T_P} P_P dt,$$

де:  $Q_p, H_p$  – робочі подача і напір на перетині напірної характеристики насоса і витратної характеристики гідравлічної мережі у поточний момент часу;  $P_c, P_P$  – потужності сталої складової енерговитрат і ремонту;  $\eta_n, \eta_d, \eta_m$  – величини ККД у поточний момент часу: насоса, двигуна, електричної мережі.

З урахуванням викладеного, отримуємо остаточний вираз коефіцієнту енергоефективності:

$$K_{eef} = \frac{M}{W} = \frac{\rho \int_0^{T_B} Q(t) dt}{P_c(T_B + T_P) + \rho g \int_0^{T_B} \frac{Q_p H_p}{\eta_n \eta_d \eta_m} dt + \int_{T_B}^{T_P} P_P dt}.$$

Вираз коефіцієнту енергоефективності призначений для визначення значення критерію оптимізації у процесі пошуку оптимального набору параметрів об'єкту проектування. Даний вираз повинен враховувати параметри, які характеризують показники ефективності об'єкта проектування і які змінюються при зміні його конструктивних і режимних проектних параметрів. В розглядаємому прикладі ефективність характеризується наступними показниками ефективності: часом  $T_P$ ; потужністю  $P_P$ ; величинами подачі  $Q_1, Q_2$  – на початку і кінці етапу видобування (вони визначаються зміною за час ремонту величин гідравлічних опорів ділянки пласт-свердловина –  $R_{nc1}, R_{nc2}$ ). Останні дві величини присутні у формулі у неявному виді, тобто їх величина впливає на закономірності зміни координат робочої точки насоса. Для визначення оптимальних величин конструктивних параметрів об'єкту проектування  $K = [k_1, k_2, \dots]$  і режимних параметрів  $T_B, T_P$  треба провести дослідження і сформулювати залежність  $K_{eef}$ , дослідити її на екстремум і знайти шукані оптимальні величини.

**Комплексна математична модель електромеханічної системи нафтовидобування** призначена для обґрунтування її параметрів, у тому числі з урахуванням особливості обладнання ремонтних режимів. Це потребує інформації про оптимальні параметри обладнання. Виконання оптимізаційних досліджень за розробленим критерієм, максимумом коефіцієнту енергоефективності, повинно забезпечити визначення величини цього критерію при варіюванні величиною конструктивних і режимних параметрів системи і з урахуванням взаємного впливу складових системи.

Відповідно до викладеного вище, модель призначено для опису процесів перетворення спожитої електричної енергії до корисної енергії робочих механізмів системи на етапах видобування і ремонту. У результаті моделювання встановлюється зв'язок спожитої енергії і показника корисної дії системи – обсягу видобутої нафти.

Комплексна модель, у загальному випадку, є сукупністю моделей наступних складових системи:

1. Електричні кабельні мережі від розподільчої підстанції до АД свердловинного насоса нафтовидобування, перетворювачі величини та частоти напруги (трансформатори та напівпровідникові перетворювачі), компенсатори реактивної потужності. Варіюються: довжина, перетин кабелю, напруга живлення, параметри пристроїв компенсації реактивної потужності.

2. Асинхронний двигун. Варіюються: кількість полюсів, конструктивні схеми та параметри.

3. Редуктор (в умовах ЕМС, що розглядається у цій роботі, редуктор відсутній). Варіюються: передавальне відношення, конструктивні схеми та параметри.

4. Гідравлічний насос. Варіюються: номінальна частота обертання, конструктивні схеми та параметри.

5. Гідравлічна мережа. Варіюються: довжина та діаметр трубопроводів, конструктивні схеми та параметри елементів арматури.

У даному дослідженні розглянуто модель: АД – насос – гідравлічна мережа. Відправною точкою для побудови математичної моделі прийнято властивості АД. Для прийнятого типорозміру АД модель будується при наступних вихідних даних і припущеннях:

- Ступінь завантаження АД у точці максимальної потужності робочого діапазону насоса:  $K_{зАД}$ ;

- Номінальна потужність АД:  $N_{АД}$ ;

- Геодезичний напір за нульової подачі:  $H_{Г0}$ ;

- Поточний геодезичний напір:  $H_{Г}$ ;

- Гідравлічний ККД свердловини у точці максимальної потужності робочого діапазону насосу:  
 $K_{CM} = H_{Г0} / H_{Г}$ ;
- Гідравлічний ККД трубопроводу у точці максимальної потужності робочого діапазону насосу:  
 $K_{TRM} = H_{Г} / H_2$ ;
- Максимум ККД насосу  $K_n$  має місце за номінальної подачі насосу  $Q_n$ ;
- Характеристика ККД насосу апроксимується синусоїдною залежністю, за якою робочий діапазон насосу знаходиться у межах  $(0,9 \dots 1) K_n$ ;
- Напірна характеристика насоса апроксимується за точками меж робочого діапазону  $H_1, H_2$  і напору за нульової подачі  $H_0$ ;
- Точки характеристики потужності насоса: меж робочого діапазону  $N_1, N_2$  і за нульової подачі  $N_0$  знаходяться на одній прямій;
- Коефіцієнт частки потужності за нульової подачі:  $K_{N0}$ ; ( $N_0 = K_{N0} N_2$ ).

Відповідно до прийнятої системи припущень визначимо величини параметрів робочого режиму насоса, які потрібні для формування апроксимаційного поліному напірної характеристики. Координати точки напірної характеристики у кінці робочого діапазону подачі визначимо за заданими величинами (для цієї точки): гідравлічний ККД трубопроводу і масиву свердловини, ступеня завантаження АД, ККД насоса (0,9 від максимального).

$$\begin{aligned} H_2 &= H_{Г0} / (K_{CM} K_{TRM}); \\ Q_2 &= K_{зАД} N_{АД} 0,9 K_n / (\rho g H_2); \\ N_2 &= K_{зАД} N_{АД}; \end{aligned} \quad (1)$$

Координати точки напірної характеристики на початку робочого діапазону подачі визначимо за припущенням про: синусоїдний характер зміни ККД насоса і однакову його величину на межах робочого діапазону; лінійну залежність зміни потужності від нульової подачі до максимальної робочої.

$$\begin{aligned} Q_1 &= Q_2 \arcsin 0,9 / (\pi - \arcsin 0,9); \\ N_1 &= N_2 [K_{N0} + (1 - K_{N0}) Q_1 / Q_2]; \\ H_1 &= N_1 0,9 K_n / (\rho g Q_1); \end{aligned} \quad (2)$$

Величина номінальної подачі, якій відповідає максимум ККД визначається за наступним виразом:

$$Q_n = (Q_1 + Q_2) / 2;$$

При визначенні величини напору за нульової подачі прийнято, що він практично не змінюється за подачі від нуля до деякої малої її величини, за якої справедливі ті ж співвідношення, що і для першої точки:

$$\begin{aligned} Q_{001} &= 0,02 Q_n / \pi; \\ N_{001} &= N_2 [K_{N0} + (1 - K_{N0}) Q_{001} / Q_2]; \\ H_0 &= H_{001} = N_{001} 0,01 K_n / (\rho g Q_{001}); \end{aligned} \quad (3)$$

Наведений алгоритм визначення точок параметрів робочих режимів модельного насоса призначений для дослідження у робочому діапазоні подачі. Для мінімізації похибок за інших подач, застосовано різні величини  $K_{N0}$  у виразах (2) і (3). Для чотириполюсного АД, потужністю 15 кВт (із наведеного прикладу програми за  $H_{Г0}=200$  м) за результатами серії чисельних експериментів прийнято:  $K_{N0}=0,36$  у виразі (2);  $K_{N0}=0,5$  у виразі (3).

*Формування апроксимаційного поліному напірної характеристики.* Апроксимація характеристик насоса при номінальній швидкості обертання робочого колеса використовується для аналітичного розв'язання задачі проектування насосної установки при наявній інформації в графічному вигляді. В якості апроксимаційних функцій часто використовують поліноміальні залежності. Вони повинні забезпечити максимальну точність апроксимації в діапазоні подач, який досліджується. Для апроксимації напірної характеристики при сталій швидкості обертання робочого колеса використано вираз [7]:

$$H = H_0 + AQ - BQ^2, \quad (4)$$

$$\text{де } A = \frac{(H_1 - H_0)Q_2^2 - (H_2 - H_0)Q_1^2}{Q_1Q_2(Q_2 - Q_1)}; \quad B = \frac{(H_1 - H_0)Q_2 - (H_2 - H_0)Q_1}{Q_1Q_2(Q_2 - Q_1)} - \text{константи, які визначено}$$

при розв'язанні системи двох рівнянь для крайніх точок робочого діапазону:

$$H_1 = H_0 + AQ_1 - BQ_1^2; \quad H_2 = H_0 + AQ_2 - BQ_2^2.$$

Апроксимація напірної характеристики насоса при змінній швидкості обертання робочого колеса  $n$  здійснюється, спираючись на залежність (4), яка справедлива при номінальній швидкості  $n_n$ . Отримаємо вираз напірної характеристики при довільному значенні швидкості  $n$ . Для цього, із використанням законів пропорційності, відповідно до коефіцієнту зміни швидкості  $n/n_n$ , перераховуємо координати вихідних точок ( $Q_1, Q_2, H_0, H_1, H_2$ ), які є визначальними для знаходження апроксимаційних коефіцієнтів залежності. Змінив подачу пропорційно швидкості, а напір – пропорційно квадрату, отримуємо апроксимаційну залежність напору з урахуванням зміни швидкості обертання робочого колеса насоса [7]:

$$H = H_0(n/n_n)^2 + A Q n/n_n - B Q^2. \quad (5)$$

**Приклад програмної реалізації у системі МАТЛАБ**

Математичної моделі ЕМС АД – насос – гідравлічна мережа наведено на рис. 2. Модель складається з блоків джерела живлення, вимірювання, АД, підпрограми насосу *pump*, визначення параметрів гідравлічної мережі *Pipe\_0*, розрахунку координат робочої точки *pump-pipe*, процедур розрахунку

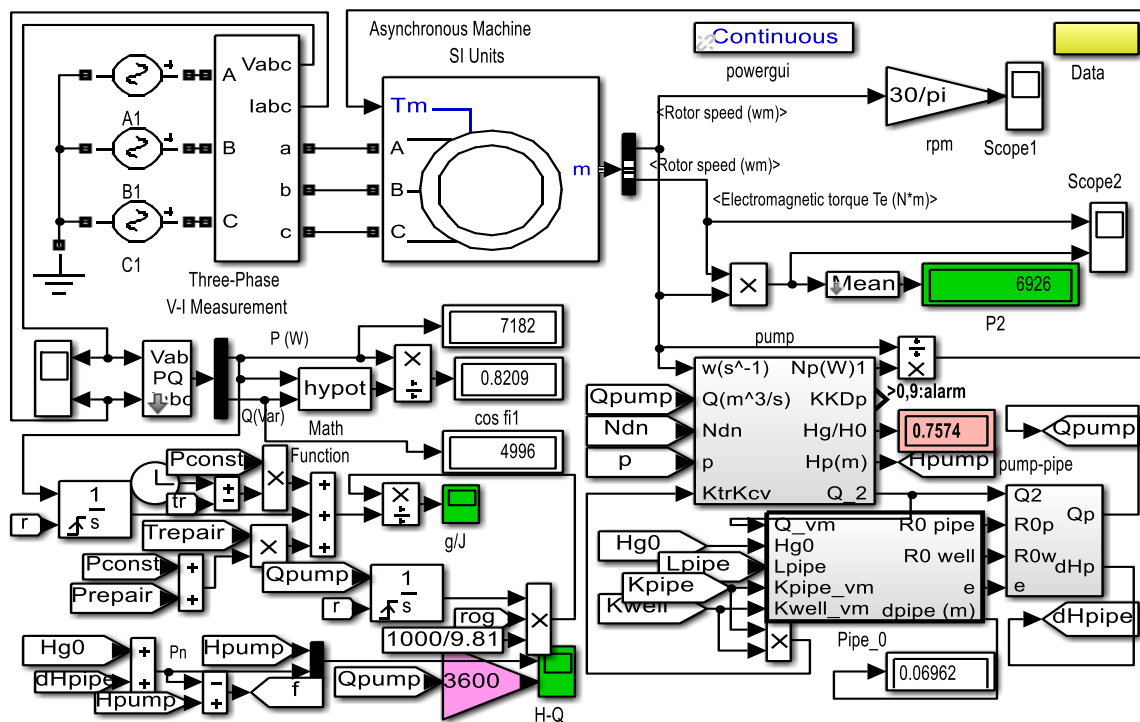


Рисунок 2 – Математична модель ЕМС АД – насос – гідравлічна мережа

величини коефіцієнту енергетичної ефективності. У підпрограмі *pump*, організовано визначення вихідних даних для апроксимації напірної характеристики за виразами (1) - (3), визначення коефіцієнтів апроксимаційного поліному, розрахунок величини напору за значеннями подачі і швидкості, вираз (5), розрахунок поточних величин ККД і потужності.

При розрахунках прийнято: залежність ККД від подачі симетрична відносно лінії номінальної подачі, що відповідає максимуму ККД; ККД залежить від подачі у степені 2,3; згідно з теорією подоби, подача за максимуму ККД змінюється пропорційно швидкості обертання; максимум залежності ККД насоса від подачі та швидкості обертання має місце при її номінальній величині; залежності зміни максимуму ККД із швидкістю визначаються за інформацією про максимуми ККД насосу при неномінальних швидкостях. З урахуванням викладеного, залежності ККД насосу ( $\eta$ ) від подачі ( $Q$ ) і швидкості ( $n$ ) мають вигляд [8]:

$$\eta = \eta_m \left( 1 - \left| \frac{Q \cdot n_H}{Q_H \cdot n} - 1 \right|^{2.3} \right), \begin{cases} \eta_m = \eta_H \left[ 1 - \left( \frac{n}{n_H} - 1 \right)^{2m} \right], n \leq n_H \\ \eta_m = \eta_H \left[ 1 - \frac{\eta_H - \eta''}{(n'' - n_H)^2} (n - n_H)^2 \right], n \geq n_H \end{cases},$$

де  $m = \frac{\ln(1 - \eta'/\eta_H)}{\ln(n'/n_H - 1)^2}$ ;  $Q_H, \eta_H, n_H$  – номінальні подача, ККД, швидкість обертання;  $\eta', \eta''$  – величини

максимумів ККД насоса при швидкостях  $n', n''$ , меншій та більшій за номінальну відповідно (у підпрограмі *piptr* блоки для формування даних залежностей позначено рожевим кольором).

Результат апроксимації характеристик насоса у робочій області подач для наведеного прикладу показано на рис. 3.

У

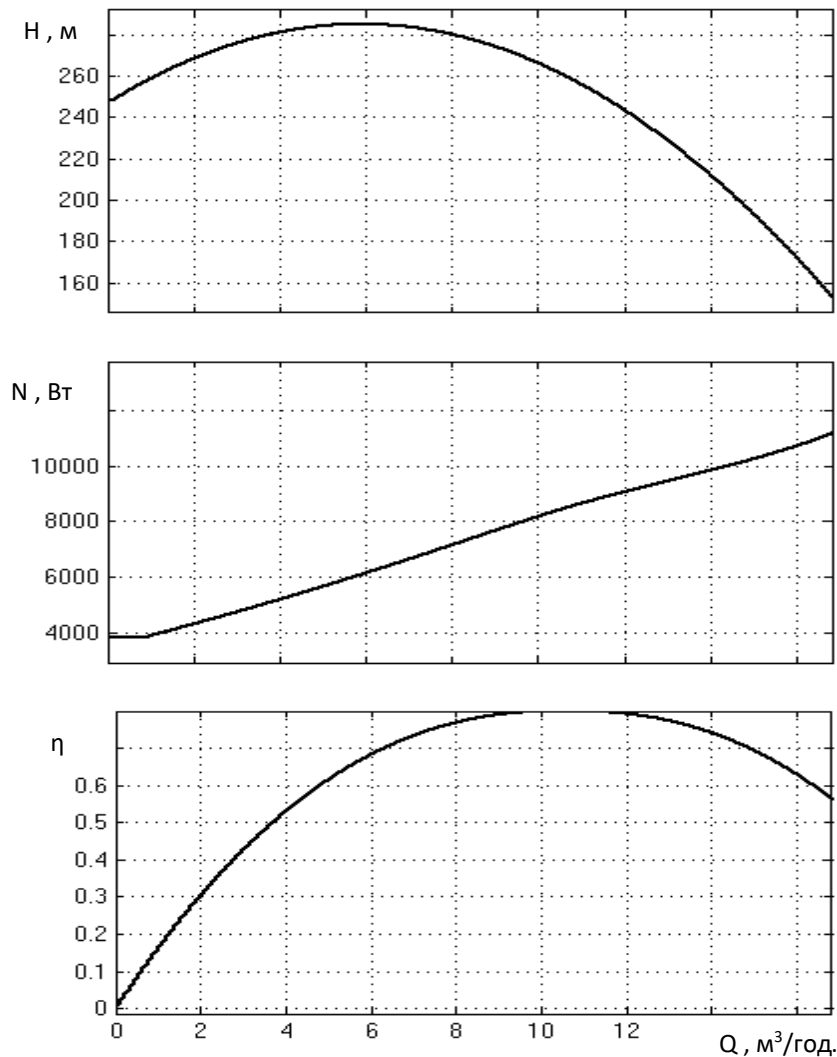


Рисунок 3 – Характеристики насоса

підпрограмі *Pipe\_0* організовано визначення параметрів гідравлічної мережі за величинами ККД трубопроводу і ККД гідравлічних опорів масиву свердловина-нафтовий пласт. Опір трубопровідної мережі визначено за рівнянням її витратної характеристики, [7]:

$$H_M = H_\Gamma + Q^2 (L + l_e) / K^2 = H_\Gamma + RQ^2,$$

де  $R = (L + l_e) / K^2$  – опір мережі;  $L$  – довжина трубопроводу;  $l_e = \Sigma \varphi \cdot d / \lambda$  – еквівалентна довжина прямолінійного трубопроводу, що враховують місцеві опори в напірному трубопроводі;  $\Sigma \varphi$  – сума коефіцієнтів місцевих опорів для розрахункової схеми трубопровідної мережі (при моделюванні прийнято  $\Sigma \varphi = 12$ , блок даних у підпрограмі *Pipe\_0* позначено рожевим кольором);  $d$  – діаметр трубопроводу;  $\lambda = 0,0195 / \sqrt[3]{d}$  – коефіцієнт гідравлічного тертя труби;  $K^2 = \pi^2 \cdot d^5 \cdot g / (8\lambda)$  – питомий коефіцієнт витрат труби.

Початкові (після ремонту) гідравлічні опори трубопроводу і свердловини *R0pipe* і *R0well* визначено для величини подачі  $Q_2$  за заданими гідравлічними ККД. При цьому визначається діаметр трубопроводу у результаті розв'язку відносно нього нелінійного рівняння витратної характеристики.

У підпрограмі *rimpr-pipe*, організовано розрахунок координат робочої точки системи насос - гідравлічна мережа і зміну величини опору свердловини у функції часу.

Визначення координат робочої точки потребує сумісного аналізу процесів у насосі і гідравлічній мережі. У випадку усталених режимів роботи знаходження рішення зводиться до розв'язку алгебраїчного рівняння другого порядку. Комплексний аналіз процесів у ЕМС насосної установки з урахуванням взаємного впливу всіх складових системи ускладнює знаходження рішення. Це пов'язано із збільшенням порядку системи рівнянь, урахуванням нелінійних властивостей складових системи, особливо АД за зміни швидкості обертання. Знаходження рішення за використання моделей статички складових системи, з урахуванням їх нелінійних властивостей, пов'язано із ітераційними методами розв'язку систем рівнянь, застосуванням ітераційних функцій, що часто викликає непереконливі труднощі розв'язку.

Система МАТЛАБ надає можливості ефективного аналізу складних ЕМС за рахунок використання динамічних математичних моделей. При цьому, визначення параметрів усталених робочих режимів здійснюється у процесі розв'язку чисельними методами системи диференціальних рівнянь рівноваги з урахуванням нелінійних властивостей параметрів. Застосування даного підходу до аналізу ЕМС нафтової свердловини потребує формування диференціального рівняння рівноваги процесів напірного переміщення рідини гідравлічною мережею.

У підпрограмі *rimpr-pipe* диференціальне рівняння зміни продуктивності застосовано відповідно до другого закону Ньютона, стосовно переміщення рідини трубопроводом. Маса, що переміщується визначається виразом:  $\rho L \pi d^2 / 4$ . Силовий вплив є пропорційним різниці напору насоса ( $H_P$ ) і втрат напору у мережі ( $H_M$ ):  $\rho g (H_P - H_M) \pi d^2 / 4$ . Враховуючи, що інтеграл від швидкості рідини за площею перетину трубопроводу є подачею, застосовано вираз похідної від подачі:

$$\frac{dQ}{dt} = g \pi d^2 (H_P - H_M) / 4L.$$

Ілюстрацію процесу знаходження усталеного рішення показано на рис. 4. Видно, що при початкових умовах подачі, які більші за усталене значення, напір насоса менший за втрати напору у мережі. Практично за 0,3 с розв'язку рівнянь математичної моделі ЕМС АД - насос - мережа процеси встановлюються.

**Чисельний експеримент.** Розроблена комплексна математична модель надає широкі можливості для дослідження основних експлуатаційних і аварійних режимів роботи (наприклад, помпажу) і для оптимізаційних досліджень, як режимних параметрів ЕМС, так і конструктивних параметрів складових ЕМС. Виконаємо чисельний експеримент з визначення оптимальної циклічності видобувного та відновлювального етапів роботи свердловини за критерієм енергетичної ефективності.

Вихідною інформацією для дослідження є склад комплексної математичної моделі із набором конструктивних і режимних параметрів, залежності зміни гідравлічного опору свердловини у часі (підпрограма *rimpr-pipe*).

Узгодження режимів роботи складових ЕМС здійснюється наступним чином: 1) швидкість обертання ротора АД, яка визначається за результатами моделювання його режиму роботи, надходить до входу блоку насоса; 2) відповідно до поточних значень швидкості і подачі визначається напір і потужність насоса; 3) за значеннями потужності і швидкості насоса визначається момент на його валу, інформація про який повертається до входу блоку АД; 4) поточне значення подачі визначається за співвідношенням напору насоса і втрат напору у мережі з урахуванням зміни її гідравлічних опорів.

Інтегральна величина коефіцієнту енергетичної ефективності визначається відношенням величини маси видобутої нафти (пропорційно величині сигналу з виходу блоку інтегратора подачі) до енергії спожитої системою за видобувний та ремонтний періоди роботи (сигнал з інтегратора спожитої

потужності плюс енергія за ремонтний період та енергія постійних витрат). Час та потужність ремонту і потужність постійних витрат є вхідними величинами, що варіюються.

