

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Центральноукраїнський національний технічний університет

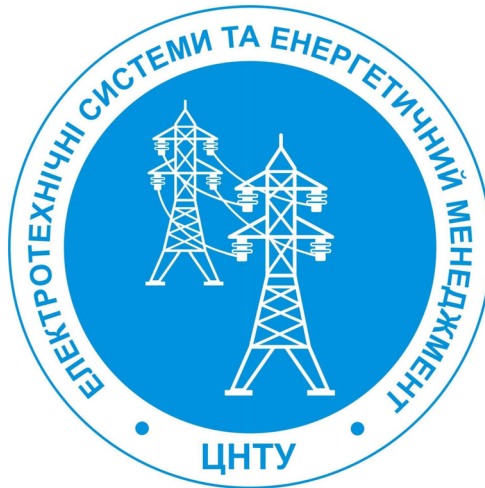


# ЗБІРНИК ТЕЗ ДОПОВІДЕЙ

НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ

## ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ТА ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

здобувачів вищої освіти II рівня (магістрів) за спеціальністю  
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
присвяченої 50-ти річчю заснування кафедри «Електротехнічних систем та  
енергетичного менеджменту» ЦНТУ  
(м. Кропивницький, 24-25 квітня 2025 р.)



Кропивницький 2025

## УДК 621.31

Електротехнічні системи електроспоживання та енергетичний менеджмент [Електронний ресурс]: збірник тез доповідей науково-практичної конференції здобувачів вищої освіти II рівня (магістрів) за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» присвяченої 50-ти річчю заснування кафедри «Електротехнічних систем та енергетичного менеджменту» ЦНТУ, (м. Кропивницький, 24-25 квітня 2025 р.) / Центральноукраїнський національний технічний університет. – Кропивницький: ЦНТУ, 2025. – 78 с.

Збірник матеріалів конференції містить тези доповідей наукових та науково-практичних досліджень здобувачів вищої освіти II рівня (магістрів) за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» за актуальними проблемами енергопостачання, енергоефективності в електро- та теплотехнологічних системах, енергетичного менеджменту.

Даний збірник матеріалів конференції є виданням, в якому публікуються основні результати наукових та науково-практичних досліджень здобувачів – учасників науково-практичної конференції «Електротехнічні системи електроспоживання та енергетичний менеджмент», що відбулась 24-25 квітня 2025 року в offline форматі.

Збірник розрахований на наукових працівників, викладачів, аспірантів, здобувачів ВНЗ, наукових і інженерно-технічних працівників науково-дослідних інститутів, конструкторських організацій і промислових підприємств.

Під загальною редакцією Заслуженого працівника освіти України, кандидата технічних наук, професора Плешкова П.Г.

Редакційна колегія: **Петро Плешков**, канд. техн. наук, проф., завідувач кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту;  
**Лариса Віхрова**, канд. техн. наук, проф., професор кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту;  
**Олександр Сіріков**, канд. техн. наук, доц., доцент кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту.

Адреса редакційної колегії: 25030, м. Кропивницький, пр. Університетський, 8,  
Цentrальноукраїнський національний технічний університет,  
тел.: (0522) 390-461.

Автори опублікованих матеріалів несуть відповідальність за підбір і точність наведених фактів, цитат, економіко-статистичних даних, власних імен та інших відомостей, а також за те, що матеріали не містять даних, які не підлягають відкритій публікації та плагіату.

Редакційна колегія вважає за доцільне повідомити, що не всі положення і висновки окремих авторів є безперечними. Разом з тим, вважаємо можливим їх публікацію з метою обговорення та оприлюднення.

## ЗМІСТ

<i>Данило Пономаренко, Сергій Осадчий</i> Синтез комбінованої системи резервного електроживлення лікарні .....	6
<i>Оксана Співак</i> Комплексна безпека та нормативні вимоги при експлуатації джерел безперебійного живлення та акумуляторних установок .....	8
<i>Ігор Ткаченко, Анатолій Орлович</i> Енергоефективна система електропостачання критичних електроприймачів підприємства з використанням джерел безперебійного живлення та відновлювальних джерел енергії .....	11
<i>Владислав Котяш, Андрій Котиш</i> Приладний контроль режимів несиметрії сільських електричних мереж напругою 400/230 В .....	14
<i>Сергій Кривенко, Наталія Гарасьова</i> Імітаційне моделювання електроприводу вентиляційних систем переробного виробництва .....	17
<i>Світлана Дубенко, Наталія Гарасьова, Тетяна Тисленко</i> Оцінка енергетичної ефективності впровадження частотно-регульованого електроприводу в системах вентиляції олійноекстракційних підприємств .....	19
<i>Олексій Поліщук, Ігор Переверзєв, Тетяна Величко</i> Дослідження несиметричних режимів роботи електричних мереж та розробка заходів по зниженню впливу несиметрії на параметри режиму .....	21
<i>Іван Білоконь, Ігор Переверзєв, Тетяна Величко</i> Дослідження впливу грозових розрядів на надійність електропостачання споживачів .....	22
<i>Ірина Пташник, Василь Зінзура</i> Аналіз впливу нелінійних навантажень на енергетичну ефективність та надійність промислових систем електропостачання .....	23
<i>Михайло Іванов, Василь Зінзура</i> Аналіз методів керування та енергетичної ефективності частотно-регульованих електроприводів у системах вентиляції та промислової автоматизації .....	25
<i>Владислав Гейко, Василь Зінзура</i> Аналіз ефективності методів та засобів регулювання напруги в розподільних мережах 0,4 кВ в сучасних умовах .....	27
<i>Максим Овеченко, Сергій Осадчий</i> Аналіз сучасних методів та засобів регулювання напруги в розподільчих електричних мережах .....	29
<i>Ярослав Садовський, Петро Плешков, Світлана Дубенко</i> Ключові шляхи підвищення продуктивності когенераційних установок у системах енергопостачання переробних підприємств .....	31

<i>Юлія Пономаренко, Петро Плешков, Олександр Сіріков, Світлана Дубенко</i> Підвищення енергетичної ефективності дугових печей шляхом оптимізації режимів електропостачання та плавки.....	33
<i>Кирило Гордовой, Петро Плешков, Наталя Гарасьова, Світлана Дубенко</i> Аналіз ефективності енергозберігаючих заходів у системах водопостачання на основі моделі насосної станції.....	35
<i>Богдан Дануца, Петро Плешков, Світлана Дубенко</i> Вдосконалення комбінованих систем електропостачання з інтеграцією відновлювальних джерел.....	37
<i>Дмитро Голубовський, Петро Плешков, Світлана Дубенко</i> Моніторинг та управління автоматизованими системами обліку електроенергії для підвищення енергозбереження побутових споживачів.....	39
<i>Володимир Бондаренко, Лариса Віхрова, Світлана Дубенко</i> Підходи до оптимізації добових графіків електричного навантаження побутових споживачів.....	41
<i>Данило Орилетт, Петро Плешков, Світлана Дубенко</i> Підходи до проектування систем електропостачання промислових зон з інтеграцією інноваційних рішень у високовольтних мережах.....	43
<i>Karina Tymofieieva, Kateryna Petrova</i> Forecasting Electricity Consumption of Industrial Facilities Considering External Influence Factors.....	45
<i>Maksym Sulym, Kateryna Petrova</i> Evaluating Industrial Enterprise Energy Efficiency via Key Consumption Indicators: A Case Study of a Plastic Food Packaging Manufacturer.....	47
<i>Andrii Morhunov, Kateryna Petrova</i> Techno-Economic Justification for Implementing a Hybrid Photovoltaic System for an Industrial Facility.....	49
<i>Anastasiia Miroshnichenko, Kateryna Petrova</i> Integrated Energy Efficiency Assessment of Regional Energy Complexes in Ukraine: A Case Study of the Kirovohrad Region.....	51
<i>Дмитро Ковальов, Руслан Телюта, Анна Телюта</i> Оцінка ефективності використання індукційного електричного опалення в житлових приміщеннях.....	53
<i>Владислав Циганенко, Руслан Телюта, Анна Телюта</i> Прогнозування та аналіз електроспоживання на підприємстві електротехнічного виробництва.....	55
<i>Віктор Онуфрієнко</i> Оптимізація втрат енергії розподільній мережі 6-20 кВ у режимі максимальних навантажень.....	57

<i>Віктор Онуфрієнко, Сергій Мельников, Олександр Козловський</i> Визначення оптимальної конфігурації системи СНЕ машинобудівного підприємства .....	59
<i>Костянтин Антонов</i> Оптимізація вибору потужності локального джерела електроенергії промислового підприємства.....	61
<i>Василь Поляков, Валентин Солдатенко</i> Порівняльний аналіз методів детекції провалів напруги в сучасних розподільних мережах .....	63
<i>Олег Щербюк, Валентин Солдатенко</i> Принципи проєктування та керування гібридними мікромережами: аналіз нормативної бази та функціональної архітектури.....	65
<i>Михайло Ратьков, Валентин Солдатенко</i> Комплексний аналіз методів керування зарядною інфраструктурою та оцінка їх впливу на режими роботи розподільчих мереж.....	67
<i>Tetiana Tyslenko, Viktoriia Koltunova, Ivan Savelenko</i> Implementation of microgrid technologies to improve the reliability of railway infrastructure power supply .....	69
<i>Oleksandr Pustovyi, Ivan Savelenko</i> Integrated pv and thermal storage for school energy autonomy.....	71
<i>Олександр Гордієнко, Руслан Телюта, Олександр Сіріков</i> Компенсація реактивної потужності в системах електропостачання: теоретичні засади та підходи до оптимізації.....	72
<i>Максим Ткаченко, Олександр Сіріков</i> Техніко-економічна постановка задачі оптимізації рівня компенсації реактивної потужності в мережі споживача .....	74
<i>Олександр Кукуленко, Олександр Сіріков</i> Енергетичні характеристики промислових підприємств як основа нормування споживання електроенергії.....	76
<i>Михайло Москаленко, Анастасія Ткаченко, Олександр Сіріков</i> Енергоефективні будинки з близьким до нульового споживанням енергії: фізичні основи зниження енергопотреб та комплексне енергозабезпечення.....	77

*Данило Пономаренко, здобувач групи ЕНМ-24М,  
Сергій Осадчий, доктор техн. наук, професор  
Центральноукраїнський національний технічний університет  
e-mail: srg2005@ukr.net*

## Синтез комбінованої системи резервного електроживлення лікарні

В умовах воєнного стану та систематичних ворожих ударів по енергетичній інфраструктурі здійснюються систематичні та позапланові відключення споживачів від електричних мереж. Медичні заклади належать до об'єктів підвищеної відповідальності, де навіть короточасне відключення електроенергії може призвести до загрози життю пацієнтів та втрати медичних даних та результатів досліджень. Відповідно до нормативно-правової документації для лікарні додаткові взаєморезервуючі джерела живлення (такі як сонячні електростанції СЕС та дизельні електростанції ДЕС) передбачаються лише для критично важливих струмоприймачів. Метою даного дослідження є проектування електропостачання лікарні в результаті інтеграції фотоелектричної системи та дизель-генератора.