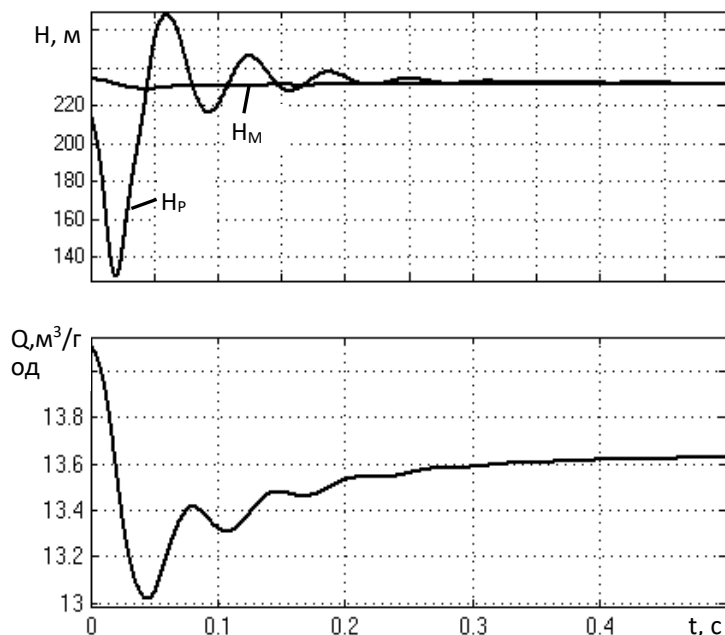


Рисунок 4 – Робоча точка

Для пошуку оптимальних значень режимних параметрів (часу видобувного та ремонтного періодів роботи) знаходиться залежність зміни коефіцієнту енергетичної ефективності від часу видобувного періоду роботи, при заданих часі та потужності ремонту і потужності постійних витрат. Екстремум отриманої залежності визначає оптимальну періодичність роботи.

*Порядок чисельного експерименту.*

Для розрахунку шуканої інтегральної величини коефіцієнту енергетичної ефективності треба приймати до уваги результати розрахунку усталеного режиму роботи. Особливістю застосування динамічних математичних моделей є наявність перехідного періоду роботи до знаходження усталеного значення. Виключення з аналізу результатів розрахунку цього періоду здійснюється задаванням часу затримки зміни опору мережі  $tr$ . Ця ж величина визначає момент скиду значень блоків інтегрування величин продуктивності і потужності (рис. 2), який керується сигналом  $r$ , характер якого змінюється у момент часу  $tr$ . Задана величина  $tr$  повинна бути більшою за час затухання перехідного процесу (контролюється за показами осцилографу  $H-Q$ , рис. 2, які представлено кривими рис. 4).

Після часу  $tr$  починається дослідження усталеного режиму, але зміна величини гідравлічного опору є збуренням, яке призводить до перехідних процесів. Їх прояв видно за показами осцилографу  $H-Q$ , рис. 2, у розбіжності величини сигналів напору насоса та мережі.

Залежність зміни гідравлічного опору реалізується у підпрограмі *pump-pipe*, відповідно до визначеної закономірності (наприклад, за експериментальними даними). У наведеному варіанті, починаючи з часу  $tr=1$  опір змінюється за законом:

$$R_{well} = R_{O_{well}} \cdot [1 + ((t - tr)/nw)^{dR} \cdot nw],$$

де  $nw=24$  – час циклу зміни коефіцієнту опору свердловини до величини, що чисельно дорівнює модельному часу (тижні);  $dR=2$  – показник степеневі функції зміни  $k$ -ту опору свердловини.

Зміна часу у залежності зміни опору (за одиничного значення параметру підсилювача *Gain11*) визначає масштаб осі часу у характеристики коефіцієнту енергетичної ефективності.

Приклад дослідження на екстремум залежності зміни інтегральної величини коефіцієнту енергетичної ефективності у функції часу видобувного періоду наведено на рис. 5. Залежності отримано для чотирьох значень тривалості ремонтного періоду  $T_r = (0,5; 0,75; 1; 1,25)$  тижня. Величина коефіцієнту енергетичної ефективності наведена у г/Дж.

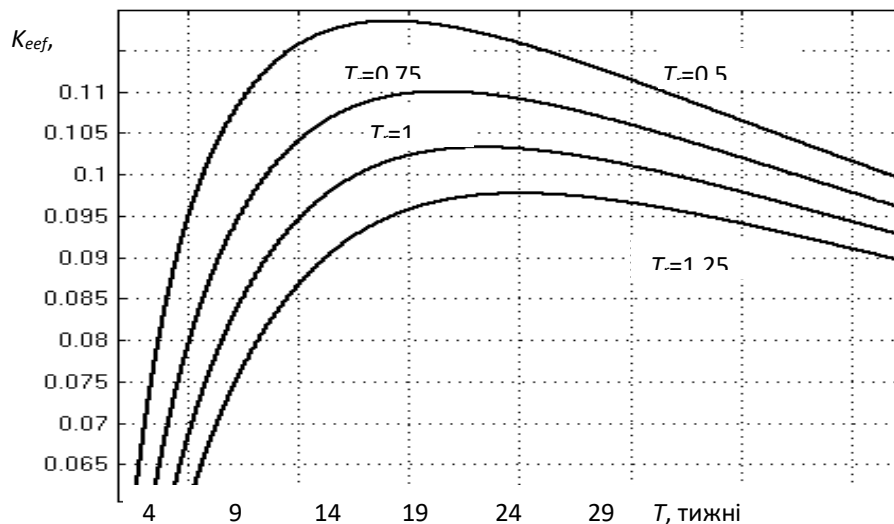


Рисунок 5. Приклад дослідження на екстремум залежності зміни інтегральної величини коефіцієнту енергетичної ефективності у

Результати аналізу свідчать про значний вплив на енергетичну ефективність процесів нафтовидобування параметрів циклу видобування – ремонт. Розрахунки дозволяють визначити ступінь впливу часу ремонту на енергоефективність. Для наведеного прикладу геодезичної висоти 200 м і потужності АД 15 кВт, збільшення часу ремонту у 2,5 рази зменшує енергетичну ефективність на 20 %. Аналогічним чином вона змінюється і при подвійному відхиленні від оптимального часу ремонту.

**Висновки.** Застосування комплексних підходів до оптимізації параметрів ЕМС нафтовидобування забезпечує узгодження конструктивних і режимних параметрів різних етапів технологічного процесу і їх оптимізацію за інтегральними показниками ефективності ЕМС. Розроблена комплексна математична модель ЕМС забезпечує оптимізаційні дослідження з урахуванням нелінійних властивостей складових системи, їх взаємного впливу. Використання розроблених засобів з урахуванням конкретики умов практичного застосування сприяє підвищенню енергоефективності процесів нафтовидобування. Для заданого прикладу умов дослідження за допомогою комплексної математичної моделі електромеханічної системи нафтовидобування сформовано рекомендації підвищення енергоефективності за використання засобів мінімізації гідравлічних втрат.

#### Список використаної літератури

1. Попович О.М. Пошук і оцінка шляхів підвищення енергоефективності моноблочного насосу за застосування комплексного проектування / О. М. Попович, О. В. Бібік // Вісник НТУ «ХП». Серія: «Електричні машини та електромеханічне перетворення енергії» – Х.: НТУ «ХП», 2018. - № 5(1281). – С. 79 – 82.
2. Попович О. М. Обґрунтування параметрів кілець короткозамкненого ротора при комплексному проектуванні асинхронного двигуна за квазітривимірним польовим аналізом і імітаційним моделюванням / О. М. Попович, І. В. Головань, В. О. Поліщук // Вісник Національного технічного університету «ХП». Серія: "Електричні машини та електромеханічне перетворення енергії". – Х.: НТУ «ХП», 2019. – № 4 (1329). – С. 90-93. – Библиогр.: 6 назв. – ISSN 2409-9295.
3. O. Popovych Electromechanical Equipment for Integrated Use of Power Potential of Hydroelectric Power Plant Reservoirs / O. Popovych, I. Golovan, S. Shevchuk, V. Polishchuk // 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (2020 IEEE ESS), pp.93-96.
4. Bibik O.V., Golovan I.V., Popovych O.M., Shurub Y. V. Efficient operating conditions of induction motors for piston compressors with frequency regulation. *Tekhnichna Elektrodynamika*. – 2020. – No 1. – Pp. 33-39. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2020.01.033>
5. Бойко В. С. Підземний ремонт свердловин: Підручник для вищих навчальних закладів. У4-х частинах. Частина I. – Івано-Франківськ: Факел, 2002. – 465с.
6. Еремін Н.А., Золотухін А.Б., Назарова Л.Н., Черников О.А. Выбор места воздействия на нефтяную залежь. Учебное пособие. Под ред. И.Т. Мищенко. – М.: ГАНГ, 1995. 190 с.
7. Шевчук С.П. Насосні, вентиляторні та пневматичні установки: підруч./ С .П. Шевчук, О. М. Попович, В. М. Світлицький. – К.: НТУУ «КПІ», 2010. – 308 с.

8.Бібік О. В., Попович О. М., Шевчук С. П. Енергоефективні режими електромеханічної системи насосної установки багатоповерхового будинку. *Технічна електродинаміка*. 2016. № 5. С. 38-45.

**O. Popovych**, Dr. Sc. Sciences, ORCID 0000-0002-9238-5782,  
**I.Golovan**, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-5250-6981,  
**The Institute of Electrodynamics**

**V. Slidenko**, Dr. Sc. Sciences, ORCID 0000-0001-9313-331X  
**L. Listovshchuk**, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0003-3413-1802  
**V.Polishchuk**, senior teacher., ORCID 0000-0001-9116-7962,  
**R.Yashyn**, graduate student

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

### **MATHEMATICAL MODEL OF ELECTROMECHANICAL OIL PRODUCTION SYSTEM FOR INTEGRATED DESIGN**

*Developed a complex mathematical model of the electromechanical system of oil production by means of the submerged centrifugal pump. Received an expression of the complex criterion of efficiency of system taking into account stages of extraction and repair of a well, as a ratio of volume of extracted oil to the consumed energy during a cycle of the analysis of processes. Mathematical model of the system: asynchronous motor - pump - hydraulic network is implemented in the simulation system and provides a study of the relationship between the amount of energy consumed and the efficiency of the system - the volume of oil produced. The developed complex mathematical model provides optimization researches taking into account nonlinear properties of components of system, their mutual influence. The initial information in determining the design parameters of the model components is the power of the induction motor of the pump, the geodetic height of the oil, the maximum efficiency of the pump, as well as for the point of maximum power of the pump operating range: engine load, hydraulic efficiency of the well and pipeline. The pressure characteristic of the pump is approximated at points of limits of the working range. Approximation of the pressure characteristic and efficiency of the pump is carried out taking into account changes of sizes of giving and speed of rotation. According to the simulation results, recommendations for improving energy efficiency using means of minimizing hydraulic losses in the process of well repair: optimization studies of the dependence of the change in the value of the energy efficiency coefficient as a function of production period while varying the duration of the repair period. For the example studied, increasing the repair time by 2.5 times reduces the overall energy efficiency of oil production by 20%. Also, energy efficiency decreases by 5% by reducing the extraction period from the optimal by 35% and by increasing by 65%.*

**Key words:** oil production, complex model, well repair, energy efficiency

#### **References**

1. Popovych O.M. Searching and evaluation of ways to increase the energy efficiency of a monoblock pump using integrated design / O. M. Popovych, O. V. Bibik // Bulletin of the NTU «KhPI». Series: «Electric machines and electromechanical energy conversion» – Kh.: NTU «KhPI», 2018. - № 5(1281). – S. 79 – 82.
2. Popovych O. M. Substantiation of parameters of rings of a short-circuited rotor at complex designing of the induction motor on the quasi-three-dimensional field analysis and simulation modeling / O. M. Popovych, I.V.Holovan, V.O.Polishchuk// Bulletin of the National Technical University «KhPI». Series: " Electric machines and electromechanical energy conversion". – Kh. : NTU «KhPI», 2019. – № 4 (1329). – S. 90-93.
3. O. Popovych Electromechanical Equipment for Integrated Use of Power Potential of Hydroelectric Power Plant Reservoirs / O. Popovych, I. Golovan, S. Shevchuk, V. Polishchuk// 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (2020 IEEE ESS), pp.93-96.
4. Bibik O.V., Golovan I.V., Popovych O.M., Shurub Y.V. Efficient operating conditions of induction motors for piston compressors with frequency regulation. *Technical Electrodynamics*. – 2020. – No 1. – Pp. 33-39. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.01.033>
5. Boiko V. S. Underground well repair: A textbook for higher education. In 4 parts. Part I. – Ivano-Frankivsk: Fakel, 2002. – 465s.
6. Eremyn N.A., Zolotukhyn A.B., Nazarova L.N., Chernykov O.A. Selection of the site of impact on the oil reservoir. Tutorial. Ed. I.T. Mishchenko. – M.: HANH, 1995. 190 s.
7. Shevchuk S.P. Pumping, ventilating and pneumatic installations./ S.P. Shevchuk, O.M. Popovych, V.M. Svitlytskyi. – K.: NTUU «KPI», 2010. – 308 s.
8. Bibik O.V., Popovych O. M., S. P. Shevchuk O. M. Energy efficient modes of electromechanical system of pump installation of a multi-storey building. *Technical Electrodynamics*. 2016. № 5. S. 38-45.

Надійшла 23.10.2021

Received 23.10.2021



**В.В. Михайленко**, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-0973-4612

**В.А. Святненко**, старший викладач, ORCID 0000-0002-0518-1045

**Ю.М. Чуняк**, асистент, ORCID 0000-0002-4506-912X

**О.В. Петрученко**, старший викладач, ORCID 0000-0002-4982-4217

**В.І. Бачинський**, студент

Національний технічний університет України

”Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського”

## МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ПЕРЕТВОРЮВАЧА ТРИФАЗНОЇ НАПРУГИ У ПОСТІЙНУ З ШІСТНАДЦЯТИЗОННИМ РЕГУЛЮВАННЯМ НАПРУГИ

*Метою роботи є використання методу багатопараметричних функцій для аналізу електромагнітних процесів в електричних колах з напівпровідниковими комутаторами.*

*У цій статті проведено аналіз електромагнітних процесів в електричних колах напівпровідниковими з комутаторами. Створено математичну модель для аналізу електромагнітних процесів в напівпровідникових перетворювачах з широтно-імпульсним регулюванням вихідної напруги. Наведено графіки, що відображають електромагнітні процеси у електричних колах. Стаття присвячена розвитку метода багатопараметричних функцій шляхом розробки нових математичних моделей та визначення функцій і алгоритмічних рівнянь для аналізу за підсистемними складовими електромагнітних процесів у розгалужених електричних колах з напівпровідниковими комутаторами і ланками з синусоїдальними, постійними і імпульсними напругами. Широкому використанню напівпровідникових перетворювачів у електричних колах сучасних перетворювачів параметрів електроенергії значно ускладнюються задачі аналізу електромагнітних процесів. Найбільші ускладнення виникають при необхідності моделювання усталених і перехідних процесів у розгалужених колах змінної структури, в ланках з реактивними елементами якої виникають синусоїдні, постійні та імпульсні напруги.*

**Ключові слова:** електромагнітні процеси, вихідні напруга та струм, багатопараметричні модулюючі функції, напівпровідникові комутатори, моделювання.

Тенденції перетворення електричної енергії, а також успіхи у розвитку напівпровідникової техніки дозволяють використовувати в перетворювальних установках ланку високої частоти з частотою переключення вентилів значно більшої від частоти змінної напруги промислової мережі. У роботах [1-9] показана доцільність використання структур перетворювачів частоти (ПЧ) з однократною модуляцією при побудові систем вторинного електропостачання для комплексів діагностики електромеханічних пристроїв із різноманітним видом вхідної енергії. У даній роботі проводиться аналіз аспекту використання тієї ж структури ПЧ в якості ланки високої частоти, що стосується побудови й аналізу перетворювачів для комплексів із широтно-імпульсним регулюванням (ШПР) напруги.

Схема напівпровідникового перетворювача (НПП) показана на рис. 1. На структурній схемі позначено: *СМ1* і *СМ2* – блоки силових модуляторів фазних і лінійних напруг відповідно; *ВВ1* і *ВВ2* – високочастотні випрямлячі фазних і лінійних напруг; *СК* – система керування і *Н* – навантаження, яке має активно-індуктивний характер. Кожний з блоків *СМ* має у своєму складі випрямлячі та інвертори, навантажених на узгоджувальні трансформатори.

При складанні математичної моделі перетворювача з комп'ютерною орієнтацією її застосування використаємо метод багатопараметричних модулюючих функцій [2], який передбачає попереднє представлення алгоритмічного рівняння перетворювача. При цьому приймемо такі припущення: вхідна енергетична мережа симетрична і її внутрішній опір дорівнює нулю, транзистори і діоди інвертора випрямленої напруги (ІВН) представляються ідеальними ключами, узгоджувальні трансформатори в кожній з зон регулювання вихідної напруги не мають втрат, а навантаження перетворювача має еквівалентний активно-індуктивний характер.

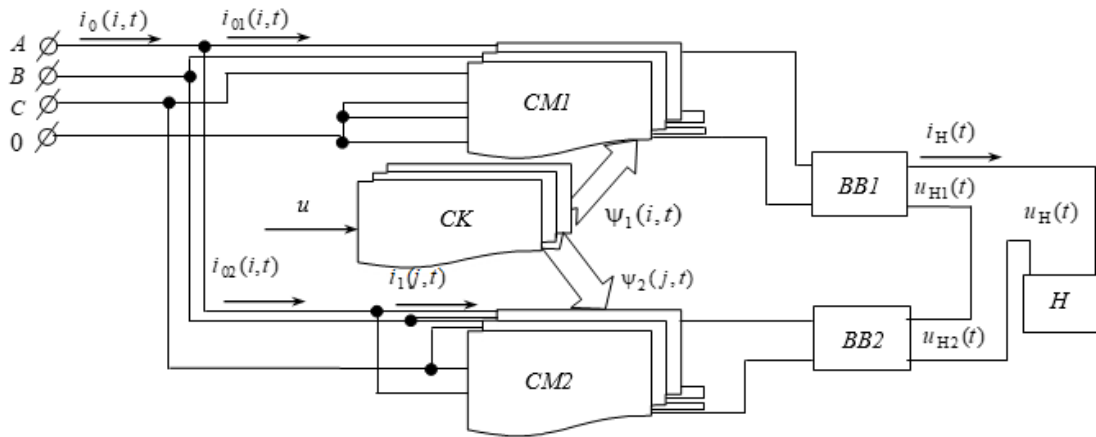


Рисунок 1– Структурна схема НПП

Алгоритмічне рівняння перетворювача записано у публікації [2]:

$$u_H(t) = \frac{1}{k_T} \left( \sum_{n=1}^{N=8} \sum_{i=1}^3 u_{11}(i,t) \phi_1(i,t) \psi_1(i,t) v_1(t) + \sum_{n=1}^{N=8} \sum_{j=1}^3 u_{12}(j,t) \phi_2(j,t) \psi_2(j,t) v_2(t) \right), \quad (1)$$

де:  $i = 1, 2, 3$  і  $j = 1, 2, 3$  – номери фазних і лінійних напруг енергетичної мережі відповідно;  $k_T$  – коефіцієнт трансформації трансформаторів;  $\psi_{B1}(i,t)$  і  $\psi_{B2}(j,t)$  – модулюючі функції, які співпадають за часом з фазними і лінійними напругами;  $u_{11}(i,t)$  і  $u_{12}(j,t)$  – миттєві значення лінійних напруг;  $v_1(t)$  і  $v_2(t)$  – еквівалентні модулюючі впливи  $BB1$  і  $BB2$ .;  $n = 1, 2, 3, \dots, N$  – номери зон регулювання вихідної напруги;

$N$  – кількість ІВН в кожному СМ;  $\psi_{A1}(i,t) = \text{sign} \left[ \sin \left( \omega_1 t - \varphi - \frac{(i-1)2\pi}{3} \right) \right]$  – модулюючі функції, які співпадають за часом з положенням відповідних фазних напруг мережі живлення;

$\psi_{B2}(j,t) = \text{sign} \left[ \sin \left( \omega_1 t - \varphi + \frac{\pi}{6} - \frac{(j-1)2\pi}{3} \right) \right]$  – модулюючі функції, які співпадають за часом з положенням відповідних лінійних напруг мережі живлення;

$u_{01}(i,t) = E_m \sin \left( \omega_1 t - \varphi - \frac{(i-1)2\pi}{3} \right)$  – миттєві значення вхідних фазних напруг мережі живлення,

$u_{02}(j,t) = E_m \sin \left( \omega_1 t - \varphi + \frac{\pi}{6} - \frac{(j-1)2\pi}{3} \right)$  – миттєві значення вхідних фазних напруг мережі живлення,  $E_m$  – амплітудне значення фазної напруги;  $\omega_1 = 2\pi f_1$  і  $\varphi$  – відповідно кругова частота і початкова фаза напруги живлення;

$\psi_1(i,t)$  – множина еквівалентних модулюючих впливів  $j$ -х СМ,  $\psi_2(j,t)$  – множина еквівалентних модулюючих впливів  $j$ -х СМ.

Струм на навантаженні перетворювача знайдемо, як реакцію одноконтурного RL-ланцюга на дію напруги  $u_H(t)$

$$i_H(t)R + L \frac{di_H(t)}{dt} = u_H(t), \quad (2)$$

де:  $R$  і  $L$  – відповідно активний опір і індуктивність навантаження.

Рішення (2) відносно струму навантаження визначимо числовим методом за допомогою функції `odesolve` математичного процесора `MATHCAD`

$$i_H(t) = \text{odesolve}(t, k, p), \quad (3)$$

де:  $t$  – час;  $k$  – часовий інтервал;  $p$  – кількість точок на часовому інтервалі.

Діаграми струму навантаження в координатах вихідної напруги перетворювача, побудовані за (3) для шістнадцятизонного регулювання представлені на рис. 2.

Фазні струми  $i_{01}(i, t)$  знаходимо з виразу

$$i_{01}(i, t) = \frac{\sum_{n=1}^{N=8} i_H(t) \psi_{B1}(i, t) \psi_1(i, t) v_1(t)}{k_T}. \quad (4)$$

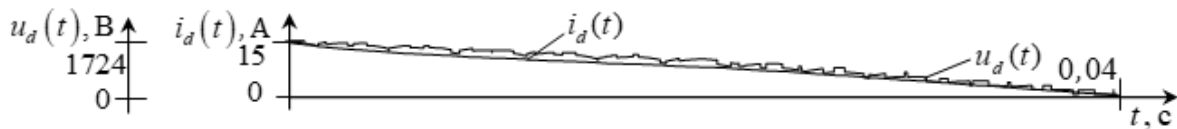


Рисунок 2 – Діаграми струму та напруги навантаження

Лінійні струми  $i_{12}(j, t)$  знаходимо з виразу виду

$$i_{12}(j, t) = \frac{\sum_{n=1}^{N=8} i_H(t) \psi_{B2}(j, t) \psi_2(j, t) v_2(t)}{k_T}. \quad (5)$$

Фазні струми  $i_{02}(i, t)$  знаходимо з співвідношень

$$i_{02}(1, t) = i_{12}(1, t) - i_{12}(3, t); \quad i_{02}(2, t) = i_{12}(2, t) - i_{12}(1, t); \quad i_{02}(3, t) = i_{12}(3, t) - i_{12}(2, t). \quad (6)$$

Вхідні фазні струми енергетичної мережі у кожній  $i$ -й фазі знаходимо з виразу:

$$i_0(i, t) = i_{01}(i, t) + i_{02}(i, t). \quad (7)$$

Діаграми вхідних фазних струмів перетворювача в координатах напруг енергетичної мережі, побудовані за (7), представлені на рисунку 3.