Згідно з офіційними даними Держенергоефективності, в Україні функціонує понад 40 000 сонячних електростанцій, що свідчить про стрімке зростання популярності відновлюваної енергетики. Власники автономних та гібридних сонячних електростанцій стикаються з серйозною проблемою в холодний період року - спостерігається критичне зниження енергогенерації через короткий світловий день і несприятливі погодні умови.

Взимку енергоефективність панелей може падати до 10-15% . Така ситуація створює енергетичний дефіцит саме в період найбільшого споживання електроенергії. В умовах воєнного часу та регулярних ракетних атак на енергетичну інфраструктуру України проблема нестабільного електропостачання стає особливо актуальною.

В умовах коли недостача чи відсутність електроенергії є недопустимим. Рациональним технічним рішенням є синтез сонячної станції з дизель-генератором. СЕС працюють в одній системі з дизель-генератором, де сонячна енергія розглядається з пріоритетом в електромережі, а дизель генератор компенсує зазор між поточним навантаженням та генерацією.

Ефективне резервне енергозабезпечення часто передбачає комбінування різних технологій залежно від потреб споживача, бюджету та специфіки об'єкта, що потребує електропостачання.

Доягнення поставленої мети здійснюється шляхом послідовного виконання комплексу взаємопов'язаних наукових завдань.

1) Аналіз сучасних підходів до оптимізації комбінованих енергосистем.

Виконання ґрунтового аналізу сучасних підходів до підвищення ефективності роботи гібридних енергетичних систем передбачає дослідження різних методів оптимізації їх функціонування. Головний акцент робиться на раціональному використанні палива та зменшенні обсягів шкідливих викидів в атмосферу завдяки інтеграції відновлюваних джерел енергії. Додатково розглядаються сучасні технології енергоменеджменту, системи накопичення енергії та алгоритми інтелектуального керування, що дозволяють збалансувати навантаження, підвищити економічність роботи та подовжити ресурс дизельних установок.

2) Дослідження обчислення сонячної радіації у небагатоприятні сезони

3) Розроблення математичної моделі автономної фотоелектричної енергосистеми, призначеної для надійного забезпечення електропостачання у випадках нестабільної роботи централізованих мереж, передбачає створення алгоритмів функціонування під час як короточасних, так і тривалих збоїв подачі електроенергії.

4) Розрахунок PV-системи з дизель-генератором, для резервного енергозабезпечення при короткочасних відключеннях.

В результаті розв'язання зазначених завдань отримано ряд нових наукових результатів, до яких належать:

1) концепція гібридної системи енергопостачання для медичного закладу, що поєднує сонячну електростанцію та дизель-генераторні установки з урахуванням специфіки роботи критично важливих відділень;

2) алгоритм керування комбінованої системи. У томі числі перемикання між взаєморезервуючими джерелами живлення в залежності від поточного навантаження, метеорологічних параметрів і стану зовнішньої електромережі;

3) математична модель фотоелектричної енергосистеми з дизель-генератором, яка описує оптимальний розподіл потужностей між джерелами енергії та пріоритезацію живлення медичного обладнання;

4) рекомендації щодо оптимального співвідношення потужностей між альтернативними джерелами, системами акумуляування та традиційними генераторними установками для лікувальних закладів різних типів та спеціалізації. Системи керування забезпечують інтеграцію всіх елементів системи, оптимізуючи їхню взаємодію і покращуючи загальну ефективність;

5) проєктні рішення, які можуть бути використані при розробці індивідуальних систем резервного живлення для медичних закладів.

Використання цих результатів для синтезу з допомогою сучасних програмних застосунків дозволило розробити два варіантикомбінованої системи резервування: гібридну систему з сонячними панелями, акумуляторною батареєю та дизель-генератором, а також мережеву фотоелектричну станцію збільшеної потужності у поєднанні з дизельною установкою без накопичувачів енергії.

Проведено комплексний техніко-економічний обох варіантів. Отримані результати підтверджують, що запропоновані рішення забезпечують покращення автономності, оптимізацію витрат на електроенергію та підвищення стійкості критичної інфраструктури в умовах зростання енергетичних ризиків.

#### Список літератури

1. Шкрабець, Ф. П. Основи електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. - Кіровоград : РВЛ КНТУ, 2010. - 408 с.
2. Електротехнічні системи електроспоживання : [навч. посіб.] / П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова [та ін.] ; за заг. ред. П. Г. Плешкова. - Кропивницький : ЦНТУ, 2021. - 208 с.
3. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. - Київ : 2017. - 617 с.
4. Перехідні процеси в системах електропостачання / Г. Г. Півняк, В. Н. Винославський, А. Я. Рибалко, Л. І. Несен та ін. - Дніпропетровськ : Вид-во НГА України, 2000. - 378 с.
5. ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» / Мінрегіонбуд України. - Київ: 2010. - 171 с.
6. ДБН В.2.2-10:2022 «Заклади охорони здоров'я. Основні положення» / Міністерство розвитку громад та територій України. - Київ: 2022. - 73 с.
7. Балансована надійність електричної мережі з фотоелектричними станціями: монографія / П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, С.В. Кравчук, та ін. - Вінниця: ВНТУ, 2018. - 136 с.

*Оксана Співак, ас. кафедри ЕТС та ЕМ  
Центральноукраїнський національний технічний університет  
e-mail: cntu.ets260@gmail.com*

## Комплексна безпека та нормативні вимоги при експлуатації джерел безперебійного живлення та акумуляторних установок

Експлуатація джерел безперебійного живлення (ДБЖ) в Україні регулюється як загальними стандартами електробезпеки, так і специфічними нормами для систем безперебійного живлення (ДСТУ EN IEC 62040-1:2020). Основні положення щодо електробезпеки для всіх типів електротехнічних пристроїв визначаються стандартом ДСТУ 7237:2011 «Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Загальні вимоги та класифікація видів захисту», який служить відправною точкою для забезпечення безпечного використання електроприладів [1].

ДСТУ EN 61140:2015 «Захист проти ураження електричним струмом. Загальні аспекти для установок та обладнання» (ідентичний IEC 61140:2001) уточнює принципи та методи захисту від електричного струму, що є базою для безпечної експлуатації ДБЖ та іншого електротехнічного обладнання [2].

Для електроустановок у будівлях застосовується ДСТУ Б В.2.5-82:2016 «Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом», який встановлює правила електробезпеки при проектуванні та монтажі електричних систем у житлових, адміністративних, громадських та промислових приміщеннях. Цей документ визначає ключові терміни, такі як «низька напруга» (до 1000 В змінного струму або 1500 В постійного), «висока напруга» та «надзвичайна напруга», що важливо для правильної інтеграції ДБЖ у загальну електромережу об'єкта [3].

Найбільш актуальним стандартом, що встановлює безпосередні вимоги безпеки для ДБЖ, є ДСТУ EN IEC 62040-1:2020 «Системи безперебійного живлення. Частина 1. Цей документ набрав чинності 01.06.2021 року за наказом ДП «УкрНДНЦ» від 25.11.2020 № 408 та включає внесені поправки і зміни (зокрема Поправка № 1:2022 і Зміна № 11:2022). Він замінив попередні редакції, такі як ДСТУ IEC 62040-1:2010 та ДСТУ EN 62040-1-1:2010, що підкреслює його сучасну актуальність і відповідність європейським нормам [4].

Застосування як загальних стандартів електробезпеки (наприклад, ДСТУ EN 61140), так і спеціалізованих норм безпеки ДБЖ (ДСТУ EN IEC 62040-1) демонструє багаторівневий регуляторний підхід. Загальні стандарти формують базовий рівень безпеки для всіх типів електротехнічного обладнання, охоплюючи широкий спектр ризиків, зокрема ураження струмом. Специфічні норми додають вимоги з урахуванням особливостей конструкції, функцій та потенційних режимів відмови конкретного пристрою, такого як ДБЖ. Така послідовність забезпечує комплексний захист, одночасно дотримуючись фундаментальних принципів електробезпеки і враховуючи специфічні ризики, пов'язані з експлуатацією ДБЖ, наприклад поводження з акумуляторними батареями та перетворення енергії.

Крім цього, ДБЖ повинні відповідати загальним нормам ЕМС, зокрема ДСТУ EN 61000-3-2 (обмеження гармонік струму) та ДСТУ EN 61000-3-3 (обмеження коливань і змін напруги), що входять до серії стандартів з електромагнітної сумісності [5,6].

Інструкції з експлуатації ДБЖ містять важливі вказівки щодо безпечного монтажу та користування. Забороняється встановлювати пристрої під прямим сонячним промінням, у присутності хімічно активних речовин, при підвищеній вологості або поблизу джерел тепла.

Необхідно забезпечити ефективну вентиляцію, не закривати вентиляційні отвори та не накривати корпус ДБЖ, щоб уникнути перегріву.

При заміні акумуляторів ДБЖ має бути відключене від електромережі. Важливо використовувати справні інструменти з цілою ізоляцією та уникати контакту металевих предметів із батареєю. Для дотримання вимог ЕМС довжина вихідних кабелів не повинна перевищувати 10 метрів, а сам ДБЖ обов'язково підключається до контуру захисного заземлення приміщення для запобігання ураженню електричним струмом.

Невірний монтаж або обслуговування можуть звести нанівець захисні функції пристрою. Вказівки щодо місця встановлення, поводження з акумуляторами та заземлення підтверджують, що навіть сертифікований ДБЖ може стати небезпечним при порушенні правил користування, що підкреслює спільну відповідальність виробника та користувача. Герметизовані акумулятори можуть експлуатуватися як у вертикальному, так і в горизонтальному положеннях, що дозволяє раціональніше використовувати площу для розміщення електроустаткування. Для герметизованих акумуляторних установок передбачено кілька режимів заряду: підтримка стабілізованої підзарядної напруги, прискорений заряд при підвищеній напрузі та дозаряд під час зберігання.

Під час введення установки в експлуатацію заряд виконують при постійній підзарядній напрузі  $U_{пз}$  за графіком  $U1$  (рис. 1), при цьому первісний зарядний струм обмежують на рівні  $0,3 C_{10}$ , якщо виробником не зазначено інше значення.

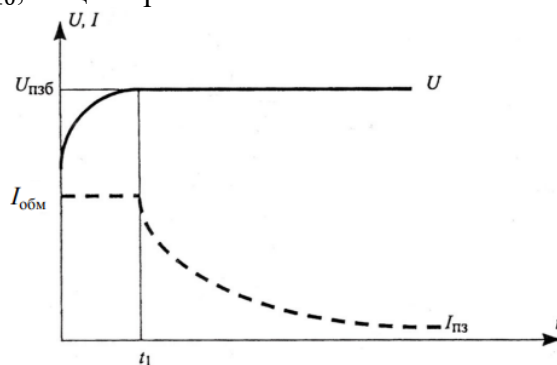


Рисунок 1 – Крива зарядження герметизованих акумуляторів.

Перед початком заряду установка повинна витримуватися щонайменше 6 годин для вирівнювання температури елементів з температурою навколишнього середовища (приміщення або шафи). Якщо температура повітря знаходиться в межах  $18-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ , вихідна напруга зарядних пристроїв встановлюється на номінальному значенні підзарядної напруги  $U_{пзб} = U_{пз} \cdot n$ , де  $U_{пз}$  – напруга підзаряду, вказана виробником для конкретного типу акумуляторів. У разі відхилення температури від цього діапазону потрібна корекція підзарядної напруги відповідно до рекомендацій виробника. Точність підтримки підзарядної напруги під час заряду та підзаряду повинна складати не більше  $\pm 1\%$ .

Закінчення заряду в режимі стабілізації визначається зниженням зарядного струму до значення менше 1 мА на ампер-годину номінальної ємності елементів і його стабілізацією протягом останніх трьох годин процесу.

Для швидкого приведення акумуляторної установки у заряджений стан допустимо застосовувати зарядні пристрої з характеристикою IU (рис. 2). Заряд у цьому режимі здійснюють у два етапи: первинний заряд струмом ( $0,1-0,3 C_{10}$ ) до досягнення напруги на батареї  $2,35 \text{ в} \cdot \text{В}$ ; дозаряд підтримкою напруги  $U_{пзб}$  зарядних пристроїв.

Інші параметри заряду аналогічні режиму стабілізації підзарядної напруги. Значення постійного струму тривалого підзаряду суттєво залежить від температури навколишнього середовища та повинно бути вказане виробником для конкретного типу акумуляторів.

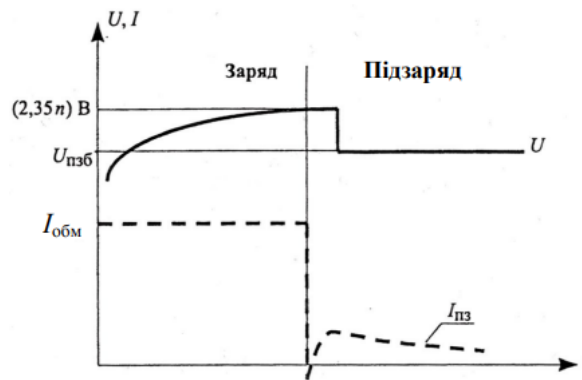


Рисунок 2 – Крива прискореного заряду.

Ємність установки  $C_a$ , визначена за результатами першого контрольного розряду, повинна становити не менше 95% від номінального значення, вказаного виробником для даного режиму, а середня напруга елементів у кінці розряду має відповідати мінімальним параметрам, зазначеним виробником. Після завершення контрольного розряду установку негайно заряджають одним із зазначених режимів. При появі ознак завершення заряду вимірюють напругу елементів або моноблоків.

Перед введенням у експлуатацію акумуляторну установку короткочасно (10–15 хв.) піддають розряду струмом, максимального наближеним до очікуваного навантаження, при цьому перевіряють надійність усіх з'єднань за допустимим падінням напруги та рівнем нагрівання.

При підборі типу акумуляторів необхідно враховувати умови їхньої експлуатації. Вибір режимів заряду визначається такими факторами: якістю зовнішнього електропостачання об'єкта, величиною необхідного акумуляторного резерву та функціональними можливостями застосованого випростувального устаткування.

Також слід звертати увагу впливу температури: температурний режим є критичним для довговічності герметизованих акумуляторів. Підвищення температури на  $10^{\circ}\text{C}$  скорочує термін їхньої служби приблизно вдвічі.

Отже, можна зробити висновки: безпека обладнання залежить не лише від заводської конструкції, але й від суворого дотримання правил монтажу та експлуатації користувачем. Необхідний постійний кліматичний контроль: забезпечення ефективної вентиляції та стабільного температурного режиму (опорна температура  $20\text{--}25^{\circ}\text{C}$ ) є головною умовою збереження ресурсу АКБ. Необхідне документування: ведення акумуляторного журналу та фіксація результатів періодичних перевірок дозволяє прогнозувати терміни заміни компонентів і уникати аварійних відключень.

## Список літератури

1. ДСТУ 7237:2011. Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Загальні вимоги та номенклатура видів захисту. [Чинний від 2012-01-01]. Вид. офіц. Київ : Держспоживстандарт України, 2011. 20 с.
2. ДСТУ EN 61140:2015. Захист проти ураження електричним струмом. Загальні аспекти щодо установок та обладнання (IEC 61140:2001, IDT). [Чинний від 2016-01-01]. Вид. офіц. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015. 39 с.
3. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. [Чинний від 2017-01-01]. Вид. офіц. Київ : Мінрегіон України, 2016. 61 с.
4. ДСТУ EN IEC 62040-1:2020. Системи безперебійного живлення. Частина 1. Вимоги щодо безпеки (EN IEC 62040-1:2019, IDT; IEC 62040-1:2017, IDT). На заміну ДСТУ IEC 62040-1:2010, ДСТУ EN 62040-1-1:2010; [Чинний від 2021-06-01]. Вид. офіц. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2020. 104 с.
5. ДСТУ EN 61000-3-2:2016. Електромагнітна сумісність. Частина 3-2. Обмеження. Обмеження емісії струмів вищих гармонік (для сили вхідного струму обладнання не більше 16 А на фазу) (IEC 61000-3-2:2014, IDT). [Чинний від 2017-01-01]. Вид. офіц. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 45 с.
6. ДСТУ EN 61000-3-3:2017. Електромагнітна сумісність. Частина 3-3. Обмеження. Обмеження змін напруги, флікера в низьковольтних електромережах (IEC 61000-3-3:2013, IDT). [Чинний від 2018-01-01]. Вид. офіц. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2017. 34 с.

**Ігор Ткаченко**, здобувач групи ЕЕ-24М,  
**Анатолій Орлович**, канд. техн. наук, професор  
Центральноукраїнський національний технічний університет  
e-mail: cntu.ets260@gmail.com

## Енергоефективна система електропостачання критичних електроприймачів підприємства з використанням джерел безперебійного живлення та відновлювальних джерел енергії

Сучасний стан енергетичної системи України характеризується високим рівнем нестабільності, що зумовлено наслідками повномасштабної військової агресії та цілеспрямованими атаками на об'єкти критичної інфраструктури. Ураження електростанцій, підстанцій, магістральних ліній електропередач і розподільчих мереж призвели до суттєвого порушення балансу виробництва й споживання електричної енергії. Унаслідок цього в країні фактично відсутній режим прогнозованого та безперебійного електропостачання, а зовнішні ризики енергозабезпечення набули системного характеру. Для промислових підприємств, об'єктів цивільного призначення та технологічно чутливих виробництв це створює критично важливу потребу у впровадженні локальних систем енергозабезпечення, здатних забезпечувати безперервне живлення навіть у разі повного знеструмлення зовнішніх мереж.

Особливої уваги потребують критичні електроприймачі – обладнання, безперебійна робота якого визначає безпечне функціонування об'єкта, технологічний цикл виробництва або збереження даних. До цієї категорії належать серверні комплекси, системи зв'язку, автоматизовані лінії виробництва, контрольно-вимірювальні системи, вентиляційні та охоронні комплекси, медичне обладнання та інші технологічно значущі навантаження. Раптове знеструмлення таких електроприймачів може призвести не лише до матеріальних збитків, але й до зупинки виробництва, втрати продукції, корупції даних або навіть загроз техногенного характеру [1].

Поєднання ДБЖ із сонячними електростанціями та акумуляторними системами створює нову архітектуру живлення: у штатних умовах критичні електроприймачі отримують енергію від мережі чи від ВДЕ, надлишок енергії накопичується в батареях, а в разі відключення мережі ДБЖ забезпечує безперервне живлення без втрати якості електроенергії. Це дозволяє не лише гарантувати безпеку роботи обладнання, але й знизити пікові навантаження, оптимізувати витрати на електроенергію та суттєво підвищити загальну енергоефективність підприємства.

Крім того, впровадження систем на базі відновлювальних джерел енергії відповідає стратегічним національним цілям декарбонізації, розвитку розподіленої генерації та підвищення енергетичної стійкості України. Децентралізоване виробництво енергії зменшує залежність від вразливої магістральної інфраструктури та забезпечує підприємствам можливість самостійно формувати надійні сценарії електроживлення. У поєднанні з сучасними системами керування та моніторингу енергоспоживання, такі рішення дозволяють досягти високого коефіцієнта корисного використання енергії, знизити втрати, а також раціонально управляти режимами роботи обладнання [2].

Актуальність дослідження зумовлена необхідністю розробки комплексного підходу до побудови енергоефективної системи електроспоживання критичних електроприймачів, яка забезпечує:

- безперервність живлення за умов частих і тривалих аварій;
- оптимізацію використання ДБЖ та акумуляторних батарей;

- інтеграцію сонячної генерації у структуру живлення критичних навантажень;
- можливість роботи у різних режимах – резервному, автономному чи гібридному;
- мінімізацію втрат електроенергії та експлуатаційних витрат;
- підвищення загальної енергетичної стійкості підприємства.

У цьому контексті важливим є не лише технічний аналіз параметрів обладнання, але й розробка методів моделювання, оцінки ефективності, вибору оптимальної конфігурації елементів системи та визначення їх впливу на надійність і стійкість електроспоживання.