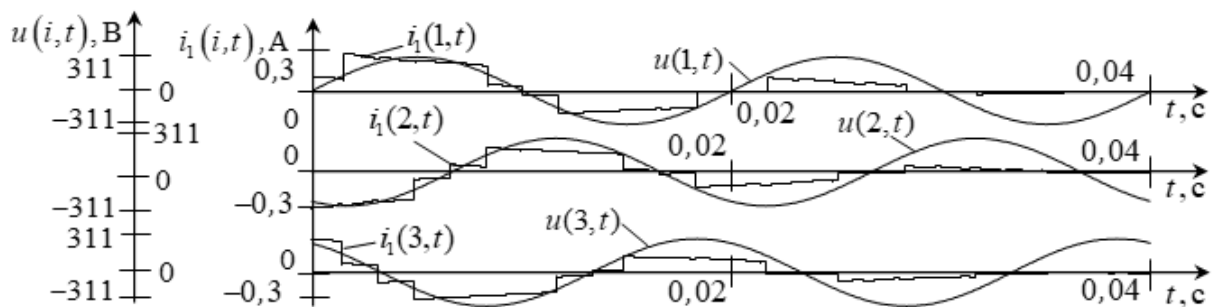


Рисунок 3 – Діаграми вхідних струмів  $i$ -х фаз мережі в координатах фазних напруг

Для аналізу частотних властивостей перетворювача було проведено спектральний аналіз вхідних струмів перетворювача. На рис. 4 показано спектр одного з вхідних струмів  $i_0(f)$  перетворювача у відносних одиницях.

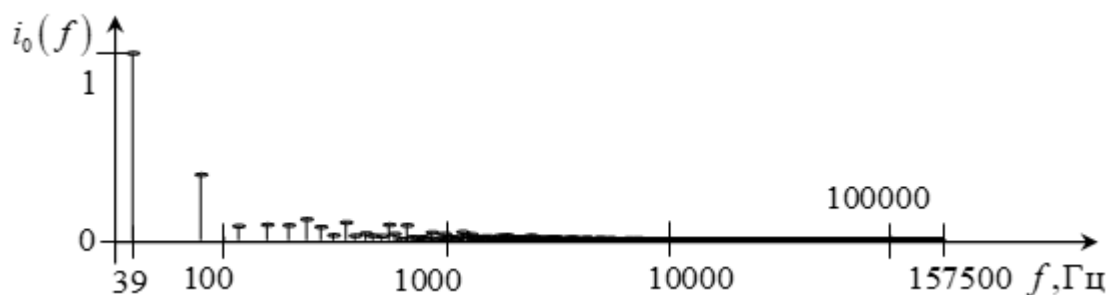


Рисунок 4 – Спектр одного з вхідних струмів перетворювача

На рис. 4 по вертикальній осі показано струм на вході перетворювача у відносних одиницях, а горизонтальній осі – спектр частот у логарифмічному масштабі.

**Результати роботи.** Показані результати досліджень показують ефективність подання математичної моделі перетворювача відносно напруги навантаження, струму навантаження і струмів, що споживаються з вхідної мережі узагальнюючими функціями багатопараметричного виду. Окрім наведених співвідношень і діаграм розроблена модель дозволяє аналізувати форми напруг і струмів на виході окремих СМ, а також їх елементах у процесі зонного регулювання вихідної напруги перетворювача.

Для того, щоб знайти амплітудні значення струмів через силові транзистори ІВН, достатньо проаналізувати струми  $i_{1T}(P, j, t)$  первинних обмоток узгоджувальних трансформаторів, котрі знаходяться в колах протікання струмів через силові транзистори.

У роботі було проведено спектральний аналіз вхідних струмів перетворювача. З графіку на рис. 4 видно, що найбільша гармоніка у перетворювачі є з частотою 39 Гц, наступна гармоніка має частоту близько 90 Гц з величиною 0,38, наступні гармоніки інша мають величини не більші 0,15, а після частоти 1000 Гц гармонічні складові струму значно менші 0,1.

**Висновки.** У роботі було виконано аналіз процесів в електричних колах з напівпровідниковими комутаторами. Використовуючи метод багатопараметричних модулюючих функцій було знайдено струм і напругу навантаження, а також вхідні струми перетворювача. У роботі розвинуто метод багатопараметричних функцій в частині розробки нової математичної моделі з багатозонним регулюванням вихідної напруги та визначення модулюючих функцій для аналізу за підсистемними складовими структури електричних кіл з напівпровідниковими комутаторами.

Підтверджено доцільність використання програмного пакету MATHCAD для аналізу електромагнітних процесів та оптимізації параметрів напівпровідникових перетворювачів. Такий підхід дозволяє зменшити нестабільність режимів у навантаженні та режимів споживання електроенергії від мережі електроживлення.

Розроблено нову математичну модель усталених і перехідних процесів у електричних колах напівпровідникових перетворювачів модуляційного типу з багатоканальним зонним використанням фазних напруг трифазної мережі живлення без урахування втрат електроенергії у комутаторах на першому етапі моделювання для спрощення розрахунків і швидкої оцінки впливу параметрів навантаження на характеристики регульованих вихідних синусоїдних і постійних напруг.

Такий підхід забезпечує швидке визначення алгоритмів управління комутаторами при підключенні напівпровідникових перетворювачів до фазних та лінійних напруг мережі живлення та підвищення якості знакопостійних напруг при багатозонному регулюванні вихідної напруги. При порівнянні з математичними моделями наведеними у [7-8] похибка розрахунків складала , що дозволяє говорити, що цей метод підходить для швидкої оцінки НПП та режимів його роботи.

#### Список літератури

1. Mykhailenko V, Mikhnenko., G., Charnyak O., “Study of the electromagnetic processes in converter with three zoned regulations of the voltage”, Адаптивні системи автоматичного управління, Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, №2, 2019, С. 48-53, doi: <https://doi.org/10.20535/1560-8956.35.2019.197430>.

2. Розіскулов С. С., Михайленко В. В., Перетятко Ю. В., “Регулювання тривалості перехідних процесів у напівпровідникових формувачах біполярних розрядних імпульсних струмів”, Технічна електродинаміка, Київ: ІЕД НАНУ, № 4, 2016, С. 41 – 43, doi: <https://doi.org/10.15407/techned2016.04.041>.

3. Сенько В. І., Михайленко В. В., Юрченко М. М., Юрченко О. М., Чуняк Ю. М., “Аналіз електромагнітних процесів у колах з напівпровідниковими перетворювачами з сімнадцятизонним регулюванням вихідної напруги”, Технічна електродинаміка, Київ: ІЕД НАНУ, № 5, 2016, С. 23 – 25, doi: <https://doi.org/10.15407/techned2016.05.023>.

**V.V. Mihaylenko**, PhD in Technical Sciences, assistant professor, ORCID 0000-0002-0973-4612

**V.A. Sviatnenko**, senior teacher, ORCID 0000-0002-0518-1045

**J.M. Chuniyak**, assistant teacher, ORCID 0000-0002-4506-912X

**O.V. Petruchenko**, senior teacher, ORCID 0000-0002-4982-4217

**V.I. Bachinskiy**, student

**National Technical University Of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"**

### INVERTER MATHEMATICAL MODEL THREE-PHASE VOLTAGE TO DC WITH SIXTEEN ZONE REGULATION VOLTAGE

*Analysis of the electromagnetic processes is organized beside this article in electric circuit with semiconductor commutator. Mathematical model is created for analysis electro-magnetic processes in semiconductor converter with width pulsed regulation of the output voltage. The brought graphs, which reflect the electromagnetic processes in electric circuit. Method much parametric functions was used when performing calculation. The mathematical model of the converter is created for fifteen zoned regulations of the output voltage. Article is devoted to the development of a method of multi-parametric modulating functions by means of working out of new mathematical models and definition of functions and the algorithmic equations for the analysis on subsystem components of electromagnetic processes in electric circuits of variable structure with sinusoidal, direct and pulsing voltage. Introduction of functions with discrete parameters in the algorithmic equations for analysis of processes in circuits with semiconductor commutators simplifies modeling on subsystem components. The mathematical model of steady-state processes and transients in electric circuits of semiconductor converters of modulation type with multi-channel zonal use of phase and line voltages of a three-phase network of power supplies is developed. The mathematical model of electric circuits of thyristor shapers of electro-discharge pulses for the analysis and the matching of capacitors charging modes with decrease several times of electric resistance of technological load is also created. The obtained results have a great value for development theoretical electrical engineering in a direction of simplification of calculations of electromagnetic processes in electric circuits with semi-conductor converters of the electric power. The Electromagnetic processes in electric circuit under width-pulse regulation possible to analyse with use the algorithmic equations multivariable function, which argument are a system parameters semiconductor commutator, signal of control, phases to network of the power supply and time. Introduction multivariable function with discrete parameter in algorithmic equations of the analysis formed and connection processes in electric circuit of the variable structure allows to reflect change of this structure under system components, simplifying modeling and analysis of such processes to account of the generalization of the got equations. Except specified correlations and diagrams designed model allows to analyse forms of the output voltages and current of the separate power modules.*

**Key words:** *electromagnetic processes, output voltage and current, multi parametric modulating functions, semiconductor commutators, modeling.*

1. Mykhailenko V, Mikhnenko, G., Chamiyak O., “Study of the electromagnetic processes in converter with three zoned regulations of the voltage”, Adaptive automatic control systems, Kyiv: Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, №2, 2019, P. 48-53, doi: <https://doi.org/10.20535/1560-8956.35.2019.197430> (Eng.).

2. Roziskulov S. S., Mykhailenko V. V., Peretyatko Y. V., “Regulation of transient duration in semiconductor shapers of bipolar discharge pulse currents, Technical electro-dynamics, Kyiv: IED NASU, № 4, 2016, P. 41 – 43, doi: <https://doi.org/10.15407/techned2016.04.041> (Ukr.).

3. Senko V. I., Mykhailenko V. V., Yurchenko N. N., Yurchenko O. N., Chuniyak J. M., “ Analysis of electromagnetic processes in circuits with semiconductor converters with seventeen-zone output voltage regulation”, Technical electro-dynamics, Kyiv: IED NASU, № 5, 2016, P. 23 – 25, doi: <https://doi.org/10.15407/techned2016.05.023> (Ukr.).

Надійшла 15.06.2021

Received 15.06.2021

# ЕНЕРГЕТИЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY SAVING

УДК 697:34

DOI 10.20535/1813-5420.3.2021.251265

Шевченко О.М., канд. техн. наук, головний енергоменеджер, ORCID 0000-0001-9304-5432

Шовкалюк М.М., канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-1898-3493

Степанець О.В., канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0003-4444-0705

Швайко В.Г., асистент кафедри АПЕПС, ORCID 0000-0002-9304-8710

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

## РОЗВИТОК СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО МОНІТОРИНГУ ТА АНАЛІЗУ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ В КПІ ІМ.ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО

*В КПІ ім. Ігоря Сікорського функціонує організаційна структура для управління енергоспоживанням студмістечка, що включає як організаційні, інформаційні, так і технічні заходи, зокрема створення системи віддаленого енергомоніторингу. У даному дослідженні розглядаються інжинірингові аспекти формування системи енергоменеджменту для різних типів споживачів. Метою роботи є удосконалення існуючих і розробка нових інноваційних управлінських методів і засобів енергетичного менеджменту з урахуванням параметрів об'єктів управління; урахування взаємозв'язку джерел генерації енергії, теплового захисту, параметрів мікроклімату приміщень. Об'єкти, які знаходяться на балансі університету, також є дослідним майданчиком для різноманітних дослідницьких робіт, чому всіляко сприяє служба енергоменеджменту в рамках співпраці з іншими структурними підрозділами, факультетами та катедрами. Поступово впроваджується система віддаленого моніторингу на базі програмного забезпечення, що включає автоматизоване робоче місце енергоменеджера, геоінформаційну карту інженерних мереж та будівель кампусу, температурний моніторинг у приміщеннях, автоматизований облік та аналітичний блок з можливістю прогнозування енергоспоживання.*

**Ключові слова:** кампус, будівля, служба енергоменеджменту, енергоспоживання, енергетичний моніторинг

### Вступ

Питання енергоефективності поряд з поліпшенням екологічної безпеки та підвищення соціальної відповідальності стають центральним об'єктом дослідження сучасної теорії управління. Державна політика України направлена на євроінтеграцію та гармонізацію нормативної бази з Європейським Союзом (ЄС). Зокрема, відповідно до Директиви ЄС [1] та Закону України «Про енергетичну ефективність» [2] визначено необхідність підвищення енергоефективності центральних органів виконавчої влади шляхом впровадження енергозберігаючих заходів та системи енергоменеджменту. Відсутність дій у цьому напрямку в галузі освіти призведе до продовження нераціонального використання енергії та коштів, погіршення енергоефективності об'єктів, недотримання комфортних умов навчання та праці в приміщеннях. Комунальні витрати на утримання бюджетних будівель в Україні є у 2–3 рази вищими, ніж подібні витрати в країнах ЄС [3], практично 90% будівель у студентських містечках не відповідають сучасним вимогам енергоефективності [4-6], що призводить до перевитрат на енергоспоживання. Важливою проблемою є також недотримання санітарно-гігієнічних вимог у приміщеннях через низку причин [7]. Недостатній рівень фінансування бюджетних закладів та зношеність будівельного фонду потребує впровадження системних, комплексних підходів [8], що включатимуть організаційно-управлінські [9] та технічні заходи. Залучення наукового потенціалу університету [10,11] до виконання енергетичних обстежень та дослідницьких робіт на базі об'єктів КПІ дозволяє підвищити якість освітніх послуг. Для можливості впровадження енергоефективних заходів Служба енергоменеджменту із залученням науковців розробляє інвестиційні проекти, технічні рішення яких синхронізовані із сучасними нормативними вимогами до будівель [12] та систем [13].

Впровадження автоматизації процесів управління енергоспоживанням та системи підтримки прийняття рішень дозволить створити автоматизоване робоче місце енергоменеджера (АРМЕ), здійснювати ґрунтовний аналіз даних, підвищити якість управлінських рішень, знизити економічні ризики.

#### **Мета та задачі**

**Метою** статті є удосконалення інноваційних методів і засобів енергетичного менеджменту з урахуванням параметрів об'єктів, комплексний підхід до поглибленого аналізу і планування енергоспоживання та умов експлуатації будівель, розвиток системи управління енергоспоживанням за рахунок віддаленого моніторингу з інтеграцією в освітній процес.

#### **Задачі дослідження:**

-запропонувати проєкт автоматизованої системи моніторингу для закладу освіти та описати структурні елементи програмного забезпечення;

-проаналізувати результати поетапного впровадження системи віддаленого енергомоніторингу в КПІ ім. Ігоря Сікорського станом на теперішній час та технічного забезпечення дистанційного обліку енергетичних ресурсів;

-показати можливості залучення наукового потенціалу університету для підвищення якості освітніх послуг.

#### **Матеріал і результати досліджень**

Кампус КПІ ім. Ігоря Сікорського налічує близько 50 будівель різного призначення, інженерні мережі, теплопункти, трансформаторні підстанції та інше енергетичне обладнання, експлуатація та утримання яких вимагає значних витрат, які щорічно зростають. В КПІ ім. Ігоря Сікорського функціонує [3] дворівнева система енергетичного менеджменту (СЕМ), діяльність якої включає не тільки організаційно-управлінські, інформаційні, мотиваційні заходи, але й технічні, зокрема розробки автоматизованого робочого місця енергоменеджера з структурними елементами програмного забезпечення системи енергомоніторингу. Об'єкти, що знаходяться на балансі університету, також являють собою дослідний майданчик для різноманітних дослідницьких робіт, чому всіляко сприяє СЕМ в рамках співпраці з іншими структурними підрозділами, факультетами та кафедрами [7, 8]. Підвищення рівня енергоефективності закладу освіти неможливо системно здійснювати за відсутності обліку даних енергоспоживання; у даній статті вивчається можливість створення системи віддаленого енергомоніторингу на базі програмного продукту Arcgis, що поєднуватиме управління зовнішніми та внутрішніми інженерними мережами комплексу будівель навчального закладу. Сучасні Building Management System (системи автоматичного керування та централізованого моніторингу інтелектуальних будівель) реалізують автоматизацію окремих установок: індивідуальних теплових пунктів, систем підтримання комфортного мікроклімату приміщень, освітлення, холодного та гарячого водопостачання, пожежної безпеки тощо.

Одним із важливих елементів покращення ефективності системи енергоменеджменту є системи автоматизації процесів управління енергоспоживанням та системи підтримки прийняття рішень. Такі системи дозволяють створити АРМЕ, підвищити оперативність вирішення задач розподілу енергоресурсів, якість рішень, що приймаються в системі управління, і, як наслідок, знизити економічні ризики від несвоєчасних та помилкових рішень.

Проєктом системи автоматизованого віддаленого енергомоніторингу передбачається:

- створення диспетчерського пункту, який водночас виконує функції дослідної лабораторії;
- створення програмного забезпечення, що включатиме: базу даних, АРМЕ з різними правами та рівнями доступу користувачів; автоматизований облік і аналіз даних, виявлення аварійних ситуацій; формування звітів; захист даних.

Реалізація такого комплексного проєкту дозволить на базі існуючого будівельного фонду створити майданчик з використанням сучасних технологій енергомоніторингу та енергоменеджменту (рис.1).

Процеси енергоспоживання та забезпечення функціонування комплексу об'єктів студмістечка є постійно змінними в часі й для забезпечення оптимізації та прийняття управлінських рішень потребують використання спеціалізованого програмного забезпечення, набору датчиків з можливістю підключення та систем для інтерактивної взаємодії зі стейкхолдерами (постачальниками послуг, оператором, спеціалістами з обслуговування, користувачами) чи іншими підключеними пристроями для своєчасного реагування.

Пропонована система віддаленого моніторингу енергоспоживання має містити наступні складові: 1) геоінформаційна база даних (ГБД), 2) цифрова карта території, що включає будівлі та інженерні мережі; 3) розподілений апаратно-програмний комплекс, що забезпечує функціонування АРМЕ установи/підрозділу/будівлі з різними правами та рівнями доступу користувачів, 4) автоматизований облік та аналіз даних енерговикористання, 5) оповіщення щодо появи нештатних/аварійних ситуацій та моделювання наслідків методами мережевого аналізу, 6) формування звітності для прийняття рішень, 7)

прогнозування витрат енергоресурсів у різних часових інтервалах зі врахуванням нормативних показників і прогнозних значень зовнішніх впливових факторів, 8) аналітичний блок: статистичний, кластерний, порівняльний аналіз; енергобаланс установи; базовий рівень енергоспоживання; оцінювання потенціалу енергозбереження; рейтинг підрозділів за рівнем енергоефективності, 9) моніторинг показників мікроклімату приміщень (температура, вологість, рівень CO<sub>2</sub>), 10) управління (ручне або сценарне) режимами функціонування споживачів енергії за видами, 11) мобільний додаток, 12) захист даних.

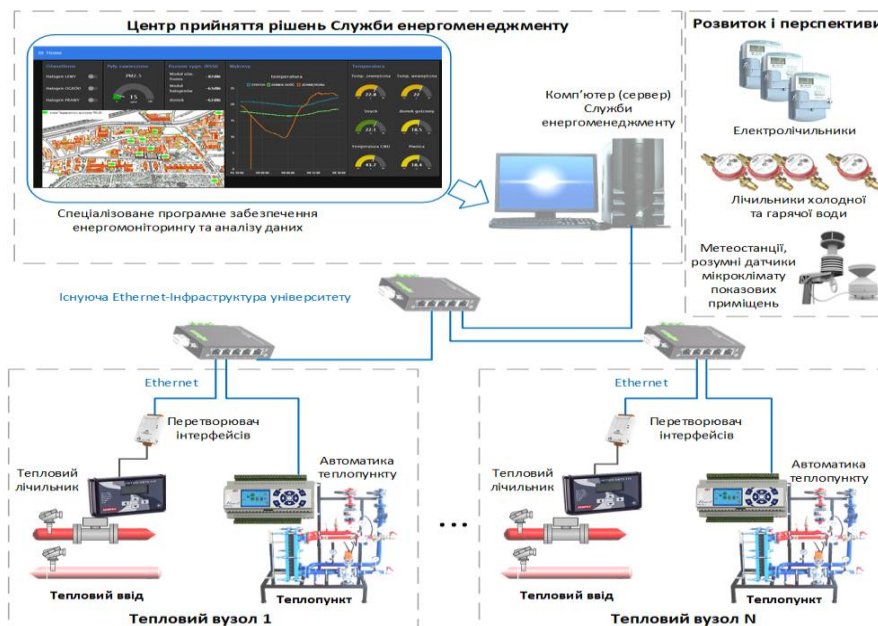


Рисунок 1 – Прогнозована структура системи енергомоніторингу

Метою є створення програмного продукту, що дав би змогу інженеру швидко переглядати, змінювати та аналізувати інженерну мережу та її показники у реальному часі.

Ця задача складається з наступних етапів: створення структури ГБД, наповнення БД відповідними інженерними мережами, створення зв'язків між мережами та лічильниками, розробка мобільного додатку маніпуляції з мережами.

Програмний продукт реалізує наступний функціонал:

- ідентифікація лічильника або люка, що обрав користувач;
- відображення детальної інформації по обраному елементу;
- відображення зв'язних таблиць елемента, а у випадку лічильника - показників;
- редагування та видалення обраних елементів;
- додавання нового лічильника та нових показників.

Для створення ГІС інженерних мереж необхідно виконано наступні роботи:

- аналіз існуючих паперових карт кампусу;
- уточнення вхідних даних; погодження вихідних даних;
- з'ясування ролей майбутніх користувачів;
- розробка концептуальної моделі бази даних;
- створення геоінформаційної бази даних;
- наповнення розробленої бази даних інформацією про існуючі об'єкти та інженерні мережі;
- створення відношень між будівлями, лічильниками та інженерними мережами;
- перенесення бази даних на віддалений сервер;
- розробка графічного інтерфейсу користувача.