**Метою** кваліфікаційної магістерської роботи є розробка енергоефективної системи електроспоживання критичних електроприймачів із використанням джерел безперебійного живлення та відновлювальних джерел енергії, яка забезпечує безперервність живлення, підвищену надійність, оптимальне використання енергоресурсів та стійку роботу підприємства в умовах нестабільного електропостачання.

В роботі наведені ДБЖ різних типів, де зазначено різні ступені захисту для критичних електроспоживачів на прикладі комп'ютерної техніки, табл 1[2].

Таблиця 1 – Порівняльна таблиця захистів ДБЖ за типами

<i>Можливі проблеми в мережі</i>	<b>Типи ДБЖ</b>		
	<i>Off-line</i>	<i>Line-interactive</i>	<i>on-line</i>
Зникла напруга мережі	Перебій в електропостачанні 5-10 мс	Перебій в електропостачанні 2-10 мс	Перебою немає
Сплески напруги	Не захищає	Частково захищає	Повністю захищає
Тривале підвищення (так же й тривале зниження) напруги	Не захищає	Повністю захищає	Повністю захищає
Нестабільна частота	Не захищає	Не захищає	Повністю захищає
Імпульсні перешкоди	Не захищає	Не захищає	Повністю захищає

Забезпечення безперервного живлення критично важливих електроприймачів є ключовою вимогою сучасних енергетичних систем, зокрема у промислових, адміністративних, медичних та ІТ-об'єктах. Традиційно резервування виконується за допомогою ДБЖ та акумуляторних батарей, однак зростання цін на електроенергію та актуальність декарбонізації стимулюють інтеграцію відновлювальних джерел енергії (ВДЕ). Одним із найбільш ефективних та поширених варіантів є застосування фотоелектричних модулів у поєднанні з інверторними системами та акумуляторними батареями (рис. 1).

Основні елементи такої станції зазначимо нижче. Фотоелектричні модулі перетворюють енергію сонячного випромінювання у постійний струм. Для забезпечення стабільного живлення споживачів і заряду АКБ вихід сонячних панелей підключається до інверторно-зарядного комплексу через контролер заряду. Отже: сонячні панелі (PV-модулі) – формують постійний струм залежно від інсоляції; МРРТ-контролер – оптимізує робочу точку панелей для максимальної генерації та керує зарядом акумуляторів; гібридний (або on-line інвертор) – забезпечує перетворення постійної напруги АКБ у стабільну змінну напругу для навантаження; акумуляторні батареї – гарантують резервування у разі зниження генерації або зникнення вхідної мережевої напруги; мережа (та/або генератора) – слугує джерелом живлення і у періоди недостатнього отримання сонячної енергії.

У нормальному режимі система працює наступним чином: при наявності сонячного випромінювання PV-модулі забезпечують живлення інвертора та одночасно заряджають АКБ через контролер. Навантаження живиться від інвертора, який формує напругу номінальної частоти та амплітуди. При недостатній потужності сонячних панелей – інвертор використовує комбіноване живлення (частина енергії надходить від панелей, решта – від акумуляторів або від зовнішньої мережі (в залежності від режиму роботи та пріоритетів));

при повній відсутності сонячного випромінювання – живлення критичних електроприймачів переходить на акумулятори. При зниженні заряду до встановленого порогу система автоматично перемикається на зовнішню мережу або резервний генератор. І при зникненні напруги у мережі – гібридний (або on-line інвертор) миттєво переходить на живлення від АКБ, забезпечуючи нульовий час перемикання, що особливо важливо для ІТ-обладнання, засобів автоматики та зв'язку.

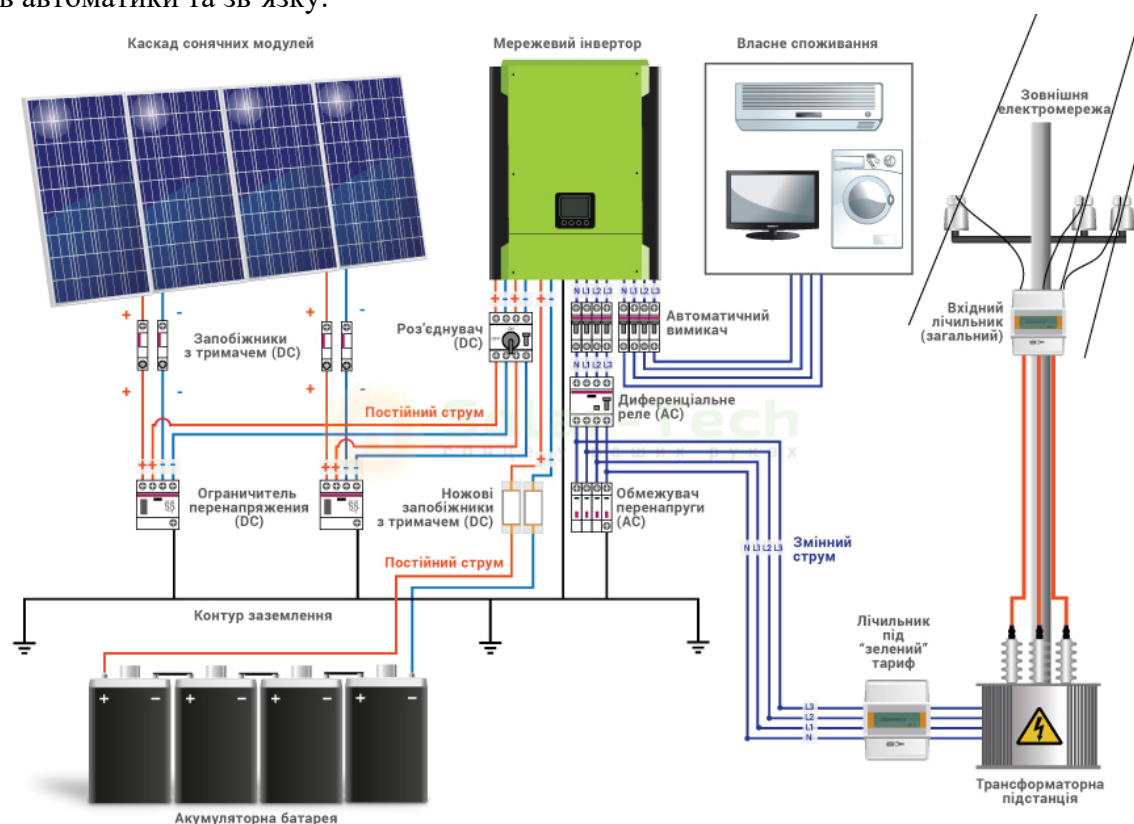


Рисунок 1 – Схема живлення підприємства на основі гібридної сонячної станції [3]

У роботі проаналізовано сучасний стан об'єднаної енергетичної системи України, яка характеризується підвищеною нестабільністю через пошкодження інфраструктури та нерівномірність генеруючих потужностей. Показано, що для підприємств малого бізнесу забезпечення надійного живлення критичних електроприймачів є ключовою умовою безперервності роботи. Проведено аналіз сучасних методів резервування, типів систем ДБЖ та технічних рішень автономного електроживлення, включаючи генератори, сонячні станції та системи накопичення енергії. Встановлено, що найбільш ефективним напрямом є впровадження комбінованих систем, у яких ДБЖ інтегрується з ВДЕ та акумуляторними батареями.

На основі проведених досліджень доведено, що інтеграція джерел безперебійного живлення з фотоелектричними установками та системами накопичення енергії дозволяє суттєво підвищити рівень енергетичної автономності підприємства, зменшити вплив аварійних відключень та оптимізувати структуру електроспоживання.

### Список літератури

1. Романишен О. В. Підвищення надійності системи електропостачання / О. В. Романишен, Д. Р. Клименко, І. М. Сисак // Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 25-26 листопада 2020 року. – Т. : ТНТУ, 2020. – Том 2. – С. 128. – Електротехніка та енергозбереження).
2. Андреев А.І., Банзак О.В. Джерела безперебійного живлення телекомунікаційних і комп'ютерних систем: навч. посіб. / А.І. Андреев, О.В. Банзак – Одеса, 2010. – 196 с.
3. Альтернативні джерела енергії. <https://solar-tech.com.ua/>

**Владислав Котяш**, здобувач групи ЕЕ-24МЗ,  
**Андрій Котиш**, канд. техн. наук, доцент  
Центральноукраїнський національний технічний університет  
e-mail: akotysh@gmail.com

## Приладний контроль режимів несиметрії сільських електричних мереж напругою 400/230 В

Сільські електричні мережі 400/230 В функціонують, як правило, із глухим заземленням нейтралі та є чотирьохпровідними. До подібних мереж приєднуються як трифазні силові електроприймачі, так і комунально-побутові чи деякі інші, увімкнені на фазну й лінійну напругу однофазні споживачі електроенергії.

Як зазвичай, до природної нерівномірності фазних навантажень від різного часу режимів роботи окремих електроприймачів додається нерівномірність від хибного підключення навантажень до фаз, яка може сягати суттєвих розмірів [1].

Таким чином, несиметрія навантажень негативно впливає на роботу мереж сільськогосподарського призначення, що полягає, головним чином, у збільшенні струмів в окремих фазах елементів мережі через виникнення струмів зворотної та нульової послідовності. При цьому знижується граничний для вказаних елементів струм прямої послідовності, внаслідок чого зменшується пропускна спроможність мережі. Крім того, поява на затискачах електричних машин, напруги зворотної послідовності призводять до небезпечного нагрівання окремих частин машин та їх передчасного виходу з ладу, особливо асинхронних двигунів [2].

Взагалі сучасні прилади для визначення несиметрії напруги та струму відіграють важливу роль у забезпеченні надійної та ефективної роботи електричних мереж. Вони дають змогу своєчасно виявляти відхилення від симетричного режиму, що дозволяє запобігти перевантаженням, перегріву та пошкодженню електрообладнання. Завдяки цифровим технологіям ці прилади відзначаються високою точністю, автоматичним розрахунком коефіцієнтів несиметрії та можливістю безперервного моніторингу параметрів у реальному часі. Інтеграція з системами АСКОЕ та SCADA забезпечує централізований контроль і дистанційний доступ до даних. Крім того, такі пристрої мають функції архівації, аналізу трендів і відзначаються компактністю та простотою встановлення, що робить їх невід'ємним елементом сучасних систем контролю якості електроенергії.