На основі растрових планів комунікацій виконано оцифровку та запис в геоінформаційну базу даних інженерних мереж КПІ ім. Ігоря Сікорського. Було оцифровано мережі: електромережі (рисунок 2); тепломережі; холодне водопостачання (рисунок 3); каналізація; зв'язок.



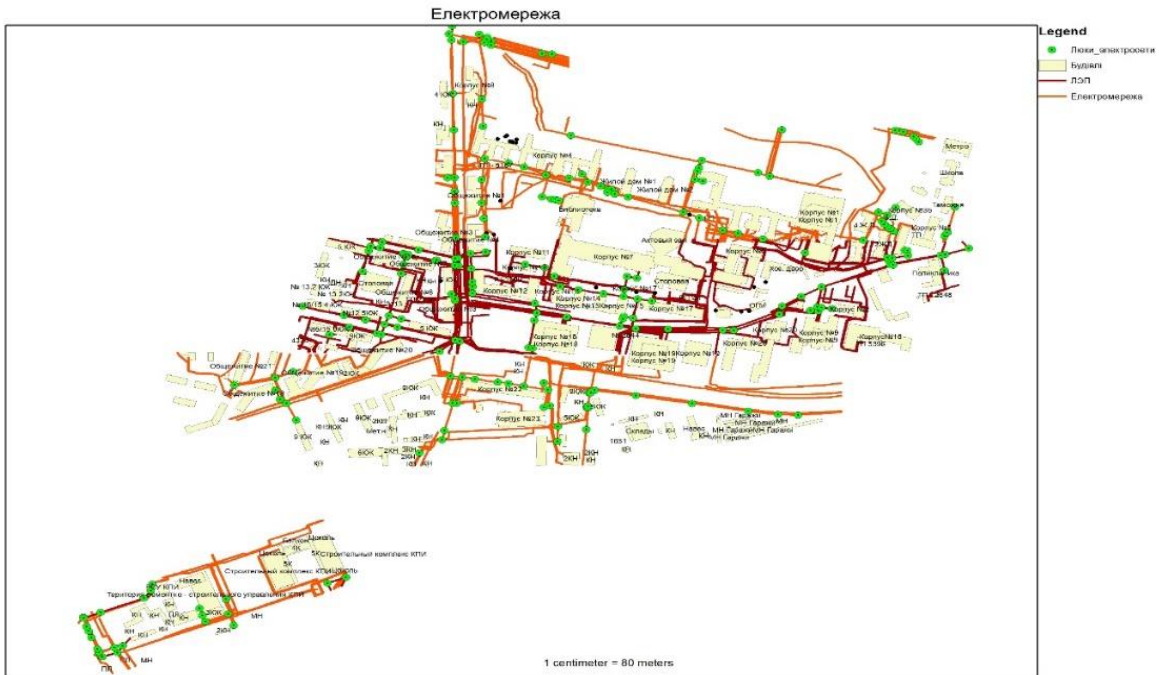


Рисунок 2 – Оцифровані шари електромережі

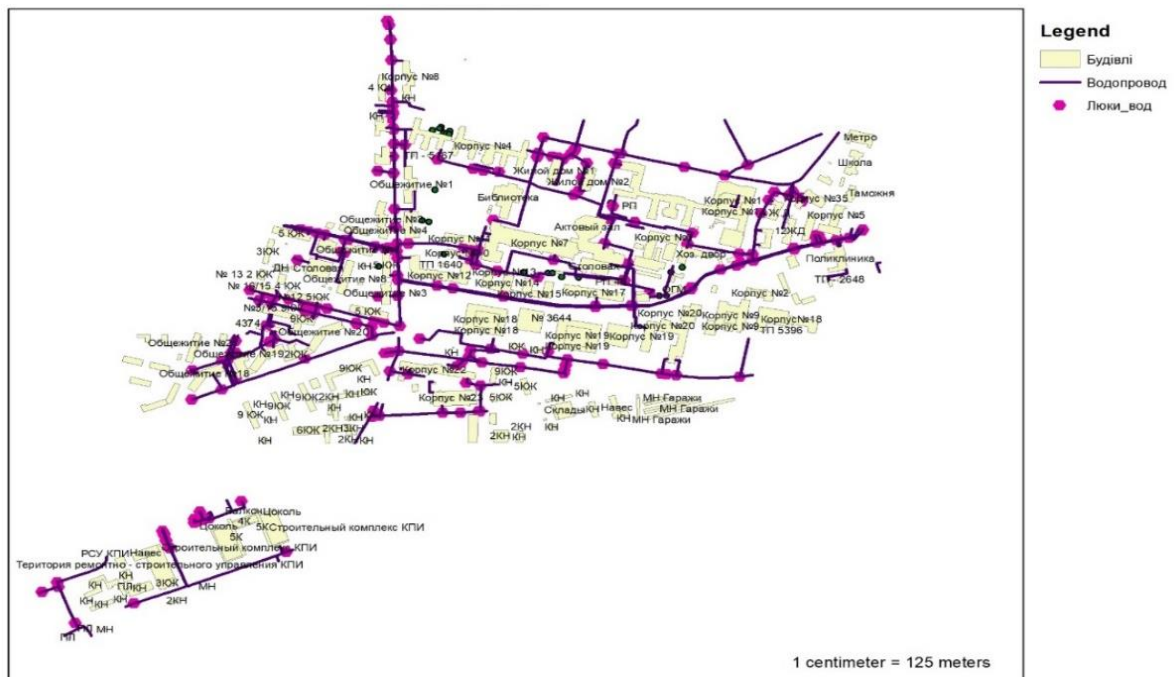


Рисунок 3 – Оцифровані шари мережі холодного водопостачання

Створений мобільний додаток дозволяє користувачеві переглядати, аналізувати та змінювати параметри інженерної мережі, а також додавати нові елементи. При натисканні на об'єкти на карті, додаток робить запит на сервер та отримує інформацію про найближчий об'єкт (рис. 4).

Мобільний додаток розроблений на архітектурі MVC.

Реалізація геоінформаційної системи для управління розумними лічильниками передбачає розробку геоінформаційної бази даних, створення сервісу для обробки та передачі даних, що були надіслані розумним лічильником, а також розробку Web-інтерфейсу користувача для можливості перегляду та редагування інформації, що міститься в системі.

Дані, що надсилає розумний лічильник, закодовані у форматі ASCII, для розшифрування інформації було створено програмний модуль, що виконує необхідні дії для розшифрування поля з даними, які

відправляє розумний лічильник. Для створення сервісу було використано платформу Node.js, що дозволяє з найменшою втратою часу передати дані на сервер ArcGISOnline завдяки своїй особливості та простоті взаємодії з простими пакетами у найкоротший проміж часу. Інтеграція з багатьма базами даними та платформами дозволяє майбутнім розробникам реалізовувати та імплементувати нові функції, що розширять функціонал системи.

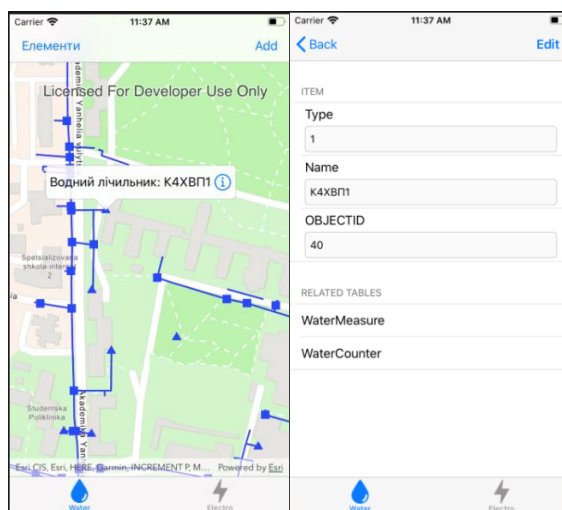


Рисунок 4 – Перегляд додаткової інформації (лічильник води)



Рисунок 5 – Відображення інженерних мереж у веб-додатку

Для відображення інженерних мереж, а також даних про розумні лічильники та їх показники, розроблено Web-додаток на платформі ArcGISOnline, що дозволяє створювати геоінформаційні системи та бази даних до таких систем. Користувач може використовувати даний застосунок, просто зайшовши на посилання або, за необхідності, може імпортувати програмний продукт та відкрити його у програмному забезпеченні ArcGISDesktop для роботи на стаціонарному комп'ютері без з'єднання з мережею Інтернет. Web-інтерфейс надає користувачу системи можливість перегляду інженерних мереж на території КПП ім. Ігоря Сікорського. На рисунку 5 зображено інтерфейс користувача, що має основні елементи для зручної взаємодії з картою. Можливість зміни масштабу карти дозволяє користувачам системи налаштувати вигляд карти, зважаючи на роздільну здатність дисплею.

На рисунку 6 зображено вигляд таблиці з даними, що зберігає інформацію про показники, час та одиниці вимірювання лічильника. У деяких полях міститься зв'язана інформація, що позначається символом замка у замкнутому стані (наприклад, користувач може переглянути інформацію про розумний лічильник та його розміщення на мапі).

Можливості програмного забезпечення ArcGISOnline дозволяють створювати власні віджети, тому користувач має змогу розробити власне рішення для аналізу даних з таблиць та їх відображення, що надає перевагу у використанні хмарних технологій для доступу до даних.

Unit	DateOfMeasure	value	measureID	ElektroMeter_ElektroMeasure
кВт*год	12/1/2019, 2:00 AM	5,071.43	24	(1) Show
кВт*год	12/31/2019, 2:00 AM	5,183.32	24	(1) Show

Рисунок 6 – Графічне відображення даних з таблиці

### Технічні рішення щодо впровадження дистанційного моніторингу в КПП ім. Ігоря Сікорського

Протягом 2020 року проведено закупівлю обладнання та облаштовано 32 вузли обліку теплової енергії у навчальних корпусах пристроями для дистанційного знімання даних через мережу Ethernet. Вперше починаючи з жовтня 2020 року знімання показів приладів обліку теплової енергії, а також щоденний тепломоніторинг навчальних корпусів здійснюється дистанційно. Вартість обладнання для реалізації даного етапу робіт разом з прокладанням мережі Ethernet склала близько 150 тис. грн. Також, у зв'язку з фізичною зношеністю (термін користування більше 20 років) більшості наявних вузлів обліку теплової енергії у навчальних корпусах проведено закупівлю та встановлення 18 вузлів обліку теплової енергії вітчизняного виробництва.

На балансі університету знаходиться 66 комерційних та 17 технічних вузлів обліку холодної води. Встановлено близько 30 вузлів обліку холодної води вітчизняного виробництва з імпульсним виходом, що дозволяє впровадити дистанційне знімання даних при доповненні лічильників відповідним обладнанням для передачі даних. Фахівцем Служби енергоменеджменту підібране обладнання для зчитування та дистанційної передачі даних з водолічильників та наразі відбувається процедура його закупівлі через систему Прозорро, а також прокладання ліній Ethernet до вузлів обліку з залученням фахівців КПП-телеком. До кінця 2021 року планується реалізувати проєкт дистанційного знімання показів з водолічильників та водомоніторингу. Оцінна вартість обладнання для реалізації даного етапу разом з прокладанням мережі Ethernet складає 250 тис. грн.

На балансі університету знаходиться більше 300 комерційних та технічних вузлів обліку електроенергії. Роботи з інтеграції електрولیчильників до системи АСКОЕ КПП ім. Ігоря Сікорського розпочато ще у 2004 році, однак з певних причин станом на сьогодні ще значна кількість вузлів обліку потребує переоснащення з подальшим підімкненням до системи. Прокладено лінії Ethernet до п'яти трансформаторних підстанцій, їх підімкнення фахівцем Служби енергоменеджменту планується здійснити у III кварталі 2021 року. Після завершення цих робіт планується під'єднання ще восьми трансформаторних підстанцій до системи АСКОЕ.

### Підвищення якості освітніх послуг

Система віддаленого енергомоніторингу може виступати одночасно майданчиком для проведення науково-дослідних робіт, тим самим підвищуючи якість освітніх послуг. Зокрема, за участі студентів катедри теплотехніки та енергозбереження ІЕЕ (ТЕ) проводяться енергетичні обстеження будівель університету, оновлюються схеми інженерних мереж, що буде покладено в основу створюваного програмного забезпечення. Із залученням викладачів та студентів кафедр автоматизації теплоенергетичних процесів (АТЕП) та автоматизації енергетичних процесів і систем (АПЕПС) триває розробка програмного забезпечення.

До системи автоматизованого моніторингу може бути підключена цільова група – студенти ІЕЕ, ТЕФ, ФЕА та аспіранти різних спеціальностей. Майбутні фахівці галузі повинні здобувати сучасні знання з управління енергією, обслуговування інженерних мереж, розробки програмного забезпечення для оптимізації управлінських процесів. Це пропонується реалізувати шляхом наближення навчального процесу до реального життєзабезпечення університету як споживача комунальних послуг. Проєкт передбачає створення живої лабораторії для відслідковування процесів енергоспоживання та отримання студентами навичок управління будівлями на реальних об'єктах, які вони щодня відвідують та можуть своїми вчинками впливати на їх енергоефективність.

У результаті впровадження системи моніторингу можливе створення нових навчальних дисциплін з розробкою циклу лабораторно-практичних робіт, інтегрованих в реальне життя навчального закладу. Також планується використання розробленого програмного забезпечення та бази даних про енергоспоживання університету в існуючих навчальних дисциплінах, де вивчаються питання ефективності енергоспоживання будівель.

**Висновки.** Запровадження системи енергомоніторингу дозволить за рахунок своєчасного реагування на зміни в енергоспоживанні та усунення невиробничих витрат енергії забезпечити скорочення споживання енергії на 7-10% від базового рівня без додаткових капіталовкладень. Крім того, наявність

такої системи дозволить провести оцінку ефективності використання енергії, визначити проблемні місця, що в подальшому стане основою для залучення інвестицій в їх реновацію. Вирішення питання моніторингу, аналізу та прогнозування енерговитрат пропонується з застосуванням геоінформаційних технологій, що дозволить реалізувати оперативне управління не лише енергоспоживанням об'єкту, а й відслідковувати в реальному часі режими роботи інженерних мереж та обладнання. Для реалізації даного проекту доцільно залучити не тільки фінансові інвестиції, але й науковий потенціал закладу освіти, студентів та зацікавлені організації.

Стаття підготовлена в рамках виконання проекту «Розроблення техніко-технологічних схем та систем керування теплозабезпечення населених пунктів на основі термодинамічних підходів» (номер державної реєстрації НДР 0120U102168).

#### **Список використаної літератури**

1. Directive 2010/31/eu of the European parliament and of the council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings (recast) // Official Journal of the European Communities. 2010, L153. – p. 13-35.
2. Закон України «Про енергетичну ефективність будівель» №2118-VIII // ВВР, 2017, № 33, р.359.
3. Управління ефективністю енерговикористання у вищих навчальних закладах: монографія / І.Ю.Білоус, В.І.Дешко, І.О.Суходуб, Шевченко О.М., Шовкалюк М.М. К.: Політехніка, 2015. 188 с.
4. Про затвердження Методики визначення енергетичної ефективності будівель: Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 11.07.2018 р. №169. Офіційний вісник України. 2018, № 55. С. 301.
5. Про затвердження Мінімальних вимог до енергетичної ефективності будівель: Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 27.10.2020. №260. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1257-20>.
6. Про затвердження Змін до Методики визначення енергетичної ефективності будівель: Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 27.10.2020. № 261. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1254-20>.
7. Енергоефективний кампус КПІ: інструменти та методи досліджень / О.М. Шевченко, М.М. Шовкалюк // Вісник Київського національного університету технологій та дизайну. Серія Технічні науки. – 2019. № 4 (136). – С. 97–105.
8. Шевченко О.М. Розробка інвестиційних проектів підвищення енергоефективності студмістечка КПІ та інтеграція у освітній процес / Шевченко О.М., Шовкалюк М.М. // Вісник Київського національного університету технологій та дизайну. Серія Технічні науки. - 2020. - № 4(148) - С.77-86.
9. Євтухов В.Я. Інформаційна та мотиваційна складові системи енергетичного менеджменту об'єктів галузі освіти / Євтухов В.Я., Дешко В.І., Шовкалюк М.М., Шевченко О.М. // Новини енергетики. – 2018. – №5. – с.10-23.
10. Дешко В.І. Енергетична освіта: досвід залучення Служби енергетичного менеджменту КПІ ім.Ігоря Сікорського у навчальний процес/ Дешко В.І., Євтухов В.Я., Шевченко О.М., Шовкалюк М.М. /Новини енергетики. – 2019. - №12. – с.9-17.
11. Efficiency of using energy in housing sector, under the general editorship of A.M. Pavlenko. Politechnika Świętokrzyska. Kielce, 2020, Pp. 155.
12. ДБН В.2.6-31:2016. Теплова ізоляція будівель. К.: Мінбуд України, 2017. 37 с.
13. EN 15232:2007. Energy performance of buildings – Impact of building Automation, Controls and Building Management. – CEN. – European Committee for Standardization, 2007.

**Olena Shevchenko**, PhD, Leading Energy Manager, ORCID 0000-0001-9304-5432

**Maryna Shovkaliuk**, PhD, Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-1898-3493

**Oleksandr Stepanets**, PhD, Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-4217-4901

**Valery Shvaiko**, Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-4217-4901

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

#### **DEVELOPMENT OF THE SYSTEM OF AUTOMATED MONITORING AND ANALYSIS OF ENERGY CONSUMPTION IN IGOR SIKORSKY KYIV POLYTECHNIC INSTITUTE**

*In Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute has an organizational structure for managing the energy consumption of the campus, which includes both organizational, informational and technical measures, including the creation of a remote energy monitoring system. This study examines the engineering aspects of energy management system formation for different types of consumers. The purpose of the work is to improve existing and develop new innovative management methods and tools of energy management, taking into account the parameters*

*of management objects; taking into account the relationship of energy generation sources, thermal protection, the parameters of the microclimate of the premises.*

*The facilities on the balance of the university are also a research platform for various research works, which is greatly facilitated by the energy management service in cooperation with other departments, faculties and departments. The software-based remote monitoring system is gradually being introduced, which will include an automated workplace of the energy manager, a geoinformation map of engineering networks and campus buildings, indoor temperature monitoring, automated metering and an analytical unit with the ability to predict energy consumption.*

*The aim of the article is to improve innovative methods and tools of energy management taking into account the parameters of objects, a comprehensive approach to in-depth analysis and planning of energy consumption and operating conditions of buildings, development of energy management through remote monitoring with integration into the educational process.*

*Research objectives: propose a project of an automated monitoring system for an educational institution and describe the structural elements of the software; to analyze the results of the phased implementation of the remote energy monitoring system and instrumental provision of remote metering of energy resources; show the possibilities of attracting the scientific potential of the university to improve the quality of educational services.*

**Keywords:** *campus, building, energy management service, energy consumption, energy monitoring*

### References

1. Directive 2010/31/eu of the European parliament and of the council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings (recast) // Official Journal of the European Communities. 2010, L153. – p. 13-35.
2. Law of Ukraine "On Energy Efficiency of Buildings". Draft Law No.2118-VIII // Bulletin of the Verkhovna Rada, 2017, No.33, p.359.
3. Bilous, I.Yu., Dushko, V.I., Sukhodub, I.O., Shevchenko, O.M., & Shovkaliuk, M.M. Energy efficiency management in higher education institutions: monograph. Kyiv: Politekhnik, 2015, 188 p.p.
4. On approval of the Methodology for determining the energy efficiency of buildings: Order of the Ministry of Regional Development, Construction and Housing of Ukraine dated 11.07.2018 №169. Official Gazette of Ukraine, 2018, № 55. S. 301.
5. On approval of the Minimum requirements for energy efficiency of buildings: Order of the Ministry of Regional Development, Construction and Housing of Ukraine dated 27.10.2020. №260. Access mode: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1257-20>.
6. On approval of Amendments to the Methodology for determining the energy efficiency of buildings: Order of the Ministry of Regional Development, Construction and Housing of Ukraine dated 27.10.2020. №261. Access mode: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1254-20>.
7. Shevchenko O.M., Shovkaliuk M.M. KPI energy efficient campus: tools and research methods /Bulletin of Kyiv National University of Technology and Design. Technical Sciences Series. 2019, №4 (136), p.97–105.
8. Shevchenko O.M., Shovkalyuk M.M. Development of investment projects to increase the energy efficiency of the KPI campus and integration into the educational process // Bulletin of Kyiv National University of Technology and Design. Technical Sciences Series. 2020, № 4 (148), p.p.77-86.
9. Yevtukhov V.Ya., Dushko V.I., Shovkalyuk M.M., Shevchenko O.M. Information and motivational components of the energy management system of objects of education // Energy News, 2018, № 5, p.p.10–23.
10. Dushko V.I. Energy education: experience of involvement of the Energy Management Service of KPI named after Igor Sikorsky in the educational process / Dushko V.I., Yevtukhov V.Y., Shevchenko O.M., Shovkaliuk M.M. // Energy News, 2019, №12, p.p.9-17.
11. Efficiency of using energy in housing sector, under the general editorship of A.M. Pavlenko. Politechnika Świętokrzyska. Kielce, 2020, Pp. 155.
12. DBN B.2.6-31: 2016. Thermal insulation of buildings. K., 2017. 37 p.
13. EN 15232:2007. Energy performance of buildings – Impact of building Automation, Controls and Building Management. – CEN. – European Committee for Standardization, 2007.

Надійшла 13.05.2021

Received 13.05.2021

## КОМПЛЕКСНА ОЦІНКА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ПРОМИСЛОВОСТІ

*Проаналізовано особливості застосування математичних моделей споживання електроенергії для оцінки ефективності використання енергії на підприємствах, яка передбачає функціонування систем контролю енергоефективності за рахунок зіставлення фактичних енерговитрат з планованими. Визначено, що при аналізі споживання енергоресурсів окремими підрозділами підприємства за кожним фактором підприємства не завжди враховують взаємозв'язок процесів, що відбуваються в різних підрозділах, і, як наслідок, знижується ефективність використання математичних моделей як для прогнозування споживання електроенергії, так і для оцінки ефективності споживання. Враховуючи фактори, що визнані вагомими при визначенні споживання електроенергії окремими підрозділами за даними спостережень відділу головного енергетика (з урахуванням їх взаємного впливу) знайдено рівняння регресії та проведено його оцінку. Встановлено, що використання уточнених математичних моделей із звуженим довірчим інтервалом розширює потенціал енергозбереження підприємства та спонукає до більш детального аналізу, пошуку додаткових контрольованих і неконтрольованих факторів впливу на ефективність споживання електроенергії.*

**Ключові слова:** енергоспоживання, регресійна модель, ефективність, енергозбереження, довірчий інтервал

### Вступ

В якості основи системи енергоменеджменту застосовують метод цільового енергетичного моніторингу (ЦЕМ). Цей метод був розроблений і широко застосовується на великих промислових підприємствах Західної Європи та США в якості однієї з частин загальної структури управління підприємством. За оцінками Британського агентства з енергоефективності, впровадження ЦЕМ знижує поточні витрати на енергоресурси в грошовому вираженні на 10-20% без додаткових витрат на модернізацію технологій. Найчастіше впровадження ЦЕМ рекомендується як першочерговий захід в комплексній програмі з підвищення енергоефективності [1, 2].

Контроль ефективності використання енергії зазвичай здійснюють на основі розроблених регресійних моделей [3]. Витрати енергії при цьому розглядають як випадкові величини, які змінюються в часі. Значення енерговитрат залежить від низки технологічних параметрів, які також змінюються випадково. Аналіз таких моделей дозволяє найкращим чином оптимізувати існуючі процеси та розробляти заходи щодо підвищення ефективності споживання як електроенергії, так і інших енергоресурсів.

Для більш ефективного використання результатів аналізу на підприємствах вкрай важливим є адекватне оцінювання рівня ефективності споживання електроенергії за розробленими моделями. Тому вдосконалення підходів до використання математичних моделей споживання електроенергії на підприємствах залишається актуальним.

В даний час використовуються різні способи підвищення точності прогнозування обсягів споживання енергоресурсів підрозділами промислових підприємств. У роботі [4] зазначається, що період, протягом якого оцінюється економія енергії значно більший, ніж періоди, в які проводяться вимірювання енергоефективності. Це призводить до збільшення довірчого інтервалу і зниження точності регресійних моделей. Використання традиційних статистичних методів, методів машинного навчання та скорочення періодів вимірювання енергоефективності дозволяє суттєво знизити невизначеність при прогнозуванні споживання та економії енергії.

Робота [5] присвячена огляду базових регресійних моделей, які використовуються для кількісної оцінки енергоефективності промислових підприємств. Спрощення статистичних розрахунків за рахунок графічного представлення результатів дозволяє об'єктивно порівнювати декілька потенційних моделей, обираючи таку, що підходить найбільше.

В [6] показано, що для підвищення точності прогнозування енергоспоживання і зменшення довірчого інтервалу доцільно використовувати кілька альтернативних підходів для оцінки і порівняння потенційних M&V (Measurement & Verification) моделей.

У роботі [7] пропонується оцінювати моделі, використовуючи відношення очікуваної невизначеності в енергозбереженні до загальної економії. Це дозволяє варіювати критерії відповідно до найбільш значущих факторів енергоефективності.

У статтях [8, 9] досліджується використання Data Mining для прогнозування базового споживання енергії з метою підвищення точності оцінки моделі енергозбереження M&V.

Разом з розвитком технологій все більша кількість підприємств починає використовувати для покращення рівня контролю енергоспоживання Інтернет-комунікації, технології хмарних обчислень та послуги хмарного управління енергією. В роботі [10, 11] наведено результати використання послуги хмарного управління енергією. За допомогою хмарної платформи для підприємства здійснюються такі функції: оптимізація кондиціонування повітря; оптимізація системи освітлення; виявлення зайнятості та контроль часу. Це дозволяє покращити споживання електроенергії в окремих процесах. Проте технологічний процес, який суттєво відрізняється навіть на промислових підприємствах одного профілю, дуже важко оптимізувати за таким підходом. Тому розробка математичних моделей споживання електроенергії підприємством з урахуванням особливостей роботи окремих підрозділів залишається вкрай важливою як для прогнозування споживання електроенергії, так і для оцінки ефективності її використання.

#### Мета та завдання

**Метою** дослідження є вдосконалення підходів до використання математичних моделей споживання електроенергії на підприємствах. Це дасть можливість підвищення адекватності оцінювання рівня ефективності споживання електроенергії за розробленими моделями та подальшої оптимізації існуючих процесів та розробки заходів щодо підвищення ефективності споживання електроенергії.

Для досягнення мети були поставлені наступні завдання:

- визначити вплив різних факторів на обсяги споживання електроенергії та визначити їх кореляцію в масштабах підприємства;
- побудувати рівняння, що описує залежність обсягів споживання електроенергії та визначених факторів, та провести аналіз параметрів адекватності оцінювання рівня ефективності споживання електроенергії.

#### Матеріал і результати досліджень

Функціонування систем контролю енергоефективності передбачає зіставлення фактичних енерговитрат з планованими [12, 13]. Для умов з відомими граничними значеннями параметрів  $x_i$ ,  $y_i$  кожне із значень незалежної змінної  $x_i$ , а також залежної змінної  $y_i$  зіставляють з граничними значеннями цих параметрів  $x_{min}$ ,  $x_{max}$  та  $y_{min}$ ,  $y_{max}$ . Вибраковці (вилученню з вибірки) підлягають значення, що не задовольняють таким умовам:

$$x_{min} \leq x_i \leq x_{max}, i = 1 \dots n \quad (1)$$

$$y_{min} \leq y_i \leq y_{max}, i = 1 \dots n \quad (2)$$

Залежність  $\hat{y} = f(x)$  будується на основі принципу найменших квадратів, який забезпечує мінімальне розсіяння  $S$  значень  $y_i$  навколо функції  $f(x)$  [3]:

$$S = \sum_{i=1}^n [y_i - f(x_i)]^2 \quad (3)$$

Тут коефіцієнт регресії [3]

$$\beta = \frac{n \cdot \sum(x \cdot y) - (\sum x \cdot \sum y)}{n \cdot \sum x^2 - (\sum x)^2} \quad (4)$$

Значення  $\beta$  виражають через вибіркові дисперсії  $S_x$ ,  $S_y$  та коефіцієнт кореляції  $r$  [3]:

$$\beta = r \frac{S_x}{S_y}; \quad (5)$$

$$S_y = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum (y_i - y_0)^2}; \quad (6)$$

$$S_x = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum (x_i - x_0)^2}; \quad (7)$$

$$r = \frac{\sum (x_i - x_0)(y_i - y_0)}{(n-1) \cdot S_x \cdot S_y}; \quad (8)$$

$$x_0 = \frac{1}{n} \sum x_i; \quad y_0 = \frac{1}{n} \sum y_i. \quad (9)$$

Значення постійної складової отримують з рівняння

$$a = \frac{\sum y_i - \beta \sum x_i}{n}. \quad (10)$$

Згідно традиційного підходу фактичне значення енергоспоживання (параметр  $y$ ) зіставляється з середнім (плановим) значенням  $a_y$ , що відповідає даному  $x$ . Якщо для  $x_{n+1}$  фактичне значення енергоспоживання  $y_{n+1}$  перевищує  $a_{y(n+1)}$ , то це свідчить про нераціональне використання енергії. Якщо показник фактичного енергоспоживання нижчий за середній, то це свідчить про ефективне енергоспоживання. Прогнозоване значення може бути визначено з урахуванням впровадження енергозберігаючих заходів на підприємстві [14].

При використанні наближеної залежності, що дозволяє отримати оцінку ( $y$ ) істинного середнього значення  $a_y$ , будуються довірчі інтервали, всередині яких з високою довірчою ймовірністю знаходиться дійсна (точна) регресійна залежність  $a_y = \varphi(x)$ .

Межі довірчого інтервалу для дійсного середнього значення параметра  $y$ :

$$y_{OL} = y_0 - \frac{S_y}{\sqrt{n}} t_{1-p/2}; \quad y_{OU} = y_0 + \frac{S_y}{\sqrt{n}} t_{1-p/2}; \quad (11)$$

де  $t_{(1-p)^2}$  – квантилі  $t$ -розподілу (розподіл Стьюдента).

Межі довірчого інтервалу ( $\beta'$ ,  $\beta''$ ) отриманої оцінки коефіцієнта регресії  $\beta$  [3]

$$\beta' = \beta - t_{1-p/2} \frac{S_y \sqrt{1-r}}{S_x \sqrt{n-2}}; \quad \beta'' = \beta + t_{1-p/2} \frac{S_y \sqrt{1-r}}{S_x \sqrt{n-2}}. \quad (12)$$

Значення відповідних коефіцієнтів  $\alpha$  розраховують за відомими  $y_{ov}$ ,  $y_{os}$ ,  $\beta'$ ,  $\beta''$  [15]:

$$\begin{aligned} \alpha'_1 &= y_{OL} - \beta'' \bar{x}; & \alpha''_1 &= y_{OU} - \beta'' \bar{x}; \\ \alpha'_2 &= y_{OL} - \beta' \bar{x}; & \alpha''_2 &= y_{OU} - \beta' \bar{x}; \end{aligned} \quad (13)$$

У цій області з довірчою ймовірністю  $(1-p)^2$  розташована лінія дійсної регресії. З урахуванням довірчих інтервалів усі значення фактичних енерговитрат, які попадають у заштриховану область, слід розглядати як такі, що відповідають плановим показникам. Якщо показники енерговитрат виходять за межі довірчих інтервалів (за заштриховану область), то значення  $y_{n+1}$ , наприклад, свідчить про нераціональне використання енергії на контрольованому етапі (зміна, доба, тиждень), а значення  $y_{n+2}$  свідчить про раціональне використання енергії (розташоване нижче заштрихованої області). Зі збільшенням кількості дослідів заштрихована область звужується, що підвищує ефективність здійснюваного контролю.

Об'єктом дослідження є промислове підприємство з вироблення коксохімічної продукції, яке сертифіковано з стандарту енергетичного менеджменту ISO 50001.

До складу підприємства входять десять основних цехів. На рис. 1 показано енергоспоживання підприємства.



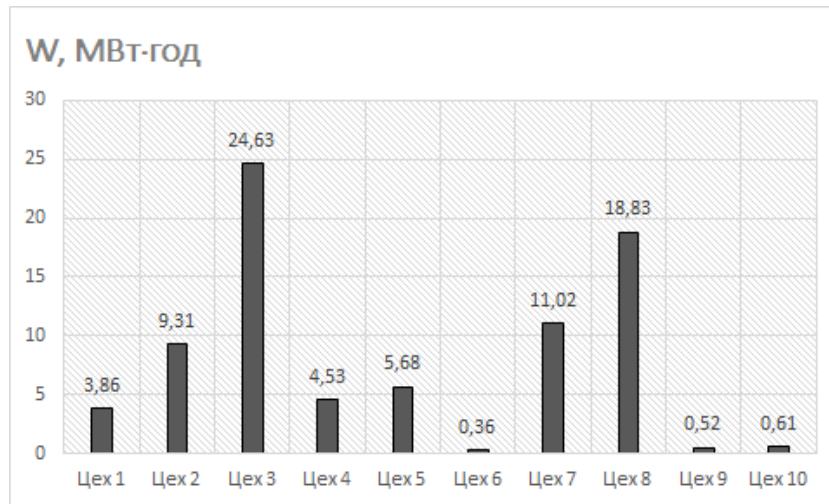


Рисунок 1 – Споживання електричної енергії цехами підприємства.

Існуюча модель споживання електроенергії, що використовується відділом головного енергетика підприємства для прогнозування споживання електроенергії та для оцінки ефективності енерговикористання, характеризується наступним рівнянням:

$$W_{Divi} = \sum_{i=1}^{10} (y_i + W_{LVwi}) \quad (14)$$

де  $W_{LVwi}$  – розрахункове споживання електроенергії на освітлення, вентиляцію, зварювальні роботи, кВт·год;

$y_i$  – споживання електроенергії в технологічному процесі основним обладнанням, визначене за кореляційною залежністю, кВт·год;

$$y_i = b_1x_1 + \dots + b_nx_n + b_0 \quad (15)$$

При виявленні факторів, які впливають на споживання електроенергії, використовувались диференційовані питомі норми споживання, обчислені відділом головного енергетика підприємства на підставі розрахункових даних, одержуваних від енергетичних служб підрозділів. При цьому враховувалось наявне обладнання в цеху, його потужності, завантаження і час роботи для виконання заданого плану виробництва з урахуванням проведення ремонтів, ТО і впровадженням енергозберігаючих заходів. При наявності в підрозділі кількох ділянок або відділень розрахунок питомих витрат виконувався окремо для кожної ділянки або відділення.

Структуру найбільш потужних підрозділів з позначенням сумарних обсягів споживання електроенергії  $W_{\Sigma}$  та окремо на освітлення, вентиляцію, зварювальні роботи  $W_{OBC}$  відповідно приведеної вище методики розрахунку з вказанням вагомих факторів впливу та їх ваги приведено у табл. 1 – 2.

З табл. 1 – 2 видно, що аналіз споживання енергоресурсів окремим підрозділом на підприємстві проводиться за кожним фактором, але не враховується вплив обсягів виробництва у різних переділах поміж собою, що є основним недоліком методики, що використовується.

Враховуючи фактори, що визнані вагомими при визначенні споживання електроенергії окремими підрозділами за даними спостережень відділу головного енергетика (з урахуванням їх взаємного впливу) знайдено рівняння регресії та проведено його оцінку.

$$y = 76512 - 3,54 \cdot x_1 - 2,34 \cdot x_2 - 0,29 \cdot x_3 + 0,575 \cdot x_4, \quad (16)$$

де  $x_1$  – виробництво коксу, т;  $x_2$  – коксовий газ, тис. м<sup>3</sup>;  $x_3$  – виробництво пари, Гкал;  $x_4$  – електроенергія, МВт·год.

Результати представлено у табл. 3 - 4. Така характеристика отриманого лінійного рівняння свідчить про високу кореляцію розрахункових даних та даних, що спостерігалися.

Таблиця 1 – Споживання електроенергії цеху 3 (цех вловлювання) та вага факторів

Показник	Маш зал	Конденсація	Сульфатне	Бензольне	СТУР	Переробка бензолу	Розділення бензолу	Аміачна колона
$W_{\Sigma}$ , тис кВт·год	724	695	173	500	0,49	92	2,2	24,3
$W_{OBC}$ , тис кВт·год	100	30	55	42	-	61	-	3,6
Основний фактор (ОФ)	Обсяг очищення коксового газу, тис. м <sup>3</sup>				Обсяг переробки смоли	Обсяг переробки бензолу		Обсяг очищення води
Значення ОФ	32194				222	1189	1678	22456
Вага ОФ	0,245	0,986	1,059	0,362	0,698	0,18		0,115
Температура оточуючого повітря, °С	9,8							
Вага температури оточуючого повітря	-0,177	-0,304	-0,92	-0,092	не суттєва			
Довжина світлового дня, год.	13,7							
Вага довжини світлового дня	-0,029				не суттєва			

Таблиця 2 – Споживання електроенергії цеху 8 (котлотурбінний цех) та вага факторів

Показник	Котельна ділянка	Турбінна ділянка	Хімводоочищення (ХВО)	Компресорна ділянка
$W_{\Sigma}$ , тис кВт·год	745	296	43	867
$W_{OBC}$ , тис кВт·год	25,6	11	3	2
Основний фактор (ОФ)	Виробництво пари, Гкал	Виробництво електроенергії, тис. кВт·год	Виробництво пари, Гкал	Виробництво стиснутого повітря, тис. м <sup>3</sup>
Значення ОФ	34070	2160	34070	7924
Вага ОФ	0,826	0,821	1,013	1,237
Другорядні фактори	Кількість працюючих котлів. Кількість працюючих дугтових вентиляторів. Кількість працюючих живлячих насосів. Кількість регенерацій фільтрів ХВО. Кількість працюючих насосів ХВО. Довжина світлового дня.	Кількість днів роботи ТГ-1. Кількість днів роботи ТГ-2. Кількість працюючих вентиляторів градирень. Довжина світлового дня.	Довжина світлового дня.	Кількість працюючих компресорів. Кількість технологічних переходів компресорів. Довжина світлового дня.

Таблиця 3 – Коефіцієнти регресії

Коефіцієнт	Величина	Похибка	Критерій t
$b_1$	-3,54E-03	2,85E-04	-12,43321517
$b_2$	-2,34E-02	7,11E-05	-329,2825007
$b_3$	-0,29315625	7,11E-04	-412,1413127
$b_4$	5,75E-05	5,69E-05	1,010473318
$b_0$	76512	1,79E-02	2647,396561

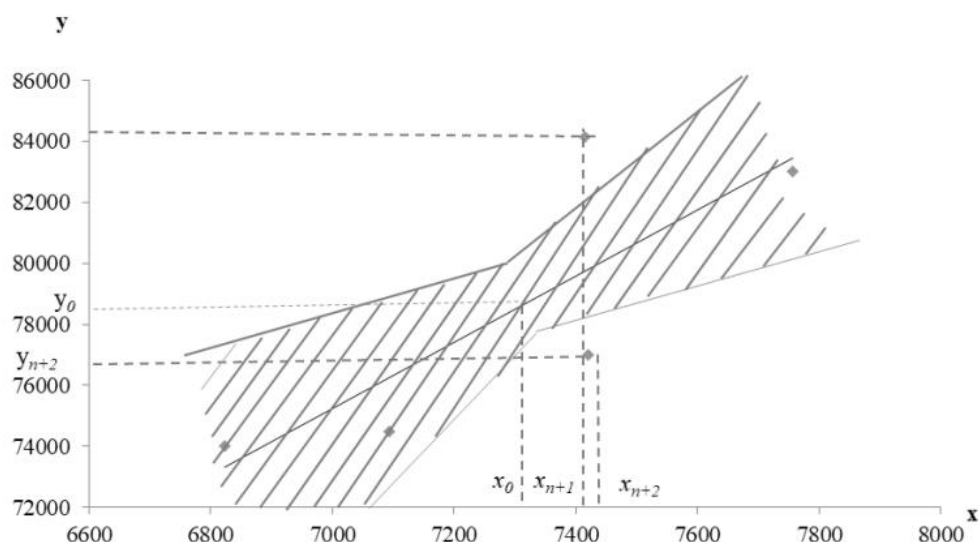


Рисунок 2 – Довірчі інтервали регресійного рівняння споживання електроенергії

Таблиця 4 – Характеристика довірчих інтервалів

Коефіцієнт	Величина	Інтервал, % (+/-)	Нижня межа	Верхня межа
1	2	3	4	5
90% довірчий інтервал				
$b_1$	-3,54E-03	5,11E-04	-4,05E-03	-3,03E-03
$b_2$	-2,34E-02	1,28E-04	-2,35E-02	-2,33E-02
$b_3$	-0,293156	1,28E-03	-0,294443	-0,2918726
$b_4$	5,75E-05	1,02E-04	-4,47E-05	1,60E-04
$b_0$	76512	3,21E-02	76512,308	76512,372
95% довірчий інтервал				
$b_1$	-3,54E-03	6,26E-04	-4,16E-03	-2,91E-03
$b_2$	-2,34E-02	1,57E-04	-2,36E-02	-2,33E-02
$b_3$	-0,2931	1,57E-03	-0,2947	-0,291
$b_4$	5,75E-05	1,25E-04	-6,77E-05	1,83E-04
$b_0$	76512	3,94E-02	76512,300	76512,380
99% довірчий інтервал				
$b_1$	-3,54E-03	8,84E-04	-4,42E-03	-2,65E-03
$b_2$	-2,34E-02	2,21E-04	-2,36E-02	-2,32E-02
$b_3$	-0,29316	2,21E-03	-0,29537	-0,290947
$b_4$	5,75E-05	1,77E-04	-1,19E-04	2,34E-04
$b_0$	76512	5,55E-02	76512,285	76512,396

Результати розрахунку у вигляді довірчих інтервалів представлено на рис. 2 та в табл. 5.

Враховуючи отриману оцінку, дану регресійну модель можна вважати адекватною. Коефіцієнт кореляції змінився з 0,937 до 0,959.

Коефіцієнт детермінації:

$$d = r^2 = \left( \frac{\sum (x_i - x_0)(y_i - y_0)}{(n-1) \cdot S_x \cdot S_y} \right)^2 = 0,921.$$

Лінія регресії за отриманою оцінкою ефективного стану споживання електроенергії показана на рис.3.

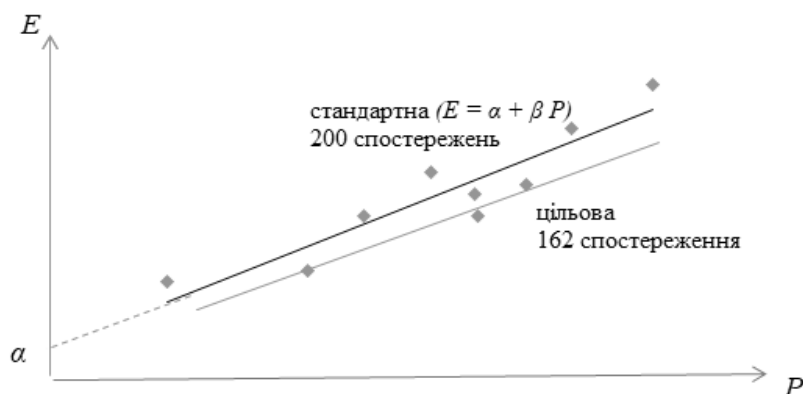


Рисунок 3 – Цільова лінія регресії загального споживання електроенергії

Таблиця 5 – Порівняння оцінки стану енерговикористання

Оцінка стану енерговикористання	Існуючий підхід	Запропонований підхід
Ефективний	134	6
Задовільний	-	156
Неефективний	66	38

Аналіз даних табл. 5 свідчить, що при традиційному підході саме лінія регресії є межею поділу незадовільних і задовільних результатів роботи. З 200 спостережень 134 відповідають ефективному стану використання електроенергії, що майже вдвічі більше за кількість спостережень, що визнані неефективними за рівнем енерговикористання. В цілому така картина ефективності споживання електроенергії може бути визнана задовільною і не буде спонукати працівників до пошуку шляхів подальшого вдосконалення рівня ефективності споживання енергоресурсів на підприємстві. Натомість, формування довірчих інтервалів як області, усередині якої з високою ймовірністю знаходиться точне значення лінії регресії, дозволяє виділити ті спостереження, які можна фіксувати як прийнятні результати енергоспоживання. І лише вихід результатів за межі цієї області розглядається як незадовільний (значення у розташовані вище) або задовільний (розташовані нижче) результат. Таким чином, використання довірчого інтервалу дозволило виділити з 200 спостережень 156 задовільних, 38 неефективних і лише 6 ефективних за ступенем використання електроенергії.

Порівняно зі значенням коефіцієнта детермінації, отриманим за існуючою моделлю споживання електроенергії  $d=0,879$ , частка дисперсії споживання електроенергії, яка обумовлена зміною некерованих параметрів збільшилась, а частка дисперсії, обумовлена керованими параметрами, зменшилась. Згідно отриманих результатів система енергоменеджменту працює ефективно, і точність контролю ефективності споживання покращилась.

У випадку, якщо довірчі інтервали будуть широкими, ефективність контролю енергоспоживання знижується. При цьому велика частина експериментальних даних опиниться в заштрихованій зоні і вони розглядатимуться як такі, що задовольняють плановим показникам. Звуження області спостережатиметься при посиленні кореляційного зв'язку між залежною і незалежною змінними, а також при збільшенні кількості експериментів. Тому при побудові регресійної залежності слід звернути увагу на ширину області, що визначена довірчими інтервалами. Чим вужче ця область, тим ефективніше відбувається контроль (значна кількість результатів буде трактуватися як незадовільні або задовільні результати).