Таким чином, аналізатор несиметрії дає змогу при аналізі режимів роботи електричної мережі з нерівномірним навантаженням фаз здобувати інформацію, яка є зручною для практичної оцінки несиметрії, у вигляді показника збільшення втрат потужності й енергії та дозволяє робити висновки стосовно економічної ефективності роботи того чи іншого варіанту електричної мережі.

На сьогоднішній день існують багато видів приладів – аналізаторів несиметрії, вони відрізняються як конструктивно так і функціонально. Можуть бути портативними, маючи маленькі розміри, так і достатньо об'ємні. Далі буде наведено для прикладу декілька типів приладів (їх зовнішній вигляд тощо).

Але всі вони мають певну структуру, яка їх об'єднує. На рисунку 1 показана структурна схема зазначених приладів. Більшість із них працює приблизно саме за таким принципом, хоча можуть бути певні відмінності, в залежності від конструкції і т.п.

Вхідні перетворювачі (ТН/ТС) – трансформують робочі напруги/струми до рівнів, прийнятних для вимірювальної апаратури; забезпечують ізоляцію.

Сигнальна підготовка – підсилення, масштабування, зміщення рівня, анти-аліасинг-фільтр перед АЦП. Забезпечує коректні спектральні властивості сигналу.

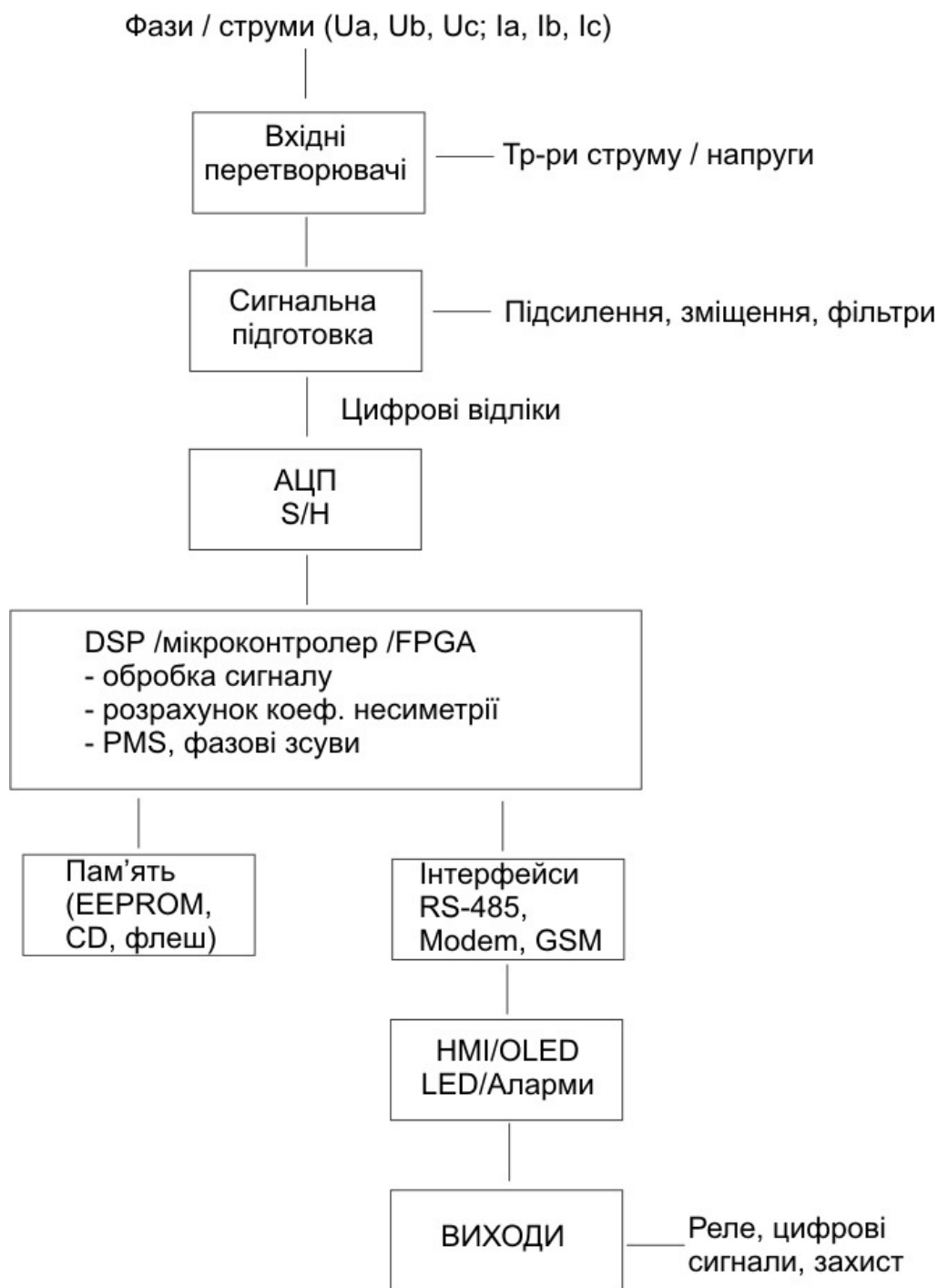


Рисунок 1 – Структурна схема аналізатора несиметрії

АЦП / S/H – мультिकанальний ADC (синхронний відбір для всіх фаз) з достатньою розрядністю (зазвичай 12–24 біт) та частотою дискретизації (див. примітку).

DSP / MCU / FPGA – серце приладу: виконує цифрову обробку, розрахунок симетричних компонент, RMS, детекцію несиметрії, гармонічний аналіз, зберігає та передає дані.

Пам'ять – архівація значень і подій, журнал вимірювань, тренди.

Інтерфейси зв'язку – для інтеграції в SCADA/АСКОЕ: RS-485/Modbus, Ethernet (TCP/IP), GSM/4G, MQTT, CAN тощо.

НМІ / індикація – дисплей для виведення значень, меню налаштувань, світлодіоди та звукові/реле-аларми.

Виходи керування/сигнали тривоги – реле або цифрові виходи для відключення/сигналізації або інтеграції з системами захисту.

Джерело живлення та гальванічна ізоляція – живлення приладу, резервні елементи, захист від перешкод.

### **Технічні рекомендації**

Синхронний мультисканал: дискретизація всіх фаз одночасно або ж синхронно від одного генератора такту, щоб уникнути похибок кута фази.

Частота дискретизації: мінімум ~16–32 вибірки/період для адекватного виміру гармонік і точного фази; для базового аналізу іноді достатньо 8–16 s/c.

Розрядність АЦП: 16 біт дає гарний баланс між точністю і шумом; для більш високої точності – 18–24 біт.

Гальванічна ізоляція між мережею і цифровою частиною – обов'язкова.

Часова синхронізація (RTC / GPS) – потрібна для кореляції подій і архівації з точними часовими мітками.

Захист від перешкод (EMC) – екрани, фільтри живлення, TVS-діоди на входах.

### **Вихідні дані приладу (які можна отримати)**

RMS фазних напруг і струмів;

коефіцієнти несиметрії ( $|V_2|/|V_1|$ ,  $|I_2|/|I_1|$ );

векторні зсуви фаз;

гістограми/тренди несиметрії;

реєстр подій/перевищень порогів;

гармонічний склад (до N-ї гармоніки);

сигнали тривожні/керуючі.

Основні алгоритми (формули) за якими працюють прилади, як правило засновані на базі симетричних компонентів (метод Fortescue):

$$\begin{aligned} U_0 &= \frac{1}{3}(U_a + U_b + U_c) \\ U_1 &= \frac{1}{3}(U_a + a \cdot U_b + a^2 \cdot U_c). \\ U_2 &= \frac{1}{3}(U_a + a^2 \cdot U_b + a \cdot U_c) \end{aligned} \quad (1)$$

де  $a = e^{j120^\circ}$ ;  $a^2 = e^{j240^\circ}$

### Список літератури

1. Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.
2. Бабюк С. М. Вплив відхилення напруги в мережі 0,4 кВ: причини, наслідки та шляхи вирішення проблеми / С. М. Бабюк, С. О. Задорожний, М. П. Красножон // Матеріали XII Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій», 6-7 грудня 2023 року. — Т. : ФОП Паляниця В. А., 2023. — С. 210–211.

**Сергій Кривенко**, здобувач гр. ЕЕ-24М,  
**Наталія Гарасьова**, канд. техн. наук, доцент  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
 e-mail: ngarasova@gmail.com

## Імітаційне моделювання електроприводу вентиляційних систем переробного виробництва

Вентиляційні системи переробних підприємств характеризуються значним енергоспоживанням, що становить до 40% загальних витрат електроенергії. Впровадження частотнорегульованого асинхронного електроприводу дозволяє знизити енергоспоживання на 25-40% порівняно з традиційними методами регулювання продуктивності [1]. Імітаційне моделювання є ефективним інструментом для дослідження динамічних процесів та оптимізації параметрів системи керування без ризику для реального обладнання [2].

Для проведення досліджень обрано програмне середовище MATLAB/Simulink. Основними перевагами імітаційного підходу є безпечність тестування екстремальних режимів, можливість швидкої зміни параметрів, оптимізація налаштувань регуляторів та економія часу і коштів. Основні компоненти моделі включають блоки асинхронного двигуна, механічної частини, вентиляційного навантаження, частотного перетворювача (ЧП) та системи керування (табл. 1) [3].

Таблиця 1 – Основні блоки моделі «Мережа-ПЧ-АД-вентилятор»

Назва блоку	Входи	Виходи	Реалізація
Блок ЧП	$U_{ref}, f_{ref}$	$u_{\alpha}, u_{\beta}$	ШИМ або ідеалізований перетворювач
Блок асинхронного двигуна	$u_{\alpha}, u_{\beta}$	$i_{\alpha}, i_{\beta}, \omega_m, M_c$	диференціальні рівняння в $\alpha, \beta$ координатах
Блок механічної частини	$M_c, M_c$	$\omega_m, \theta_m$	інтегратор з обмеженнями
Блок навантаження (вентилятор)	$\omega_m$	$M_c, Q, \Delta p$	нелінійна функція
Блок системи керування	$\omega^*, Q^*$	керуючі сигнали	ПІ-регулятори

Структуру імітаційної моделі для скалярного керування тиском з використанням частотно-регульованого електроприводу представлено на рис. 1. Перетворювач частоти та асинхронного двигуна реалізовано у формі єдиного блоку АЧП.