Очевидно має сенс визначити максимальну ширину цієї області, при якій можна вважати контроль ефективним. Так, пропонується визначити значення  $(y_{0e} - y_{0n})/y_0$  і виразити його у відсотках. Ці значення залежної змінної у отримані для середнього значення незалежної змінної  $x_0$ , яка в свою чергу отримана в  $n$  експериментах. Розглядаються значення  $y$ , які відповідають середньому значенню  $x_0$  виходячи з факту, що розсіяння змінної  $x$  відбувається в області середнього значення  $x_0$ , причому, як уже про це згадувалося, слід чекати невелику дисперсію значень  $x$ . Тому значення енерговитрат, характерні для  $x_0$ , відображають енерговитрати в інших експериментах.

Задаючи рівень параметра  $\epsilon$  [ $\epsilon = (y_{0e} - y_{0n}) \cdot 100\% / y_0$ ], ми тим самим визначаємо вимоги до довірчого інтервалу і, отже, до точності контролю рівня енерговитрат. Так, наприклад, якщо домагатися, щоб значення  $\epsilon$  не перевищувало 10%, то це значить, що в межах значень  $x$ , близьких до  $x_0$ , точність контролю енерговитрат, обумовлена наявністю довірчих інтервалів, приблизно складе  $\pm 5\%$ . Очевидно,

якщо значення  $\epsilon$  буде наперед визначено, то формування регресійної залежності з необхідними довірчими інтервалами (обумовленими максимальним значенням  $\epsilon$ ) буде можливим тільки при проведенні певної кількості експериментів  $n$ .

Зі збільшенням  $n$  область, обмежена довірчими інтервалами, звужується. Практична реалізація цієї вимоги полягає в тому, що кількість дослідів, необхідних для побудови регресії, повинна бути такою, щоб забезпечити значення  $\epsilon$  меншим, ніж вимагається. Тому побудова регресійної залежності буде пов'язана з попередньою оцінкою необхідної кількості експериментальних даних. Наведені міркування до процесу формування довірчих інтервалів справедливі і для випадку множинної регресії (з декількома незалежними змінними).

В підсумку при розподіленні результатів спостережень отримано три області, ефективного споживання, задовільного та незадовільного відповідно. Частина спостережень, що знаходилась нижче лінії регресії, і за традиційним підходом відповідала ефективному споживанню електроенергії, при запропонованому підході опиняється в межах довірчого інтервалу за рахунок комплексної оцінки споживання електроенергії окремими підрозділами промислового підприємства. Визначення цих спостережень як задовільних за рівнем ефективності споживання тим самим розширює потенціал енергозбереження і спонукає до більш детального аналізу, пошуку додаткових керованих та некерованих факторів впливу на ефективність споживання електроенергії.

Розширення періоду оцінювання без зміни кількості спостережень призводить до збільшення довірчого інтервалу. Останній можна скоротити як шляхом машинного навчання, як зазначено в [1], або використанням альтернативних M&V (Measurement & Verification) моделей [3], так і внесенням уточнюючих коефіцієнтів, що враховують кореляцію за переділами виробництва. Використання хмарних технологій [6] обґрунтоване лише для [ординарних] процесів. Тому подальше вдосконалення процесу математичних моделей споживання електроенергії доцільно розглядати в площині поєднання інтелектуального аналізу (Data Mining) даних M&V (Measurement & Verification) моделей, машинного навчання та технологій хмарних обчислень.

#### **Висновки**

Аналіз математичних моделей споживання електроенергії цеху вловлювання та котлотурбінного цеху як основних споживачів показав, що фактори, що впливають на споживання електроенергії, є некерованими, тобто за рахунок їх зміни можна досягти зниження обсягів споживання електроенергії, але не підвищення її ефективності. Основним недоліком математичних моделей споживання електроенергії, що використовуються на підприємстві для прогнозування обсягів споживання електроенергії та оцінки ефективності енерговикористання, є їх адитивність для різних підрозділів.

Існуюча математична модель споживання електроенергії на прикладі досліджуваного підприємства вдосконалена за рахунок включення енергетичного балансу утилізації коксового та димових газів, що дозволило отримати регресійну модель споживання електроенергії для оцінки зв'язку між значенням енерговитрат і параметрами, що їх визначають (обсяг виробництва коксу, коксового газу, виробництво пари, електроенергії). Коефіцієнт кореляції змінився з 0,937 до 0,959. З використанням принципів контролю енергоефективності шляхом побудови довірчих інтервалів, всередині яких з високою довірчою ймовірністю знаходиться дійсна (точна) регресійна залежність, отримано оцінку заходів з оптимізації керованих змінних у вигляді коефіцієнту детермінації  $d$ , який показує ту частку дисперсії енерговитрат, яка обумовлена зміною некерованих параметрів. Оцінка моделі споживання електроенергії за допомогою коефіцієнта детермінації змінилась з 0,879 до 0,921.

В результаті запропонованої методики оцінки споживання електричної енергії значна частина заходів змінила категорію з "ефективний" на "задовільний". Це свідчить про суттєвий потенціал підвищення енергоефективності за рахунок комплексної оцінки споживання електричної енергії окремими підрозділами промислових підприємств.

#### **Список використаної літератури**

1. Energy Management System Requirements with Guidance for Use. International Energy Agency (IEA), 2011. 50 с.
2. SO 50004:2016 (ISO 50004:2014, IDT). Energy management systems. Implementation, Maintenance and Improvement Guide of energy management systems.
3. Системи енергоменеджменту та їх математичне забезпечення : навч. посіб. (Електроний ресурс)/ Г.Г.Півняк, С.І.Випанасенко, О.І.Хованська, Ю.В.Хацкевич; М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Державний ВНЗ "Національний гірничий ун-т". - Д.: НГУ, 2013. 214 с.

4. N. Oses, A. Legarretaetxebarria, M. Quartulli, I. García, M. Serrano. Uncertainty reduction in measuring and verification of energy savings by statistical learning in manufacturing environments. *International Journal for Interactive Design and Manufacturing (IJIDeM)*. 2016. №10. pp. 291–299. <https://doi.org/10.1007/s12008-016-0302-y>
5. W. Booyesen, W. Hamer and H. Joubert. A simplified methodology for baseline model evaluation and comparison. 2016 International Conference on the Industrial and Commercial Use of Energy (ICUE). 2016. pp. 200-207.
6. G. E. Mathews, W. Hamer, W. Booyesen, J. C. Vosloo and E. H. Mathews. The case for multiple models and methods of verification in the measurement & verification of energy efficiency projects. 2016 International Conference on the Industrial and Commercial Use of Energy (ICUE). 2016, pp. 221-226.
7. A. Reddy, D. Claridge. Uncertainty of “Measured” Energy Savings from Statistical Baseline Models. *HVAC&R Research*. 2000. Vol. 6. pp. 3 – 20. <https://doi.org/10.1080/10789669.2000.10391247>.
8. C. Gallagher, K. Bruton and D. O’Sullivan. Utilising the Cross Industry Standard Process for Data Mining to reduce uncertainty in the Measurement and Verification of energy savings in Tan Y. and Shi Y. (eds.) *Data Mining and Big Data - DMBD 2016*. Indonesia: Bali, 25-30 June 2016. Lecture Notes in Computer Science. Vol. 9714. Springer International Publishing AG. doi:10.1007/978-3-319-40973-3\_5.
9. O. T. Adenuga, K. Mpopfu, R. I. Boitumelo. Energy efficiency analysis modelling system for manufacturing in the context of industry 4.0. *Procedia CIRP*. 2019. Vol. 80. pp. 735-740. ISSN 2212-8271. <https://doi.org/10.1016/j.procir.2019.01.002>.
10. Y-C. Tseng, D. Lee, C-F. Lin, C-Y. Chang. The Energy Savings and Environmental Benefits for Small and Medium Enterprises by Cloud Energy Management System. *Sustainability*. 2016. Vol. 8(6). 531. <https://doi.org/10.3390/su8060531>.
11. R. Vieira, R. Calili, A. Aranha, L. Fabbriani. Energy Savings Resulting from Energy Management Program Using Measurement and Verification Procedure. *Journal of Physics: Conference Series*. 2018. 1044. 012028. 10.1088/1742-6596/1044/1/012028.
12. ISO 50006:2016 (ISO 50006:2014, IDT). Energy management systems. Measuring the level of achieved / achievable energy efficiency using basic levels of energy consumption and energy efficiency indicators. General provisions and guidelines.
13. ISO 50015:2016 (ISO 50015:2014, IDT). Energy management systems. Measurement and verification of the level of achieved/achievable energy efficiency of organizations. General principles and guidance.
14. Ю. Г. Качан, К. О. Братковська. Оцінка доцільності застосування прогресивних норм питомого енергоспоживання. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. Київ, 2008. №1. С. 93 - 96.
15. В. П. Калинчик, В. П. Розен, А. И. Соловей, А.-М. М. Танский. *Графические методы обработки информации: учеб. пособие*. Киев : Кондор, 2007. 104 с.

**K. Bratkovska**, Cand. Sc. (Econ.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-2091-9623

**A. Shram**, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-4206-7716

**National University Zaporizhzhia Polytechnic**

### **COMPLEX ESTIMATION OF THE POWER CONSUMPTION EFFICIENCY IN INDUSTRY**

*The peculiarities of mathematical models' application of electricity consumption for estimation of energy use efficiency in enterprises which provides operation of energy efficiency control systems by comparing actual energy consumption with planned ones are analyzed. Differentiated unit consumption rates were calculated by the chief power engineer's department of the enterprise based on calculated data received from the energy services of the divisions. These rates were used to identify factors that affect electricity consumption. At the same time, the existing equipment in the workshop, its capacity, load and working time were taken into account to fulfill the given production plan, including account repairs, maintenance and the implementation of energy-saving measures. It is determined that in the analysis of energy consumption by individual divisions of the enterprise for each factor enterprises do not always take into account the interconnection of processes taking place in different departments, and as a result, the effectiveness of using mathematical models for both forecasting electricity consumption and assessing consumption efficiency is reduced. Taking into account the factors that are considered as important in determining the electricity consumption of individual units according to the observations of the Department of Chief Energy (taking into account their mutual influence), the regression equation was found and evaluated. It was established that the use of refined mathematical models with a narrowed confidence interval expands the potential for energy saving of the enterprise and prompts a more detailed analysis, the search for additional controlled and uncontrolled factors of influence on the efficiency of electricity consumption.*

*An analysis of mathematical models of power consumption of the catching workshop and the boiler turbine workshop as the main consumers showed that the factors affecting electricity consumption are uncontrolled. By changing them it is possible to achieve a decrease in electricity consumption, but not an increase in its efficiency.*

*The main disadvantage of mathematical models of electricity consumption used in the enterprise to forecast the volume of electricity consumption and estimate the efficiency of energy use is their additivity for various departments. It resulted in a regression model of electricity consumption to estimate the relationship between the energy consumption value and their defining parameters (coke production, coke gas, steam production, electricity). The estimation of the electricity consumption model, using the coefficient of determination, has done.*

**Keywords:** power consumption, regression model, efficiency, energy saving, confidence interval

#### REFERENCES

1. Energy Management System Requirements with Guidance for Use // International Energy Agency (IEA), 2011. 50p.
2. ISO 50004:2016 (ISO 50004:2014, IDT). Energy management systems. Implementation, Maintenance and Improvement Guide of energy management systems.
3. H.H. Pivniak, S.U. Vypanasenko, O.I. Khovanska, Yu.V. Khatskevych, N.S. Dreshpak, "Energy management systems and their mathematical support: tutorial," Dnipro: National Mining University, 2013. 214 p.
4. N. Oses, A. Legarretaetxebarria, M. Quartulli, I. García, M. Serrano, "Uncertainty reduction in measuring and verification of energy savings by statistical learning in manufacturing environments," *Int J Interact Des Manuf* 10, pp. 291–299, 2016. <https://doi.org/10.1007/s12008-016-0302-y>
5. W. Booyesen, W. Hamer and H. Joubert, "A simplified methodology for baseline model evaluation and comparison," 2016 International Conference on the Industrial and Commercial Use of Energy (ICUE), 2016, pp. 200-207.
6. G. E. Mathews, W. Hamer, W. Booyesen, J. C. Vosloo and E. H. Mathews, "The case for multiple models and methods of verification in the measurement & verification of energy efficiency projects," 2016 International Conference on the Industrial and Commercial Use of Energy (ICUE), 2016, pp. 221-226.
7. A. Reddy, D. Claridge. "Uncertainty of "Measured" Energy Savings from Statistical Baseline Models," *HVAC&R Research*, vol. 6, pp. 3 – 20, January 2000. <https://doi.org/10.1080/10789669.2000.10391247>.
8. C. Gallagher, K. Bruton and D. O'Sullivan, "Utilising the Cross Industry Standard Process for Data Mining to reduce uncertainty in the Measurement and Verification of energy savings", in Tan Y. and Shi Y. (eds.) *Data Mining and Big Data - DMBD 2016*, Bali, Indonesia, 25-30 June 2016. *Lecture Notes in Computer Science*, Vol. 9714. Springer International Publishing AG. doi:10.1007/978-3-319-40973-3\_5.
9. T. Adenuga, K.Mpofu, R.I.Boitumelo, "Energy efficiency analysis modelling system for manufacturing in the context of industry 4.0," *Procedia CIRP*, vol. 80, 2019, pp. 735-740, ISSN 2212-8271, <https://doi.org/10.1016/j.procir.2019.01.002>.
10. Y-C. Tseng, D. Lee, C-F. Lin, C-Y. Chang, "The Energy Savings and Environmental Benefits for Small and Medium Enterprises by Cloud Energy Management System," *Sustainability*, 201, 8(6):531. <https://doi.org/10.3390/su8060531>.
11. R. Vieira, R. Calili, A. Aranha, L. Fabbriani, "Energy Savings Resulting from Energy Management Program Using Measurement and Verification Procedure," *Journal of Physics: Conference Series*, 1044, 2018, 012028. [10.1088/1742-6596/1044/1/012028](https://doi.org/10.1088/1742-6596/1044/1/012028).
12. ISO 50006:2016 (ISO 50006:2014, IDT). Energy management systems. Measuring the level of achieved / achievable energy efficiency using basic levels of energy consumption and energy efficiency indicators. General provisions and guidelines.
13. ISO 50015:2016 (ISO 50015:2014, IDT). Energy management systems. Measurement and verification of the level of achieved/achievable energy efficiency of organizations. General principles and guidance.
14. Yu.H. Kachan, K.O. Bratkovska, "Assessment of the feasibility of applying progressive norms of specific energy consumption," *Scientific Journal: "Energy: economics, technology, ecology"*, vol. 1, pp. 93 - 96, 2008.
15. V.P. Kalynchyk, V.P. Rozen, A.Y. Solovei, "Energy Management Graphical Information Processing Methods: tutorial," Kyiv: Kondor, 2007. 104 p.

Надійшла 13.11.2021

Received 13.11.2021

# ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN ENERGY

---

УДК 621.039.586

DOI 10.20535/1813-5420.3.2021.251279

Ю.А. Онищук, аспірант, ORCID 0000-0002-3556-2922  
С.В. Клевцов, канд. техн. наук., доцент, ORCID 0000-0003-1405-5048  
Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

## ПРОБЛЕМАТИКА МОДЕЛЮВАННЯ ВНУТРІШНЬОКОРПУСНОЇ ФАЗИ ВАЖКОЇ АВАРІЇ

*Важкі аварії на АЕС відрізняються своєю складністю, багатогранністю та широкими взаємозв'язками. При моделюванні внутрішньокорпусної фази важкої аварії існують значні невизначеності, насамперед пов'язані з переміщенням матеріалів зруйнованої активної зони в нижню частину корпусу реактора, а також з його подальшим розігрівом і супутніми високотемпературними фізичними процесами. Детальне комплексне дослідження даних процесів надасть змогу надійно прогнозувати динаміку протікання важкої аварії, час відмови корпусу реактора та обґрунтувати більш ефективні дії персоналу по управлінню важкими аваріями і аварійному реагуванні.*

*В роботі представлено аналіз протікання важкої аварії, виділено та проаналізовано основні фази внутрішньокорпусної фази важкої аварії. Проведено аналіз характерних для даних фаз процесів та явищ. Розглянуто основні невизначеності, що виникають при моделюванні процесів важкої аварії в межах корпусу реактору. Для усунення/зменшення невизначеності запропоновано підхід до спряженого моделювання важкої аварії з застосуванням CFD-коду ANSYS CFX та системного теплогідравлічного коду RELAP5/Mod 3.2.*

**Ключові слова:** *активна зона, важка аварія, відмова корпусу, моделювання, розплав, феноменологія, CFD, CFX, RELAP5.*

### **Вступ**

Дослідження процесів, що відбуваються всередині корпусу реактору при важкій аварії на АЕС має важливе значення, як з точки зору досягнення основної цілі безпеки – максимально можливого зниження радіаційних наслідків для персоналу, населення та навколишнього середовища, так і з точки зору управління важкою аварією.

За останні десятиліття в рамках міжнародних програм та проектів світовою ядерною спільнотою здійснено значний комплекс наукових і експериментальних досліджень та накопичений великий досвід в розумінні процесів і явищ, характерних для важких аварій. Але, не зважаючи на це, сучасні вимоги з безпеки вимагають більш поглибленого і детального вивчення таких процесів та явищ.

Аналіз важких аварій є фундаментальною основою при розробці і науково-технічній підтримці стратегій, керівництв та інструкцій з управління даними аваріями, при обґрунтуванні безпеки атомних електростанцій, як при проектуванні нових, так і при продовженні терміну експлуатації діючих. Однак, внутрішньокорпусна фаза важкої аварії включає невизначеності, найголовніші з яких пов'язані з переміщенням матеріалів зруйнованої активної зони в нижню частину корпусу реактора, а також з його подальшим розігрівом і супутніми при цьому високотемпературними фізичними процесами (плавлення, конвекція, теплообмін випромінюванням, теплове руйнування та ін.). Тому моделювання важкої аварії вимагає всебічного аналізу та врахування великої кількості складних та недостатньо вивчених теплогідравлічних, термомеханічних, фізико-хімічних явищ, починаючи з моменту виникнення вихідної події аварії та закінчуючи руйнуванням корпусу реактору.

### **Мета та завдання.**

Метою роботи є аналіз феноменології внутрішньокорпусної фази важкої аварії, дослідження проблематики та існуючих методів моделювання важкої аварії в межах корпусу реактору. Розглядається комплексне моделювання важкої аварії із застосуванням спряження системного теплогідравлічного коду RELAP5/Mod. 3.2 із CFD-кодом CFX.



### **Матеріал і результати дослідження**

Сучасні знання про протікання ранньої фази важкої аварії в основному отримані з численних експериментальних програм, що проводяться в багатьох дослідницьких центрах світу. Більшість таких програм направлені на отримання знань щодо процесів, що відбуваються на різних стадіях перебігу важкої аварії шляхом інтегральних досліджень, або окремих явищ та процесів важких аварій [1].

Експериментальні програми щодо окремих явищ направлені на детальне вивчення конкретного фізичного процесу з метою визначення та опису фізичних законів, які ним керують. Наприклад, дослідження кінетики окиснення цирконієвої оболонки твел визначається шляхом зважування дослідного зразка на вагах в експериментальній камері, через яку пропускається пара з регульованою температурою. За рахунок вимірювання маси дослідного зразка в часі і збирається необхідна інформація.

Інтегральні експериментальні програми являються більш комплексними та, в основному, направлені на дослідження сукупності певних процесів та їх загального впливу на важку аварію. Наприклад, в інтегральній експериментальній програмі PHEBUS [2], проведеній у Франції, було досліджено поведінку тепловиділяючої збірки після втрати охолодження шляхом опромінення та пропускання через неї пари. В даному випадку здійснювався інтегральний вплив таких фізичних процесів: внутрішнє енерговиділення палива, окиснення оболонки твел та утворення водню, теплопередача шляхом теплопровідності, конвекції, випромінювання та ін. Даний інтегральний процес досліджувався за рахунок вимірювання потужності реактору, масової витрати та температури пари, об'єму виділення водню, локальних температур в експериментальному об'ємі.

В даний час існує досить велика кількість експериментальних установок, що дозволяють досліджувати процеси, які відбуваються в межах корпусу реактору, починаючи з моменту виникнення вихідної події аварії і закінчуючи руйнуванням корпусу.

Як приклад, дослідження високотемпературної поведінки тепловиділяючих збірок та їх деградація на початковому етапі важкої аварії здійснюється в програмах PHEBUS (CEC /Франція), CORA (FZK /Німеччина), QUENCH (PZK / Німеччина), CODEX (KFKI / Угорщина) та ін.

Дослідження процесів взаємодії розплаву активної зони з днищем корпусу реактору на пізній фазі проводиться в експериментах RASPLAV та MASCA (PHЦ КИ, ИБРАЭ, Росія), EC-FOREVER (Royal Institute of Technology, Швеція), СОРО (Fortum Nuclear Services / Фінляндія, CEA/DRN / Франція), ULPU (University of California Santa Barbara, США) та ін.

В роботах [1, 3] наведено огляд підходу до моделювання важких аварій на корпусних реакторах, в тому числі, ВВЕР. Розглянуто найбільш відомі програми та установки для вивчення та моделювання теплофізичних, фізичних і хімічних явищ важкої аварії.

Об'єктивні причини не дозволяють проводити в повному обсязі експериментальне моделювання всіх процесів і подій при розвитку важкої аварії для кожного конкретного типу реактору. Тому основними методами для повномасштабного моделювання важких аварій залишаються розрахункові методи, за допомогою яких при заданих початкових і граничних умовах в програмних засобах здійснюється числова реалізація математичних моделей основних фізичних та хімічних процесів важкої аварії. Окрім розуміння закономірностей і умов розвитку окремих процесів, визначення критеріїв виникнення і закінчення різних стадій і етапів важких аварій, результати експериментального моделювання також спрямовані на розробку та реалізацію матриць валідації та подальшу валідацію розрахункових засобів важких аварій.

Традиційно, для аналізу важких аварій коди поділяються на інтегровані і деталізовані. Деталізовані коди характеризуються відносно вузькою областю застосування (моделюють окремі процеси, етапи, стадії) і відносно високою реалістичністю моделювання. Інтегровані коди мають більш широкую сферу застосування (моделюють більше однієї стадії розвитку важкої аварії) і відносно низьку реалістичність моделювання окремих процесів [1].

На даний час найбільшого розповсюдження для розрахункового моделювання важких аварій на АЕС з ВВЕР набули коди: MELCOR (США), SCDAP/RELAP-3D, ICARE/CATHARE, МААР (Франція), ASTEC (Німеччина-Франція), ATHLET-CD (Німеччина), СОКПАТ з програмним пакетом СВЕЧА (Росія) та ін. Більшість кодів успішно пройшли валідацію на даних важкої аварії на АЕС Three Mile Island (ТМІ), яка відбулася 28 березня 1979 року в штаті Пенсільванія, США [4]. В роботі [1] наведено аналіз розрахункових засобів, що застосовуються для моделювання важких аварій та визначено найбільш перспективні з них для розрахунку вітчизняних реакторних установок.

### ***Феноменологія внутрішньокорпусної фази важкої аварії***

Моделювання важкої аварії на АЕС відрізняються своєю складністю, багатогранністю та широкими взаємозв'язками. Основні процеси при подібній аварії пов'язані з порушенням охолодження активної зони, розігрівом твел і конструктивних елементів, інтенсивним окисненням металевих конструкцій активної зони, виділенням водню, розплавленням і переміщенням зруйнованої активної зони в нижню камеру реактору, генерацією пари, розігрівом та проплавленням корпусу ядерного реактору.

Для реакторів типу ВВЕР даний проміжок часу можна розділити на три основні фази [5]:

---

- рання фаза – осушення та початковий розігрів елементів активної зони, «здуття», розрив цирконієвих оболонок твел та блокування міжтвельного простору, розігрів елементів активної зони внаслідок погіршення тепловіддачі і паро-цирконієвої реакції;

- фаза пошкодження елементів активної зони та втрата їх геометрії – плавлення конструкційних елементів активної зони, формування значних блокад та утворення локальних скупчень розплаву, їх переміщення, затвердіння, повторне плавлення;

- пізня фаза – надходження і просторовий розподіл розплаву в нижню камеру змішування, стратифікація розплаву, конвективний теплообмін та теплообмін випромінюванням, плавлення днища реактору з подальшою його відмовою.

Системний аналіз основних фаз важкої аварії в межах корпусу реактору та процесів характерних для них представлено нижче.

#### *Теплогідравліка. Оголення та розігрів активної зони*

Теплогідравлічні та масообмінні процеси у активній зоні являються одними з визначальних факторів початкової стадії розвитку будь-якого сценарію важкої аварії на АЕС [6]. Деградація активної зони (локальний перегрів, початок деградації, утворення блокад і т.д.) в значній мірі визначаються саме теплогідравлічними та масообмінними умовами в активній зоні (в тому числі, аксіальним і радіальними профілями нерівномірності енерговиділень, швидкостями розігріву, станом твел).

На ранній стадії аварії відбувається втрата теплоносія першого контуру і, як результат, осушення активної зони та її розігрівання. При цьому проходить конвективний теплообмін між поверхнею оболонок твел і паром теплоносія, в реакторі та, ймовірно, в першому контурі встановлюється природна циркуляція [7].

Важка аварія, як правило, настає при відсутності тепловідведення від активної зони при втраті теплоносія внаслідок вихідної події (розриви та течі трубопроводів першого контуру), або в результаті його випарювання при роботі імпульсно-запобіжних пристроїв компенсатора тиску.

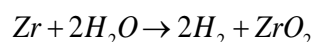
При зниженні рівня теплоносія нижче верхньої частини активної зони відбувається погіршення тепловідведення від оболонок твел, що викликає розігрів активної зони. Тепловідведення від оголеної частини активної зони відбувається за рахунок природної циркуляції, внаслідок чого передається значна частина теплоти до конструкційних матеріалів верхньої камери змішування, патрубків гарячих ниток, а також трубного пучка ПГ (за рахунок зворотної циркуляції в гарячих нитках). Внаслідок відводу тепла від більш гарячих частин до більш холодних стримується загальний розігрів активної зони.

При досягненні температури в активній зоні значення 1500 К ефект природної циркуляції знижується через прискорення процесу окиснення, що безпосередньо залежить від температури пару. На даній стадії вагомим значенням починає набувати випромінювання, яке в кінцевому підсумку, стає визначальним механізмом теплопередачі. Теплопередача за рахунок випромінювання та природної циркуляції зменшують швидкість розігріву активної зони [6].

В даний момент фізика теплообмінних та масообмінних процесів, під час яких відбувається оголення та розігрів активної зони, досить добре вивчена. Існує велика база експериментальних та розрахункових даних, що дозволили верифікувати розрахункові теплогідравлічні моделі більшості сучасних кодів важких аварій та впевнено застосовувати їх для аналізу безпеки АЕС з ВВЕР.

#### *Окиснення основних матеріалів*

При температурі в активній зоні 1070-1220 К починає відбуватися екзотермічна реакція окислення цирконієвої оболонки парою:



з виділенням водню в кількості біля 500 л/кг, а також сумарного енерговиділення близько 6,530 МДж/кг [6].

З ростом температури, швидкість окислення збільшується, а при температурі вище 1500 К реакція набуває автокаталічного характеру. Пароцирконієва реакція стає домінуючим джерелом енерговиділення, перевищуючи в декілька разів залишкове енерговиділення продуктів поділу. В результаті температура непошкоджених твел та допоміжних структур активної зони швидко підвищується. Відбувається утворення тріщин в оболонках твел, через які пара потрапляє під оболонку і починає вступати в реакцію з внутрішньою поверхнею оболонки.

Однак, зі збільшенням температури з'являються обмежуючі фактори, що знижують швидкість окислення. По мірі збільшення загального утворення водню, а також накопичення на поверхні цирконієвої оболонки шару  $\text{ZrO}_2$ , зменшується доступ пари до неокисленого цирконію, внаслідок чого обмежується швидкість окиснення. Збільшення концентрації водню у верхній області активної зони і зниження швидкості пароутворення через зменшення рівня води стають основними обмежувачами максимальних швидкостей окислення, особливо у верхній області активної зони. В цій частині активної зони окислення також може бути обмежене зменшенням кількості цирконію внаслідок його зрідження і стікання в нижні

частини. Просування розплаву до більш холодних частин активної зони має тенденцію знижувати їх температуру, в свою чергу, припиняючи процес окислення. Однак, якщо розплавлений цирконій потрапляє у воду, що знаходиться в нижній частині реактору, то утворюється додаткова пара, яка тимчасово може компенсувати «парове голодання» та сприяти окисненню [8].

В даний час проведено багато експериментів в області пароцирконієвої реакції при важкій аварії та існують надійні кореляції, що відображають кінетику зростання оксидного шару і швидкість утворення водню. Також існують детальні моделі на основі рівняння дифузії кисню через шари цирконію. Однак, в більшості кодів важких аварій застосовуються саме кореляції, так як в розрахунку великих інтегральних тестів, в тому числі реакторів, позитивний ефект від більш детальних моделей не настільки значний, як збільшення часу розрахунку [5].

Окрім пароцирконієвої реакції, окислення карбіду бору, присутнього в поглинаючих стержнях, також є досить екзотермічною реакцією і може бути важливим джерелом енергії на початкових етапах плавлення активної зони, а також впливати на генерацію водню та інших горючих газів.

Дослідження даного феномену проводилося в експериментах Phebus FPT3 [9, 10] і в BECARRE (в тестах Verdi, Piccolo та Intermezzo) [11, 12]. Зважаючи на хімічну складність окислення карбіду бору, застосування моделі даного феномену в кодах важких аварій має деяку невизначеність. Однак, зважаючи на те, що його кількість відносно невелика, порівняно з кількістю цирконію, то даний вплив буде малозначущим в загальній картині важкої аварії. Дане твердження підтверджується дослідженнями [13,14], що не показали суттєвої різниці у генерації водню в збірках з карбідом бору та без нього.

Зважаючи на присутність в активній зоні конструктивних елементів, що містять сталь, то процес її окиснення присутній при протіканні важкої аварії. Даний процес моделюється таким же чином, як і окиснення цирконію, але є значно менше екзотермічним і не здійснює значного внеску в розігрів активної зони та утворення водню.

#### *Здуття і розрив оболонок*

По мірі розігріву активної зони відбувається збільшення пластичності матеріалу оболонок твел одночасно зі зростанням тиску газу під оболонкою. В результаті цього відбувається початкова деформація активної зони – розбухання оболонок твел. Процес розбухання та деформації оболонок твел з внутрішнім надлишковим тиском, контакт палива з оболонкою та руйнування оболонки шляхом повзучості прогнозується моделями механічної поведінки оболонок.

Для аварійних сценаріїв з низьким тиском в першому контурі вже при температурі твел 1000-1200 К тиск газу всередині твел може роздувати оболонки до блокування міжтвельного простору. Внаслідок блокування зменшується витрата теплоносія, погіршується тепловіддача, зростає локальна температура, починається паро-цирконієва реакція, що призводить до ще більшого розігрівання активної зони. В результаті відбуваються масові розбухання, утворення тріщин та розривів оболонок твел.

Для сценаріїв з високим тиском в першому контурі процес руйнування оболонок твел може відбуватися шляхом плавлення після досягнення температур активної зони більше 1500К [7]. В даному випадку руйнування оболонок відбувається внаслідок хімічних взаємодій та утворень евтектичних сплавів між матеріалами оболонок та матеріалами активної зони з більш низькою температурою плавлення, ніж у самих матеріалів.

#### *Плавлення і переміщення поглинаючих стержнів та конструкційних матеріалів*

Перші пошкодження в регулюючих стержнях відбуваються при температурах вище 1500 К (для швидких перехідних процесів) та 1700 К (для повільних перехідних процесів). При цьому відбуваються хімічні взаємодії між Fe-Zr, Ag-Zr, В<sub>4</sub>C-Fe та ін. з утворенням евтектик, температура плавлення яких нижча температури плавлення цирконію [12]. Це призводить до раннього зрідження поглинаючих стержнів, дистанціонуючих решіток і частин цирконієвих оболонок твел, що знаходяться у безпосередньому контакті з іншими матеріалами та їх переміщення з подальшим утворенням все більших локальних блокувань активної зони. Одночасно з цим, розплавлене срібло та інші поглинаючих стержнів переміщається вниз, не вступаючи у взаємодію з нержавіючою сталлю направляючих труб, та, при потрапленні у воду нижньої частини реактору, викликає утворення пари, що зменшує парове голодання активної зони.

В даний час в більшості кодів важких аварій кожна з хімічних реакцій між компонентами матеріалу поглинаючих стержнів моделюється за допомогою моделей «евтектичної температури», кінетичних швидкостей або діаграм рівноваги. При цьому Ag-In-Cd не вносить значного впливу в деградацію активної зони та може бути змодельований за допомогою простих рівноважних моделей [5].

#### *Плавлення і переміщення оболонок твел*

Руйнування оболонок твел починається в гарячій частині активної зони. При зростанні температури в активній зоні вище 2000-2250 К утворюються місця локального плавлення оболонок твел. Якщо цирконієва оболонка ще не була окиснена, то вона починає плавиться, в результаті чого з'являються «краплі» розплавленого металічного цирконію, які стікають вниз по твел. Процес стікання даних крапель

(див. Рисунок 1 (а)) схожий на стікання воску з підпаленої свічки та називається «кандлінг» (від англ. candle – свічка). Процес «кандлінгу» являється першим з трьох процесів переміщення частин активної зони вниз [5].

Однак, якщо на зовнішній поверхні твел утворився достатній шар окисненого цирконію, то до моменту його проплавлення (при температурі 2973К) або механічного руйнування він буде перешкоджати виходу розплавленого металічного цирконію з внутрішньої частини твел. В такому випадку, розплав металічного цирконію вступатиме в хімічне розчинення  $UO_2$  та в меншій мірі  $ZrO_2$ . Дані хімічні взаємодії можуть призводити до зниження температур плавлення  $UO_2$  та  $ZrO_2$  до величини на 1000 К нижчої, ніж початкова. При цьому, чим більша товщина шару окисненого цирконію, тим довше розплавлений металічний цирконій може контактувати з паливом, розчиняючи його, та, як наслідок, приводити до передчасного руйнування паливних елементів при температурах нижче температур плавлення [15].

В результаті, розплавлена суміш стікає вниз з більш гарячих частин активної зони в більш холодні та твердне. Даний процес призводить до блокування прохідних перетинів між оболонками твел (див. Рисунок 1 (б)).



Рисунок 1 – Процес стікання крапель розплавленого металічного цирконію («кандлінг») (а) та його затвердіння (б) [6]

Експериментальні дані вказують, що руйнування оболонки зазвичай відбувається при товщині оксидного шару 0,2-0,4 мм [5]. Тому моделювання початку процесу плавлення оболонок твел зазвичай здійснюється на основі простих критеріїв за температурою та товщиною окисненого шару цирконію. Розчинення палива і оксиду цирконію розплавленим металічним цирконієм в більшості кодів важких аварій моделюється за допомогою моделі кінетичних швидкостей та діаграми рівноваги.

#### *Плавлення і переміщення палива*

Блокування прохідних перетинів між оболонками твел погіршують надходження теплоносія в область блокади і спричиняють підвищення швидкості росту температури. При цьому, вільно стоячі колони паливних елементів зберігають початкову геометрію. Їх часткове руйнування починається після того, коли розплавлений металічний цирконій руйнує поверхневий оксидний шар [16].

При підвищенні температури до 2873-3123К досягається точка плавлення  $UO_2$ ,  $ZrO_2$ , що призводить до повного плавлення основних елементів активної зони [15]. Починає утворюватися басейн з розплавом матеріалів, що переміщається зверху вниз та з центру до периферії. Даний басейн утримується затверділою кіркою на блокованих каналах (див. Рисунок 2).

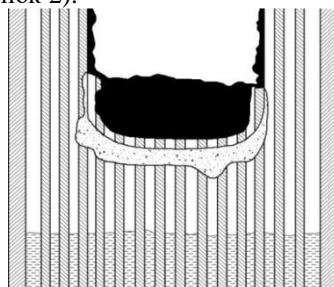


Рисунок 2 – Формування та збільшення об'єму басейну розплаву [6]

Моделювання переміщення розплаву вимагає врахування не тільки стану його компонентів, а й зміни геометрії компонентів по яких він переміщається (зменшення поперечного перерізу, контакт з дистанціонуючими решітками). В даний час існують як прості підходи до моделювання переміщення розплаву, наприклад, шляхом застосування «накладеної» швидкості, так і підходи з застосуванням теорії пористих тіл [5]. У випадках високих вигорянь, паливні таблетки до моменту досягнення температур їх плавлення можуть набухати, зменшуючи свою механічну міцність та стійкість, в результаті чого може відбуватися їх обвал. В даний час відомостей про закономірності даного типу переміщення палива при низьких температурах недостатньо, тому воно в незначній мірі враховується в кодах.

При збільшенні об'єму басейну розплаву на його периферії утворюється затверділа кірка, що може здійснювати значний вплив на теплообмін. При цьому в самому басейні виникає природна циркуляція

розплаву. Зазвичай, з використанням стандартних співвідношень теплопередачі, що застосовуються на зовнішніх границях басейну, в кодах важких аварій моделюється теплообмін утвореного басейну розплаву. Однак, не моделюються такі аспекти масообміну як розділення фаз між розплавом та твердим тілом, а також розділення рідин, що не змішуються. Експериментальні дані з програми RASPLAV [17] свідчать, що затвердіння компонентів розплаву може призводити до розшарування басейну розплаву внаслідок різниці в рівноважних складах твердої та рідкої фаз розплаву. Для моделювання даних феноменів необхідні CFD-моделі з вирішенням рівнянь Нав'є-Стокса на досить дрібній сітці, що на даний момент практично не застосовується в кодах важких аварій.

Циркуляція в басейні розплаву призводить до того, що передача тепла до бокових стінок кірки становиться значно більшою, ніж до нижньої частини. Це призводить до поступового плавлення та зменшення товщини бокових стінок. Іншим механізмом руйнування кірки, є її руйнування при термічному та механічному напруженні через перепади тиску в шарах, а також руйнування шляхом евтектичної взаємодії між матеріалами кірки та басейну розплаву [15].

Внаслідок руйнування підтримуючої кірки розплав поступово переміщується в нижню частину активної зони, в результаті осідаючи на опорній плиті активної зони. Після її проплавлення відбувається переміщення розплаву в нижню камеру змішання реактора.

#### *Взаємодія розплаву з теплоносієм*

Переміщення розплаву з температурою близько 3000K в нижню камеру змішування реактора, при наявності в ній води, призводить до їх взаємодії, характер якої в значній мірі залежить від кількості води та швидкості надходження розплаву.

При контакті виникають досить великі теплові потоки від розплаву до теплоносія, що спричиняють його миттєве випаровування та утворення парової плівки в місці контакту, яка частково знижує швидкість охолодження та затвердіння капелів розплаву.

Однак, внаслідок взаємодії можуть відбуватися парові вибухи, під час яких всі прилеглі до фронту вибуху системи, конструкції і їх складові можуть піддаватися великим динамічним навантаженням, з піковими тисками до 100 МПа і тривалістю до кількох мілісекунд [8]. У зв'язку з цим парові вибухи можуть наражати на небезпеку корпус ядерного реактора.

Охолодження розплаву при контакті з водою призводить до повного википання води в нижній камері змішування та його повторного розігрівання з часом.

#### *Поведінка коріуму на днищі корпусу реактору*

Ключову роль у визначенні часу та місця відмови корпусу реактору відіграє режим та розподіл теплового навантаження на корпус, який напряму залежить від структури утвореного басейну, його масового і фазового складу та властивостей компонентів. Тому дослідження конфігурації басейну розплаву, що залежить від великої кількості складних явищ, є одним з фундаментальних завдань для аналізу ВА.

Оскільки переміщення розплаву в активній зоні та знаходження його на днищі корпусу реактору має значні невизначеності як в феноменологічному, так і в часовому аспекті, то розташування, об'єм та кількість фаз і шарів коріуму, не можуть бути однозначно розраховані.

Згідно з дослідженням деградації активної зони на АЕС ТМІ-2, очікуються такі основні форми матеріалів [4]:

- металічна фаза з елементів активної зони (цирконій та сталь);
- шари окисненого урану та цирконію з домішками неокисненого урану, цирконію, заліза;
- сміттєві шари окисненого урану та цирконію.

Для оцінки теплових навантажень приймаються різні потенційні конфігурації розплаву на днищі корпусу реактору. Наприклад, для оцінки можливості безпечного утримання розплаву в межах корпусу реактора в проектах AP-600 та AP-1000 розглядаються, так звані, «граничні ситуації» [18], при яких приймається мінімальне співвідношення між площею поверхні та об'ємом розплаву, яке приводить до максимально великих значень теплових потоків[5].

Для реакторів ВВЕР характерна досить велика кількість сталі у внутрішньокорпусних пристроях, які, взаємодіючи з коріумом, будуть плавитися та утворюватися великі об'єми металічного розплаву з меншою густиною, ніж густина паливного компоненту. Дане явище призводить до утворення найбільш ймовірної конфігурації басейну розплаву – стратифікованого розплаву з металічною компонентою зверху. Можлива і зміна даної конфігурації шляхом інверсії, що продемонстрована в експериментальній програмі MASCA[15]. Внаслідок міграції урану з оксидного шару в розплавлений металічний шар при прямому їх контакті, збільшується густина металічного шару. При певних умовах дана густина може стати більшою за густина оксидного шару, що приводить до їх інверсії – переміщенню металічного шару нижче оксидного.

Після виникнення різниці температур між центром басейну розплаву і периферією з твердою кіркою, в ньому встановлюється природня циркуляція, що викликає нерівномірність розподілу теплового

поток. При цьому близько половини величини загального теплового потоку передається або вгору через верхню частину басейну, або через бокові стінки, і досить незначна – через нижню частину кірки. Внаслідок цього найбільша швидкість руйнування кірки буде у верхній частині її бокової поверхні [15].

*Пошкодження корпусу реактору*

Прямий контакт розплаву зі стінкою днища корпусу реактору призводить до її суттєвого нагрівання. Це нагрівання, в поєднанні з напруженнями, зумовленими можливим підвищеним тиском в системі і вагою розплаву активної зони, може викликати порушення цілісності днища.

Даний етап важкої аварії є одним з найнебезпечніших, оскільки вихід високотемпературного розплаву, в разі порушення цілісності днища, призводить до значних термомеханічних впливів на обладнання та конструкції гермооболонки з підвищенням ймовірності їх відмови.

Процес деградації корпусу реактору при його взаємодії з розплавом палива відбувається двома основними механізмами:

- теплове руйнування, що характеризується просторово-часовим розподілом температури та теплових потоків в корпусі реактору;
- деформація та механічне руйнування, що залежить від маси розплаву на днищі, маси самого днища та внутрішнього надлишкового тиску в реакторі.

Початкові деформації корпусу відбуваються за рахунок теплового розширення. По мірі розігрівання і початку плавлення відбувається зменшення жорсткості матеріалу корпусу та його поперечного перерізу, що призводить до зростання впливу маси розплаву, що знаходиться на днищі корпусу і маси самого днища, на деформацію стінки внутрішнього тиску в реакторі. При цьому, основними механізмами деформації являються повзучість та пластичність, головні відмінності яких полягають в тому, що повзучість – це процес, що залежить від часу, а пластичність виникає швидко, одночасно з навантаженням [15].

Одне з найбільших експериментальних досліджень механізмів відмови корпусу реактору проводилося за програмою FOREVER Королівського технологічного інституту. За його результатами можна зробити наступні висновки[19,20]:

- найбільш ймовірне місце пошкодження корпусу знаходиться в області гарячого фокусування, де відбуваються максимальні деформації за рахунок повзучості, що призводять одночасно з плавленням до зменшення товщини стінки та пришвидшення повзучості;
- зона фокусування на рівні циліндричної частини корпусу реактору є більш небезпечною, ніж на рівні еліптичної, оскільки початкові напруження в циліндрі вищі;
- температура розплаву і тиск в реакторі впливають на час відмови корпусу, та не впливають на місце відмови;

В таблиці 1 приводиться зведена інформація щодо основних процесів характерних для внутрішньокорпусних фаз важкої аварії.

Таблиця 1 – Основні фази важкої аварії в межах корпусу реактору та характерні для них визначальні процеси

Фаза	Характерні процеси
<b>Рання фаза</b>	Конвекція теплоносія (рідини)
	Кипіння теплоносія
	Криза теплообміну
	Конвекція пари
	Конденсація пари
	Розігрів активної зони
	Окиснення цирконієвих оболонок та конструктивних елементів активної зони парою
	Генерація водню
<b>Фаза пошкодження елементів активної зони та втрата їх геометрії</b>	Здуття і розрив оболонок твел (пошкодження і зміна геометрії елементів а.з.)
	Евтектичне розчинення. Утворення коріуму
	Зміна конфігурації а.з. внаслідок переміщення розплаву
	Блокування каналів теплоносія стікаючою масою розплаву
	Утворення локальних ван розплаву
	Переміщення розплаву на днище шахти реактору
Взаємодія розплаву з шахтою реактору і вигородкою та їх проплавлення	

Продовження табл. 1.