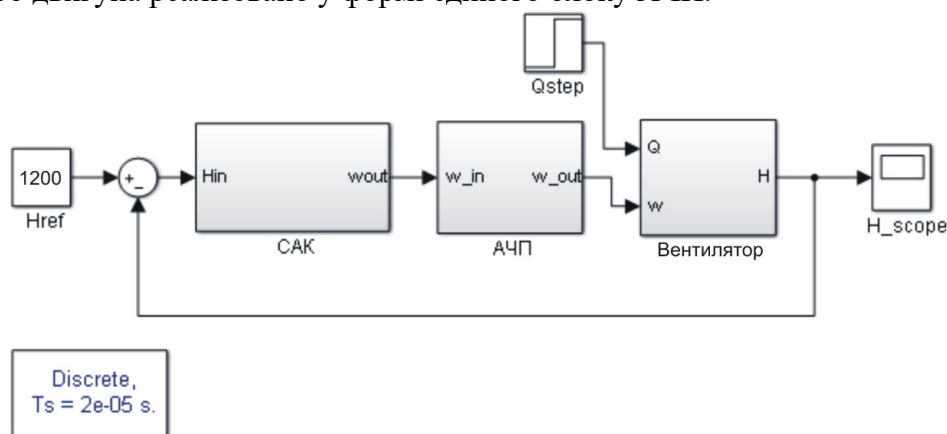


Рисунок 1 – Структура імітаційної моделі системи керування тиском на основі частотно-регульованого електроприводу

Для реалізації моделі використано блок «Six-Step VSI Induction Motor Drive» бібліотеки Sim Power Systems [4]. Параметри асинхронного двигуна AIP180M2 ( $P_{\text{ном}} = 30$  кВт) визначено за допомогою функції Matlab «power\_Asynchronous Machine Params» на основі паспортних даних двигуна.

Для підтримання постійного тиску синтезовано ПІ-регулятор. Частотно-регульований електропривод представлено у вигляді аперіодичної ланки:

$$W(s) = k_m / (T_1 \cdot s + 1),$$

де  $k_m = 1$ ,  $T_1 = 0,093$  с.

Застосовано інструмент PID Tuner для визначення оптимальних коефіцієнтів  $K_p$  та  $K_i$ .

Досліджено перехідні процеси при пуску на холостому ході ( $M_c=0$ ), набросі номінального навантаження ( $M_c = M_n$ ) та зміні витрати від  $Q_{\text{max}}$  до  $Q_{\text{min}}$  (рис.2). При зміні продуктивності у момент  $t_1 = 8$  с відбувається зниження тиску з подальшою стабілізацією при  $t_2 = 12$  с, що підтверджує ефективність системи керування. Часові залежності кутової швидкості та електромагнітного моменту демонструють стійкість системи при змінному навантаженні.

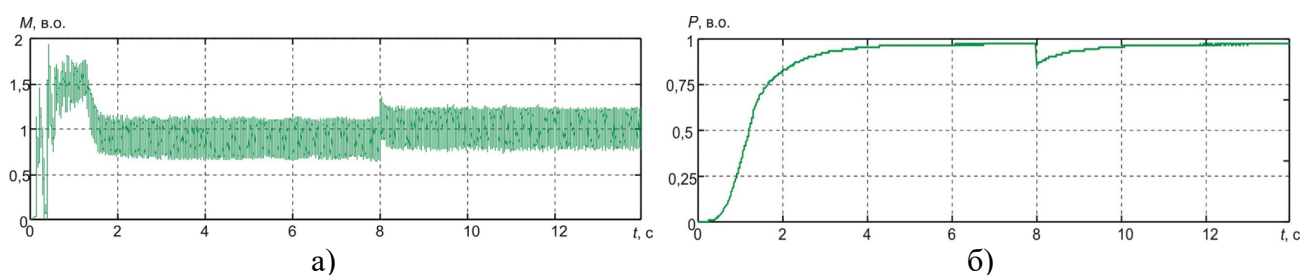


Рисунок 2 – Динаміка зміни: а- електромагнітного моменту в системі за умови  $M_c=0$  та набросі навантаження  $M_c=M_n$ ; б - тиску вентиляційної установки

Розроблена імітаційна модель адекватно відтворює динамічні процеси в електроприводі вентиляційної установки. Синтезована система автоматичного керування забезпечує стабілізацію тиску при змінному навантаженні без перерегулювання. Результати підтверджують ефективність частотного регулювання для вентиляційних систем. Модель може використовуватися для оптимізації параметрів систем керування вентиляційними установками переробних підприємств.

## Список літератури

1. Худяев О. А., Обруч І. В., Асмолова Л. В. Частотне керування асинхронним електроприводом : навч. посіб. — Харків : Право, 2023. — 250 с.
2. Голодний І.М., Червінський Л.С., Жильцов А.В., Санченко О.В. Романенко О.І. Моделювання регульованого електропривода: Підручник. – К.: Аграр Медіа Груп, 2019. – 266 с.
3. Толочко О. І. Моделювання електромеханічних систем. Математичне моделювання систем асинхронного електропривода : навч. посіб. — Київ : НТУУ «КПІ», 2016.
4. Ілля Волвач, Максим Демченко, Наталія Гарасьова Математична модель відцентрового вентилятора при роботі з частотнорегульованим електроприводом/ Електротехнічні системи електроспоживання та енергетичний менеджмент : зб. тез доп. наукової конф. здобувачів вищої освіти II рівня (магістрів) за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», (м. Кропивницький, 4 груд. 2023 р.) / [редкол. : П. Плешков, В. Клименко, Л. Віхрова, О. Сіріков] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2023. – С.31-33. <https://dspace.kntu.kr.ua/handle/123456789/13911>

Світлана Дубенко<sup>1</sup>, провідний фахівець,  
 Наталія Гарасьова<sup>1</sup>, канд. техн. наук, доцент  
 Тетяна Тисленко<sup>2</sup>, викладач,

<sup>1</sup>Центральноукраїнський національний технічний університет

<sup>2</sup>Кропивницький аграрний фаховий коледж,  
 e-mail: ngarasova@gmail.com

## Оцінка енергетичної ефективності впровадження частотно-регульованого електроприводу в системах вентиляції олійноекстракційних підприємств

В умовах зростання вартості енергоресурсів підвищення енергетичної ефективності промислових підприємств є критично важливим завданням. Олійноекстракційне виробництво (ОЕВ) характеризується значним споживанням електроенергії системами вентиляції, які забезпечують технологічні процеси аспірації, сушіння, видалення вибухонебезпечних парів та підтримання мікроклімату. Традиційне регулювання продуктивності вентиляторів за допомогою дросельних заслінок призводить до значних втрат енергії, тому актуальним є дослідження доцільності впровадження частотно-регульованого електроприводу (ЧРЕП) [1].

Проведений аналіз вентиляційних систем ОЕВ показав, що доцільність впровадження частотного регулювання суттєво різниться залежно від призначення системи [2,3].

Наприклад, аспіраційна вентиляція призначена для видалення пилу та має змінний характер навантаження, залежний від подачі сировини. Впровадження перетворювача частоти (ПЧ) дозволяє адаптивно змінювати швидкість двигуна, знижуючи споживання енергії на 30–40%. Це найбільш перспективний об'єкт для модернізації.

Сушильна та вакуумна вентиляція мають обмежений потенціал економії (10–20%), оскільки зниження швидкості вентилятора може порушити тепловий баланс або стабільність вакууму, що є критичним для технології.

Вибухо захищена вентиляція працює в постійному режимі для уникнення концентрації небезпечних газів (гексану) [4]. Зміна продуктивності нижче нормативного мінімуму не допускається, тому застосування ПЧ для енергозбереження є недоцільним.

Окремої уваги заслуговують системи загальнообмінної вентиляції, завданням яких є підтримання нормованих параметрів мікроклімату та компенсація об'ємів повітря, видаленого аспіраційними установками. Враховуючи змінний характер навантаження, що залежить від пори року та завантаження цеху, впровадження частотного регулювання дозволяє адаптувати продуктивність вентиляторів до фактичних потреб. Інтеграція перетворювачів частоти з датчиками температури, тиску та рівня CO<sub>2</sub> забезпечує ефективне та безпечне керування повітрообміном. Узагальнені результати аналізу доцільності наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Оцінка доцільності застосування частотного регулювання в системах вентиляції ОЕВ

Тип системи	Режим роботи	Змінність навантаження	Доцільність ПЧ	Очікувана економія
Аспіраційна	Змінний	Висока	Висока	30–40 %
Загальнообмінна	Сезонний	Висока	Висока	25–35 %
Сушильна	Змінний	Середня	Помірна	10–20 %
Вибухо захищена	Постійний	Мінімальна	Обмежена	≤5 %
Вакуумна	Стабільний	Невелика	Помірна	10–15 %

Результати порівняльного аналізу вентиляційних систем ОЕВ (табл. 1) свідчать, що пріоритетними об'єктами для модернізації є аспіраційні та загальнообмінні установки. Саме в цих системах висока динаміка навантаження створює найбільший потенціал для енергозбереження (до 40%). Однак, для вибухозахищених, сушильних та вакуумних систем застосування частотного приводу є менш доцільним через жорсткі вимоги до стабільності технологічних параметрів та безпеки, які переважають над фактором економії енергії.

Для оцінки економічної ефективності обрано аспіраційну систему з вентилятором продуктивністю  $Q_{\text{ном}}=14000$  м<sup>3</sup>/год та електродвигуном потужністю  $P_{\text{ном}} = 30$  кВт.

Річний графік роботи системи поділено на два періоди:

- період заготівлі (серпень-листопад), тривалість 2880 год, високе завантаження:

$$Q = 0,95 \cdot Q_{\text{ном}};$$

- міжсезонний період (грудень-липень), тривалість 5880 год, знижене завантаження:

$$Q = 0,7 \cdot Q_{\text{ном}}.$$

Порівняння споживання електроенергії здійснювалось для двох варіантів регулювання: шибєрного (дрєселювання) та частотного (табл. 2).

Таблиця 2 – Порівняння річних витрат електроенергії при шибєрному та частотному регулюванні

Параметр, позначення, одиниці виміру	Шибєрне		Частотне	
	Період заготівлі	Міжсезонний період	Період заготівлі	Міжсезонний період
Продуктивність, $Q$ , м <sup>3</sup> /год	13775	10150	13775	10150
Споживана ел. потужність, $P_{\text{ел}}$ , кВт	29,4	22,6	24,2	14,3
Тривалість періоду, $T$ , год	2880	5880	2880	5880
Річні витрати ел. енергії, $E$ , кВт·год	84672	132888	69696	84084
Підсумок, $E_{\Sigma}$ , кВт·год	217560		153780	

Розрахунки показали суттєву перевагу частотного регулювання, особливо у міжсезонний період, коли продуктивність системи значно знижується. Загальне річне споживання електроенергії скоротилося на 29,3% відносно базового варіанту, що при тарифі 5,0 грн/кВт·год забезпечує економію коштів у розмірі 318 900 грн на рік.

Загальні інвестиційні витрати на проект (включаючи перетворювач частоти АВВ ACS580, датчики, монтаж та наладку) становлять 246 500 грн. Інвестиційний аналіз проекту [5] на 10-річний період показав наступні результати:

- простий термін окупності: 0,77 року (~9 місяців);
- дисконтований термін окупності (при ставці 10%): 0,85 року;
- чиста приведена вартість (NPV): 1,71 млн грн;
- внутрішня норма рентабельності (IRR): перевищує ставку дисконту.

Впровадження частотно-регульованого електроприводу в системах аспірації олійноекстракційних підприємств є високоефективним заходом. Проект характеризується швидкою окупністю (менше 1 року) та високим рівнем рентабельності. Окрім прямого економічного ефекту, модернізація дозволяє підвищити надійність обладнання, знизити шум та зменшити викиди  $CO_2$ . Рекомендовано першочергове впровадження ПЧ саме на ділянках з високою нерівномірністю технологічного навантаження.

## Список літератури

1. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств: навч. посіб. / [О.І. Соловей, В.П. Розен, П.Г. Плєшков, С.В. Серебренніков, В.Ф. Ткаченко, К.Г. Петрова]; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. техн. ун-т. – Черкаси: видавець Чабаненко Ю., 2015. – 316 с.
2. Автоматизація технологічних процесів і виробництв харчової промисловості: Підруч. / А.П. Ладанюк, В.Г. Трегуб, І.В. Ельперін, В.Д. Цюцюра. – К.: Аграрна освіта, 2001. – 224 с.
3. ДБН В.2.5-67:2013 Опалення, вентиляція та кондиціонування – К.: Мінрегіон України, 2013.
4. НПАОП 15.4-1.06-97. Правила безпеки для олійно-жирового виробництва.
5. Верба В.А, Загородніх О.А. Проектний аналіз: Підручник. Київ: КНЕУ, 2000. -332с.

**Олексій Поліщук**, здобувач групи *ЕЕ-24М*,  
**Ігор Переверзєв**, канд. техн. наук, доцент  
**Тетяна Величко**, ст. викладач  
*Центральноукраїнський національний технічний університет*  
*e-mail: igor\_pereverzev@ukr.net*

## Дослідження несиметричних режимів роботи електричних мереж та розробка заходів по зниженню впливу несиметрії на параметри режиму

У сучасних електроенергетичних системах забезпечення надійності та якості електропостачання є одним із ключових завдань, від ефективного розв'язання якого залежить стабільність роботи промислових підприємств, комунальної інфраструктури та побутових споживачів. Одним із факторів, що істотно впливає на параметри та режими роботи електричних мереж, є несиметрія напруг.

Найчастіше несиметрія напруг виникає внаслідок нерівномірного розподілу навантаження між фазами. У мережах високої напруги подібні режими, як правило, спричиняються роботою потужних однофазних електроприймачів, а також трифазних установок із неоднаковим споживанням у фазах. Такі прояви несиметрії особливо характерні для систем, де спостерігається значна концентрація нелінійних або специфічних технологічних навантажень.

Несиметричний режим роботи електричних мереж призводить до низки негативних наслідків. Зокрема, він може викликати перегрів ізоляції електричних машин, зниження крутного моменту та збільшення втрат потужності в асинхронних двигунах. У синхронних машинах можливе виникнення небезпечних вібрацій, а також погіршення умов генерації реактивної потужності генераторами, компенсаторами та батареями статичних конденсаторів. Сукупність цих факторів здатна спровокувати лавинний розвиток напруги, що становить серйозну загрозу для стабільності всієї енергосистеми. Крім того, несиметричні режими суттєво ускладнюють роботу релейного захисту та автоматичних систем керування, що може знизити їхню чутливість, селективність та надійність. Усе це підкреслює важливість детального вивчення природи виникнення несиметрії та методів її компенсування для забезпечення безпечної та якісної роботи електричних мереж.

Метою роботи є систематизація та комплексний аналіз загальних відомостей про несиметричні режими, їхнього впливу на електрообладнання, а також дослідження існуючих методів, засобів вимірювання, розрахунку та зниження несиметрії у системах електропостачання.

Методи дослідження: для виконання роботи застосовувалися методи системного аналізу та узагальнення для класифікації несиметричних режимів та їхнього впливу. Використовувалися методи теорії електричних кіл та метод симетричних складових для аналізу та розрахунку несиметричних режимів. Ефективність симетрувальних пристроїв оцінювалася за допомогою порівняльного аналізу різних схем та методів симетрування.

### Список літератури

1. В.І. Сенько, К.В. Трубіцин, В.І. Чибеліс Силова перетворювальна техніка// НТТУ «КПІ» імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО/ Київ КПІ ім. Ігоря Сікорського,- 2022-340 с.
2. Рябенський В.М., Ушкаренко О.О., Островерхов М.Я., М.С. Махмуд АльСуод. Програмна реалізація методів розрахунку та аналізу електричних кіл: Навчальний посібник. – Київ: Ліра-К, 2021. – 462 с.

**Іван Білоконь**, здобувач групи ЕЕ-24М,  
**Ігор Переверзєв**, канд. техн. наук, доцент  
**Тетяна Величко**, ст. викладач  
Центральноукраїнський національний технічний університет  
e-mail: igor\_pereverzev@ukr.net

## Дослідження впливу грозових розрядів на надійність електропостачання споживачів

Надійність електропостачання є одним з ключових чинників стабільної роботи промислових, енергетичних та побутових електротехнічних комплексів. Сучасні електроенергетичні системи функціонують в умовах зростаючих навантажень, високих вимог до якості електроенергії та необхідності безперервного живлення відповідальних об'єктів. Особливу загрозу для стабільності електропостачання становлять грозові розряди, які здатні спричинити аварійні відключення повітряних ліній електропередач, пошкодження обладнання та тривалі перерви в електропостачанні споживачів.

Удари блискавок у лінії електропередач є однією з основних причин їх аварійних відключень у грозовий період. Виникнення таких порушень призводить до втрати стійкості роботи технологічних апаратів, зниження рівня електробезпеки та появи додаткових економічних збитків. Для підтримання нормальної роботи електроприймачів як у штатних, так і післяаварійних режимах необхідно мінімізувати кількість і тривалість перерв в електропостачанні, особливо тих, що спричинені атмосферними перенапругами. Водночас важливим є забезпечення відповідності показників якості електроенергії чинним нормам ДСТУ, що гарантує ефективну та безпечну роботу електротехнічного обладнання.

Одним із ключових напрямів підвищення загальної надійності системи електропостачання є зменшення збитків, викликаних грозовими відключеннями ЛЕП, шляхом підвищення їх грозостійкості. Основним показником, що характеризує рівень грозостійкості повітряної лінії, є число грозових відключень, віднесене до 100 км довжини лінії та 100 годин грозової активності. Цей параметр дозволяє оцінити ефективність існуючих заходів блискавкозахисту та визначити потребу в удосконаленні методів технічного захисту.

Представлено методику визначення грозостійкості ліній електропередачі, що ґрунтується на аналізі фізичних властивостей блискавки, закономірностей її взаємодії з елементами ЛЕП та схемах тросового захисту. Детально досліджено ймовірність проникнення блискавки через тросовий захист залежно від величини захисного кута та просторового положення гірлянди ізоляторів на траверсі опори.

Отримані результати дозволяють сформулювати практичні рекомендації щодо підвищення стійкості повітряних ліній до грозових впливів та забезпечення надійного електропостачання споживачів.

### Список літератури

1. Сегеда М. С. Математичне моделювання в електроенергетиці: навч. посіб. / Сегеда М. С. – Львів, 2002. – 300 с. 2. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Електричні мережі і системи. –К.:НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с.
2. Сегеда М. С. Математичне моделювання хвильових та електромагнетних процесів в електроенергетичних системах: монографія / Сегеда М. С. – Львів, 2002. – 152 с.
3. Василець С. В., Василець К. С. Техніка високих напруг: навчальний посібник [Електронне видання]. – Рівне: НУВГП, 2018. – 187 с.

**Ірина Пташник**, здобувачка групи ЕЕ-24М,  
**Василь Зінзура**, канд. техн. наук, доцент  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
 e-mail: vasilyzinzura@gmail.com

## Аналіз впливу нелінійних навантажень на енергетичну ефективність та надійність промислових систем електропостачання

Сучасний етап розвитку промислового сектору характеризується масовою інтеграцією споживачів з нелінійною вольт-амперною характеристикою. До цієї категорії відносяться складні електротехнічні комплекси, побудовані на базі систем частотно-регульованого електроприводу (ЧРЕП), дугові печі та зварювальне обладнання. Специфіка їх роботи полягає в імпульсному споживанні струму, що призводить до генерації суттєвих нелінійних спотворень та формування несинусоїдальних режимів у розподільчих мережах. Це актуалізує проблему забезпечення електромагнітної сумісності та підвищення енергоефективності підприємств.

Згідно з теорією сигналів, несинусоїдальні струми та напруги можуть бути представлені у вигляді ряду Фур'є. У таких умовах миттєва потужність  $p(t)$  розкладається на три компоненти: активну  $p_p(t)$ , реактивну  $p_q(t)$  та спотворюючу  $p_d(t)$ . Остання виникає виключно при несинусоїдальних режимах як результат взаємодії гармонік різних порядків і не виконує корисної роботи.

Виклад основного матеріалу. Основними джерелами спотворень на підприємствах є силові перетворювачі частоти. У бюджетному сегменті домінують схеми з некерованими вхідними випрямлячами (діодні мости Ларіонова). Спектральний аналіз показує, що для шестипульсної схеми порядок гармонік визначається виразом  $k = 6n \pm 1$ , тобто у мережу генеруються переважно 5-та, 7-ма, 11-та та 13-та гармоніки.

Хоча існують активні випрямлячі (Active Front End), що забезпечують синусоїдальний вхідний струм, їх вартість залишається високою, тому проблема "забруднення" мережі діодними випрямлячами залишається гострою.