Фаза	Характерні процеси
Пізня фаза	Надходження і просторовий розподіл розплаву та фрагментів активної зони (дебрису) в нижню камеру змішування
	Взаємодія розплаву з теплоносієм нижньої камери змішування, випаровування води, охолодження розплаву
	Теплообмін в розплаві, пористому дебрисі, внутрішньокорпусних пристроях і корпусі
	Повторне розігрівання
	Утворення багатокомпонентного розплаву
	Стратифікація розплаву
	Конвективний теплообмін в басейні розплаву
	Теплообмін випромінюванням
	Теплове руйнування (плавлення) ВКП і корпусу
Деформація та механічне руйнування корпусу	

### *Підхід до спряженого моделювання важкої аварії з застосуванням CFD та системного теплогідролічного коду*

Вдосконалення моделювання важких аварій потребує як додаткових експериментальних даних, так і розробки нових підходів в розрахункових методах. Одним зі шляхів до зменшення невизначеностей є проведення додаткових аналізів вже наявних результатів досліджень і розробка більш детальних розрахункових засобів моделювання на основі розширеного фізичного аналізу.

Коди обчислювальної гідродинаміки (CFD-коди) призначені для точного моделювання та аналізу складних теплогідролічних та масообмінних процесів з непростою геометрією та багатофазними потоками. Вони надають ефективний інструмент для точного моделювання процесів завдяки їх високому рівню деталізації при реалізації фізичних моделей, хоча й з більш високими обчислювальними затратами. Найбільш відомими CFD-кодами являються CFX та FLUENT від ANSYS Inc. З метою аналізу безпеки АЕС дані програмні засоби зазвичай застосовуються для моделювання та отримання інформації щодо двох- і трьох вимірних полів в окремому обладнанні АЕС чи його локальних частинах.

В аналізі процесу внутрішньокорпусної фази важкої аварії, CFD-коди застосовуються для отримання кореляцій і наближень для інтегральних та деталізованих кодів важких аварій, для їх крос-верифікації, а також для моделювання окремих процесів та фаз важкої аварії. На даний час існують лише часткові характеристики квазі-одновимірних збірок або попередньо сформованих шарів розплаву (RASPLAV, MASCA, PNEBUS-FPT4 та ін. [21]). Розробка та застосування повноцінної CFD-моделі всієї реакторної установки включно з першим та другим контуром та їх допоміжним обладнанням є недоцільною через значні обчислювальні затрати, що являються основним обмеженням використання CFD-кодів для аналізу безпеки АЕС. Однак, на ранній фазі важливу роль відіграють теплогідролічні процеси, якими характеризується аварійний режим. Оскільки теплогідролічна поведінка активної зони дуже чутлива до впливу систем і компонентів РУ, а також зовнішніх подій, таких як дії оператора, то здатність точно прогнозувати загальну теплогідролічну поведінку є одним з істотних факторів, що впливає на моделювання подальших етапів важкої аварії.

Одним з варіантів вирішення описаних проблеми є застосування швидкого в розрахунку системного теплогідролічного коду (СТГ), наприклад RELAP5/Mod 3.2, в якому потік може бути апроксимований з високою точністю одномірною моделлю, та CFD-коду, наприклад CFX, для моделі реактору, де важливий високий рівень деталізації. Це дозволило б моделювати в адекватні терміни такий масштабний та складний процес, як протікання важкої аварії. При цьому спряження CFD-моделі реактору з моделлю СТГ-коду дасть змогу застосовувати накопичений досвід з використання СТГ, а саме:

- використання нодалізаційних схем першого та другого контуру максимально близьких до тих, що розроблені і верифіковані в даних кодах та застосовуються для аналізу безпеки АЕС;
- використання алгоритмів роботи систем нормальної експлуатації та систем безпеки.

Тому, розробка комплексної методики та отримання повноцінної моделі, яка описуватиме весь процес внутрішньореакторної фази важкої аварії з урахуванням системного впливу є актуальним завданням. Виконання даного завдання здійснюється шляхом вирішення наступних підзавдань:

- розробка матриці валідації коду CFX на основі головних феноменів важких аварій;
  - адаптація математичних моделей;
  - розробка інтерфейсу спряження RELAP5 - CFX;
  - розробка параметризованої процедури деградації геометрії корпусу реактора;
  - валідація спряженої моделі на основі експериментальних даних;
  - проведення показових розрахунків,
- що є напрямом подальших досліджень.

### **Висновки**

Проблема моделювання внутрішньореакторної фази важкої аварії є предметом активного вивчення у вітчизняних та зарубіжних дослідженнях. Оскільки процес деградації активної зони може швидко прогресувати та в результаті призвести до виходу розплавленого палива в підреакторний простір, то дослідження, опис та прогнозування великої кількості складних високотемпературних фізичних і хімічних процесів є важливим напрямом в підвищенні загального рівня безпеки АЕС.

В даний час детально вивчені та розроблені чисельні методи моделювання ранньої фази важкої аварії: розігрів активної зони, окиснення цирконієвих оболонок твел в паровому середовищі, деформація, роздуванням та розрив оболонок твел, плавлення та переміщення матеріалів поглинаючих стержнів. Основі невизначеності стосуються евтектичних взаємодій між різними матеріалами активної зони, наприклад, одночасне розчинення  $UO_2$  і  $ZrO_2$  розплавленим металічним цирконієм; окиснення внутрішньої частини оболонки твел після її розриву; окиснення  $V_4C_5$ , що може значно впливати на генерацію водню та інших горючих газів; невизначеність щодо цілісності оксидного шару та його стійкості до дії розплавлених матеріалів всередині твел; руйнування паливних елементів, окиснення рідкого коріуму.

В даний час наявна велика експериментальна база даних для розробки та перевірки моделей розрахункових кодів. Також в останні десятиліття була розроблена досить велика кількість інтегральних розрахункових кодів, які дозволяють змоделювати всі основні фази та процеси важкої аварії.

Однак, застосування CFD-коду у спряженні з системним теплогідравлічним кодом дозволить більш точно та якісно змоделювати всі процеси та явища, що виникають при важкій аварії, а також явно змоделювати форму коріуму, передати величину і розподіл теплових потоків на корпус реактору та змоделювати його деградацію шляхом врахування температурної повзучості. Це надасть змогу коректніше визначити час відмови корпусу реактора та обґрунтувати більш ефективні дії персоналу по управлінню важкими аваріями і аварійному реагуванню.

### **Список використаної літератури**

1. Вопросы моделирования тяжелых аварий в корпусных реакторах (обзор) / Скалозубов В. И. та ін. // Ядерна та радіаційна безпека, 2010. № 4 (48). С. 26-34.
2. Analysis of molten pool physico-chemical interactions and interpretation of the Phebus FP tests observations / Veshchunov M. S. and other. // Nuclear Engineering and Design, 2008. № 238 (7). pp. 1728-1742.
3. Баканов В. В. Взаимодействие коріума с корпусом водо-водяного энергетического реактора при тяжелой аварии : дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : 01.04.07 : захист 20.09.2017 / наук. кер. Градобоев А. В. Томск, 2017. 163 с.
4. TMI-2 Analysis Exercise task Group. TMI-2 Analysis Exercise Final Report // NEA/CSNI/R(91). 1992. № 8. p. 662.
5. Nuclear safety in light water reactors: severe accident phenomenology / edit by. Bal Raj Sehgal. St Louis: Elsevier Science, 2011. p. 731.
6. Теплофизика аварий ядерных реакторов: монографія / Ключников А. А. та ін. . Чорнобиль: Інститут проблем безпеки АЕС НАН України, 2012. 528 с.
7. Approaches and tools for severe accident analysis for nuclear power plants. Vienna: International Atomic Energy Agency, 2008. p. 206.
8. Research and development with regard to severe accidents in pressurised water reactors: Summary and outlook. France: Institute for Radiological Protection and Nuclear Safety (IRSN), 2007. p. 217.
9. Clément B. FPT-3 Test Objectives: Document Phébus PF № IP/02/525, IRSN, 2002.
10. Albiol T., Morin S. FPT-3 Test Statement: Document Phébus PF № IP/04/560/1, IRSN, 2004.
11. Dominguez C., Drouan D., Montigny G. BECARRE program: B4C control rod degradation test № 1, ISTR report, 2011. p. 122.
12. Dominguez C., Drouan D., Montigny G. BECARRE program: B4C control rod degradation test №1.2 and №2, ISTR report, 2011. p. 134.



13. O. De Luze. Degradation and oxidation of B<sub>4</sub>C control rod segments at high temperatures. A review and code interpretation of the BECARRE program // Nuclear Engineering and Design. 2013. № 259. p. 150-165.
14. Oxidation of B<sub>4</sub>C by Steam at High Temperatures: New Experiments and Modelling / Steinbrück M. and other. Nuclear Engineering and Design, 2007. p. 161-181.
15. Nuclear power reactor core melt accidents: State of knowledge. France: Institute for Radiological Protection and Nuclear Safety (IRSN), 2015. p. 414.
16. Couturier J., Schwarz M. Current State of Research on Pressurized Water Reactor Safety. France: Institute for Radiological Protection and Nuclear Safety (IRSN), 2018. p. 194.
17. Abalin, S., Gmidoi, I., Semenov, V. The Results and Analysis of the RASPLAV Salt Tests, Proc. RASPLAV Seminar, Garching, Germany, 2000.
18. Seiler J.M., Ikkonen K., Sairanen R. Assessment of reactor vessel integrity. Nuclear Engineering and Design, 2003. p. 21-53.
19. Altstadt E., Hans-Georg Willschütz. Modelling of in-vessel retention after relocation of corium into the lower plenum: evaluation of the temperature field and of the viscoplastic deformation of the vessel wall. Dresden, 2005. p. 101.
20. Recursively coupled thermal and mechanical FEM-analysis of lower plenum creep failure experiments / Willschuetz H. G. and other. // Annals of Nuclear Energy . 2006. № 2 (33). p. 126-148.
21. Dinh T. N. Engineering Sciences Development, Validation and Application of an Effective Convectivity Model for Simulation of Melt Pool Heat Transfer in a Light Water Reactor Lower Head / edit by. KTH. Vietnam: Vietnam Atomic Energy Institute, 2007. p. 125.

**Y. Onyshchuk**, Ph.D. student, ORCID 0000-0002-3556-2922

**S. Klevtsov**, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID0000-0003-1405-5048

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

#### **PROBLEMS OF MODELING IN-VESSEL SEVERE ACCIDENT PHASE**

*The process of a severe accident at a nuclear power plant is characterized by its complexity, versatility and wide relationships. When modeling the in-vessel phase of a severe accident, there are significant uncertainties, primarily related to the movement of materials of the destroyed core to the lower part of the reactor vessel, as well as its subsequent heating and accompanying high-temperature physical processes. A detailed comprehensive study of these processes will allow us to reliably predict the dynamics of a severe accident and correctly determine the time of failure of the reactor vessel and justify more effective actions of personnel in managing severe accidents and emergency response.*

*The article presents an analysis of the course of a severe accident, identifies and analyzes the main phases of the in-vessel phase of a severe accident. The analysis of processes and phenomena characteristic of these phases is carried out. The main uncertainties that arise when modeling the processes of a severe accident within the reactor vessel are considered. To eliminate/reduce uncertainty, an approach to conjugate severe accident modeling using the ANSYS CFX CFD code and the RELAP5/Mod 3.2 system thermohydraulic code is proposed.*

**Keywords:** core , severe accident, vessel failure, modeling, melt, phenomenology, CFD, CFX, RELAP5.

#### **References**

1. V. I. Skalozubov, “Issues of modeling of severe accidents in vessel reactors (review),” Nuclear and Radiation Safety, vol. 48, no 4, pp. 26-34, 2010.
2. M. S. Veshchunov, “Analysis of molten pool physico-chemical interactions and interpretation of the Phebus FP tests observations,” Nuclear Engineering and Design, vol. 238, no 7, pp. 1728-1742, 2008.
3. V. V. Bakanov, “Interaction of corium with the body of a water-moderated power reactor in a severe accident,” Cand. Sc. dissertation, Tomsk, 2017, p.163.
4. “TMI-2 Analysis Exercise task Group. TMI-2 Analysis Exercise Final Report,” NEA/CSNI/R(91), no 8, 1992, p. 662.
5. B. R. Sehgal, “Nuclear safety in light water reactors: severe accident phenomenology,” St Louis: Elsevier Science, 2011, p. 731.
- A. A. Klyuchnikov, “Thermal physics of nuclear reactor accidents: monograph: monograph / and other,” Chernobyl: Institute of NPP Safety Problems of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2012, p. 528.
6. “Approaches and tools for severe accident analysis for nuclear power plants,” Vienna: International Atomic Energy Agency, 2008, p. 206.

7. "Research and development with regard to severe accidents in pressurised water reactors: Summary and outlook,". France: Institute for Radiological Protection and Nuclear Safety (IRSN), 2007, p. 217.
8. B. Clément, "FPT-3 Test Objectives: Document Phébus PF № IP/02/525," IRSN, 2002.
9. T. Albiol, S. Morin, "FPT-3 Test Statement: Document Phébus PF № IP/04/560/1", IRSN, 2004.
10. C. Dominguez, D. Drouan, G. Montigny, "BECARRE program: B4C control rod degradation test № 1," ISTP report, 2011, p. 122.
11. C. Dominguez, D. Drouan, G. Montigny, "BECARRE program: B4C control rod degradation test №1.2 and №2," ISTP report, 2011, p. 134.
12. O. De Luze, "Degradation and oxidation of B4C control rod segments at high temperatures. A review and code interpretation of the BECARRE program," Nuclear Engineering and Design, no 259, pp. 150-165, 2013.
13. M. Steinbrück, "Oxidation of B4C by Steam at High Temperatures: New Experiments and Modelling," Nuclear Engineering and Design, pp. 161-181, 2007.
14. "Nuclear power reactor core melt accidents: State of knowledge," France: Institute for Radiological Protection and Nuclear Safety (IRSN), 2015, p. 414.
15. J. Couturier, M. Schwarz, "Current State of Research on Pressurized Water Reactor Safety," France: Institute for Radiological Protection and Nuclear Safety (IRSN), 2018, p. 194.
16. S. Abalin, I. Gmidoi, V. Semenov, "The Results and Analysis of the RASPLAV Salt Tests," Proc. RASPLAV Seminar, Garching, Germany, 2000.
17. J. Seiler, K. Ikkonen, R. Sairanen, "Assesment of reactor vessel integrity," Nuclear Engineering and Design, 2003, pp. 21-53.
18. E. Altstadt, Hans-Georg Willschütz, "Modelling of in-vessel retention after relocation of corium into the lower plenum: evaluation of the temperature field and of the viscoplastic deformation of the vessel wall," Dresden, 2005, p. 101.
19. H. G. Willschuetz, "Recursively coupled thermal and mechanical FEM-analysis of lower plenum creep failure experiments," Annals of Nuclear Energy, vol. 33, no 2, pp. 126-148, 2006.
20. T. N. Dinh, "Engineering Sciences Development, Validation and Application of an Effective Convectivity Model for Simulation of Melt Pool Heat Transfer in a Light Water Reactor Lower Head," KTH, Vietnam: Vietnam Atomic Energy Institute, 2007, p. 125.

Надійшла 12.10.2021  
Received 12.10.2021

## ВИМОГИ ДО ОФОРМЛЕННЯ СТАТЕЙ

Для подання рукопису до журналу автори повинні дотримуватись всіх встановлених вимог, які вказані нижче.

**У разі невідповідності поданих матеріалів статті пунктам цих вимог, а також якщо вони не відповідають тематиці наукового журналу, редакція повертатиме авторам матеріали на доопрацювання!**

### Обсяг статті

Загальний обсяг статті – від 6 до 10 сторінок формату А4. Сторінки повністю заповнені текстом. Схеми, рисунки, таблиці й формули повинні бути пронумеровані та розміщені в тексті після посилань на них. Матеріал має бути викладений стисло, без повторювань даних таблиць і рисунків у тексті. Неприпустимо використовувати елементи форматування як «розрив розділу з нової сторінки» та колонититули.

**Стаття має бути ретельно перевірена авторами та відповідати всім пунктам вимог до оформлення!!!!**

### Текстовий редактор

Стаття набирається в текстовому редакторі **Microsoft Word (версії 2007 та вище)** і зберігається з розширенням \*.doc або \*.docx.

**Обов'язково** надсилається стаття, збережена у форматі \*.pdf !!!

### **Загальне оформлення:**

**1) Мова.** Статті приймаються до друку двома мовами: українською та англійською.

**2) Параметри сторінки:**

- Поля: зліва, справа, зверху, знизу – **2,5 см.**
- Вирівнювання основного тексту – **за шириною.**
- Перші рядки всіх абзаців – **з відступом 1,0 см!!!**
- Шрифт – **Times New Roman, кегль 10, міжрядковий інтервал 1.**
- Назва статті друкується великими (Caps Lock) напівжирними літерами (Ж) – **кегль 14.**
- Заголовки елементів основного тексту (Вступ, Мета та завдання тощо) виділяються напівжирним шрифтом (Ж).

**3) Структура статті:**

- **номер УДК** (у верхньому лівому кутку сторінки, напівжирним шрифтом кегль 10)
- **прізвища авторів** (приклад: **І.І. Петренко** (укр.), **I. Petrenko** (англ)) та відомості про авторів (науковий ступінь, вчене звання); **індекс ORCID – обов'язково;**
- **(Порядок оформлення наукових ступенів та вчених звань описано нижче в цьому ж документі в розділі «Рекомендовані скорочення вчених звань і наукових ступенів»).**
- **повна назва організації** (навчального закладу, установи) – **вирівнювання за правим краєм;**
- **реферат обсягом від 1000 до 1100 знаків** повинен відображати короткий зміст статті, не повторювати назву, не містити загальних фраз та бути структурованим (мета дослідження, методика реалізації, результати дослідження, висновки). В англійській версії статті наводяться реферат **обсягом 1700-2000 знаків,**
- **ключові слова:** (6–8 слів), словосполучення «Ключові слова» – напівжирним + курсив.

**Відповідно до постанови Президії ВАК України № 7-05/1 від 15.01.2003р. до друку приймаються наукові статті, що мають такі елементи:**

### **Основний текст статті**

**Вступ** (постановка проблеми в загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими або практичними завданнями; аналіз останніх досліджень і публікацій, в яких започатковано розв'язання даної проблеми, на які спирається автор; виділення невирішених раніше частин загальної проблеми, яким присвячується зазначена стаття);

**Мета та завдання** (формулювання цілей статті, постановка завдання);

**Матеріал і результати досліджень** (виклад основного матеріалу дослідження, з повним обґрунтуванням отриманих наукових результатів, з можливим поділом на частини з відповідними назвами);

**Рисунки** (діаграми, фото тощо) подаються у **чорно-білому зображенні** разом із текстом, після посилань на них. **Вимога до графічних матеріалів:** будь-яка ілюстрація повинна бути єдиним нерозривним графічним об'єктом. Рекомендується застосування растрових форматів з роздільною здатністю **не менше 300 dpi**. Рисунок має бути розташований у **центрі, без обтікання текстом**. Підписи до рисунків повинні містити нумерацію в порядку розміщення в тексті та пояснювальний підпис. Неприпустимо включати підписи до самого рисунка. **Рисунок не повинен займати всю площу аркуша!!!**

Крапки після назви структурних частин статті не ставити.

**Графіки** повинні містити підписи **усіх осей на самому рисунку**. Будь-який інший вигляд підпису розглядатись та виправляти не буде!

**Таблиці**. При заповненні слід користуватись шрифтом 10 кеглю. Кожна таблиця повинна мати порядковий номер та назву і розташовуватись після посилання на неї у тексті статті. Якщо таблиця не вміщується на сторінці або виходить на іншу, слід використати позначення «**Продовження табл.**».

**Формули повинні бути набрані** за допомогою редактора формул **Math Type (версія 6.8 і вище)** або внутрішній редактор формул у Microsoft Word з **розмірами: звичайного символу – 11, великого індексу – 10, малого індексу – 9**. Кириличні та грецькі символи мають бути набрані прямим шрифтом, латинські літери – похилим. Виняток становлять символи операторів і стандартних функцій, які набираються прямим шрифтом. Нумерація формул, на які є посилання в тексті, – справа в дужках. Цілі частини від десяткових відокремлюються комою **Одиниці розмірності можна набирати окремо від формул, або у формулах, з обов'язковим використанням проміжку**.

**Висновки:**(навести основні висновки з дослідження та перспективи його подальшого розвитку в цьому напрямку).

**Список використаної літератури** наводиться в порядку посилань у тексті, відповідно до ДСТУ 8302:2015.(укр) Посилання на літературні джерела в тексті наводяться у квадратних дужках.

Список використаних літературних джерел подається **двічі**: мовою оригіналу відповідно до ДСТУ 8302:2015.(укр) і англійською, відповідно до вимог IEEE style

**У разі відсутності або низького рівня перекладу англійської версії списку використаної літератури (References) стаття буде повернута на доопрацювання!!!**

Для надання відомостей про авторів англійською слід використовувати загальноприйнятну лексику перекладу наукових ступенів, вчених звань, посад (описано в розділі «Рекомендовані скорочення вчених звань і ступенів»).

**Англійська анотація за обсягом рекомендується більшою за українську 1700-2000 знаків**, оскільки для закордонних вчених анотація є, як правило, єдиним джерелом інформації про зміст статті.

**У разі відсутності або низького рівня перекладу англійської анотації (в Google Translate та ін.) стаття буде повернута на доопрацювання!!!**

**В окремому файлі подаються відомості про авторів у вигляді анкети:**

(Анкети подаються **2 мовами (укр., англ.)**. Вказується повна назва організації або установи, вказати місце де працює автор. Якщо всі автори статті працюють або навчаються в одній установі, можна не вказувати місце роботи кожного автора окремо.)

<b>Прізвище, ім'я, по-батькові автора</b> (повністю, без скорочень)	
<b>Вчений ступінь, вчене звання, посада</b>	
<b>Місце роботи кожного автора в називному відмінку</b> (повна назва без скорочень)	
<b>Поштова адреса місця роботи, з поштовим індексом</b>	
<b>Контактний телефон</b>	
<b>Електронна адреса</b>	
<b>ORCID</b>	

Відповідальність за зміст статті несуть автори. Остаточне рішення щодо друку статей ухвалює редколегія. Редакція залишає за собою право проводити редакційну правку статей.

Редакція журналу здійснює перевірку на плагіат за допомогою спеціального програмного забезпечення!!!

**Статті, які не відповідають вимогам редакції журналу "Енергетика: економіка, технології, екологія" та не пройшли перевірку на плагіат, будуть повернуті на доопрацювання.**

**Увага!!! На електронну адресу журналу надсилається:**

- стаття версія в форматі \*.doc або \*.docx;
- стаття версія в форматі \*.pdf (**ОБОВ'ЯЗКОВО**);
- анкета відомостей про авторів;
- акт експертизи про можливість оприлюднення матеріалів у засобах масової інформації.

**Контакти:**

- тел.: **+38(044) 204-82-37;**
- сайт: [http://energy.kpi.ua;](http://energy.kpi.ua)
- e-mail: [kravkpi@ukr.net](mailto:kravkpi@ukr.net)