Оцінка енергетичної ефективності в таких умовах вимагає розрізнення двох коефіцієнтів потужності. Класичний коефіцієнт зсуву ( $\cos\varphi_1$ ) характеризує лише основну гармоніку. Більш об'єктивним є повний коефіцієнт потужності (True Power Factor), який враховує вплив усього спектру гармонік і завжди менший за  $\cos\varphi_1$  при наявності спотворень.

$$PF = \frac{P_{total}}{S_{total}} = v \cdot \cos\varphi_1 \quad (1)$$

де  $v$  – коефіцієнт спотворення струму. Це доводить, що навіть при ідеальній компенсації реактивної потужності ( $\cos\varphi_1 \approx 1$ ), загальна енергоефективність може бути низькою через гармоніки.

Негативний вплив вищих гармонічних складових (ВГС) проявляється у прискореному старінні обладнання. Згідно з законом Арреніуса, підвищення температури ізоляції на  $8-10^\circ\text{C}$  (внаслідок поверхневого ефекту та вихрових струмів) скорочує термін її служби вдвічі.

Аналіз статистичних даних (рис. 1) демонструє залежність залишкового ресурсу обладнання від коефіцієнта спотворення напруги  $THD_U$ .

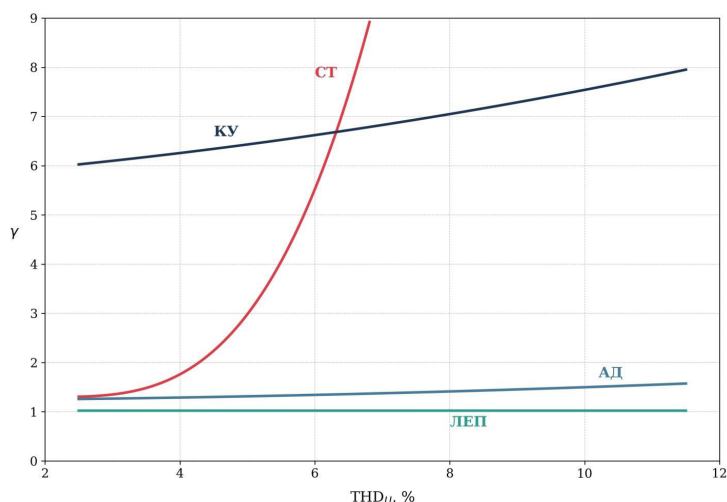


Рисунок 1 – Графік кратності зниження терміну служби основного електрообладнання в залежності від коефіцієнта несинусоїдності напруги

Вплив вищих гармонік струму та напруги на елементи електромережі полягає в наступному:

- конденсаторні установки є найбільш вразливим елементом. Опір конденсатора падає зі зростанням частоти ( $X_c = 1/\omega C$ ), що робить його "пасткою" для струмів вищих гармонік, викликаючи перегрів та резонансні явища.
- силові трансформатори страждають від додаткового нагріву обмоток та деполімеризації ізоляції.
- асинхронні двигуни – гармоніки викликають паразитні гальмівні моменти, вібрацію та знос підшипників.

Окрім теплового старіння, ВГС створюють загрози для систем автоматики та релейного захисту, викликаючи хибні спрацьовування через додаткові переходи напруги через нуль. Також виникають проблеми комерційного обліку: похибка індукційних лічильників у несинусоїдальних режимах може досягати 10%.

Нормативне регулювання якості електроенергії в Україні базується на стандарті ДСТУ EN 50160:2014. Згідно з ним, сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень напруги ( $THD_U$ ) не повинен перевищувати 8%. Однак в умовах насиченого нелінійного навантаження ці вимоги часто порушуються.

Таким чином, масове використання 6-пульсних випрямлячів у промисловості призводить до генерації потужного спектру канонічних гармонік (5, 7, 11, 13), що суттєво погіршує електромагнітну обстановку. Наявність гармонік призводить до появи потужності спотворень, зниження реального коефіцієнта потужності та значних економічних збитків через передчасний вихід з ладу обладнання, особливо конденсаторних батарей. Для забезпечення відповідності нормам ДСТУ EN 50160 та підвищення енергоефективності доцільним є впровадження гібридних фільтрокомпенсуючих пристроїв, які поєднують функції компенсації реактивної потужності та активної фільтрації гармонік.

#### Список літератури

1. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення (EN 50160:2010, IDT). – [Чинний від 2014–11–01]. – Київ : Мінекономрозвитку України, 2014. – 26 с.
2. Electrical Power Systems Quality. Second Edition / R. Dugan, M. McGranaghan, S. Santoso, W. Beaty. – Boston : McGraw-Hill, 2003. – 525 p.
3. IEEE Std 519-2014. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. New York: IEEE, 2014.

**Михайло Іванов**, здобувач групи ЕЕ-24М,  
**Василь Зінзура**, канд. техн. наук, доцент  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
 e-mail: vasilijzinzura@gmail.com

## Аналіз методів керування та енергетичної ефективності частотно-регульованих електроприводів у системах вентиляції та промислової автоматизації

Сучасний етап розвитку промислової автоматизації характеризується масовим переходом до регульованих електроприводів, які є невіддільною складовою систем керування технологічними процесами (АСК ТП). Основним виконавчим механізмом у таких системах залишається асинхронний двигун з короткозамкненим ротором завдяки своїй надійності та низькій собівартості.

Використання перетворювачів частоти (ПЧ) дозволяє не лише покращити динамічні властивості приводу, але й виступає потужним інструментом ресурсозбереження. Особливої актуальності це набуває для механізмів з вентиляторною характеристикою навантаження, де споживана потужність пропорційна кубу швидкості обертання ( $P \sim \omega^3$ ). Навіть незначне зниження швидкості на 20% дозволяє зменшити енергоспоживання майже вдвічі. Метою даної роботи є порівняльний аналіз методів керування асинхронними двигунами для визначення оптимальних сфер їх застосування.

Функціонування сучасних ПЧ базується на принципі подвійного перетворення електричної енергії: випрямлення вхідної напруги з подальшим інвертуванням методом широтно-імпульсної модуляції (ШІМ) для формування вихідної напруги необхідної амплітуди та частоти. Це дозволяє здійснювати безступеневе керування обертами валу в широкому діапазоні та обмежувати пускові струми, які при прямому пуску перевищують номінальні у 5-7 разів.

Залежно від архітектури системи керування та вимог до динаміки, виділяють два фундаментальні підходи до управління: скалярний та векторний.

1. Скалярне керування ( $V/f$  контроль). Цей метод є найбільш розповсюдженим для об'єктів, де відсутні жорсткі вимоги до швидкодії. Його сутність полягає у підтримці постійного співвідношення між напругою та частотою ( $U/f = const$ ), що теоретично забезпечує стабільність магнітного потоку машини.

Скалярне керування є економічно обґрунтованим стандартом для турбомеханізмів (помпи, вентилятори) та конвеєрів з невисокою динамікою. Головними перевагами методу є простота налаштування та можливість роботи з групою двигунів від одного перетворювача. Однак, метод має суттєвий недолік – критичне падіння крутного моменту в зоні низьких частот, що детальніше розглянуто нижче.

2. Векторне керування (Field Oriented Control). Це більш досконалий алгоритм, який розглядає асинхронний двигун як динамічну систему, а не як «чорну скриньку». За допомогою математичних перетворень (Кларка та Парка) струм статора розділяється на дві ортогональні складові: струм намагнічування ( $I_d$ ) та активний струм ( $I_q$ ), що формує момент. Це дозволяє керувати змінним струмом так само ефективно, як і постійним, забезпечуючи миттєву реакцію на зміну навантаження<sup>15.+2</sup>

Векторні системи поділяються на:

- бездатчикові – обчислюють положення ротора на основі електричних параметрів статора. Забезпечують точність швидкості  $\pm 0,5\%$  і є стандартом для загальнопромислових механізмів (екструдери, конвеєри).
- із замкненим контуром – використовують енкодер для зворотного зв'язку. Це дозволяє отримувати 100% крутного моменту на нульовій швидкості та точність  $\pm 0,02\%$ , що є критичним для ліфтів та підймальних кранів.

Окремим класом є системи прямого керування моментом (DTC), які не використовують ШІМ-модулятор, а обирають оптимальний вектор напруги за допомогою гістерезисних регуляторів, досягаючи реакції на зміну навантаження менше ніж за 2 мс.

Одним із ключових обмежень скалярних систем є фізика формування моменту при низьких обертах. Хоча співвідношення  $U/f$  підтримується постійним, на частотах нижче 5-10 Гц абсолютне значення напруги стає малим, а падіння напруги на активному опорі обмоток статора залишається незмінним. Це призводить до катастрофічного зменшення електрорушійної сили (ЕРС) та послаблення магнітного поля («недозбудження»). Як наслідок, двигун втрачає здатність долати опір навантаження.

Частково цю проблему вирішує функція «підвищення напруги» (Torque Boost), проте вона може призвести до перегріву сталі двигуна 21.

Векторне керування ефективно усуває цей недолік. Завдяки роздільному керуванню струмами ( $I_d, I_q$ ), система здатна подати максимальний активний струм в обмотки навіть при мінімальній частоті поля. Це дозволяє отримувати 150-200% номінального моменту на частотах 0,5-1 Гц без ризику перенасичення магнітопроводу<sup>23.+2</sup>

Важливим аспектом практичної реалізації є адаптація промислових трифазних двигунів до побутових мереж. Більшість перетворювачів з живленням 220 В формують на виході лінійну напругу 220 В, що вимагає перемикання обмоток двигуна в схему «трикутник». Для випадків, коли це неможливо, існують спеціалізовані рішення з модулем підвищення напруги в ланці постійного струму, які генерують повноцінні 380 В.

Таким чином, інтеграція частотних перетворювачів у системи з насосним та вентиляторним навантаженням є найбільш ефективним методом енергозбереження, дозволяючи знизити витрати електроенергії на 20-50% завдяки кубічній залежності потужності від швидкості. Скалярний метод керування є достатнім і економічно виправданим для процесів зі спокійним навантаженням (вентиляція), тоді як векторне керування є безальтернативним для механізмів з важким пуском, змінним моментом інерції або потребою в точному позиціонуванні. Застосування векторного керування з ортогональним розділенням струмів дозволяє вирішити проблему падіння моменту на низьких частотах, властиву скалярним системам, забезпечуючи номінальний момент на валу навіть при частотах, близьких до нуля.

#### Список літератури

1. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення (EN 50160:2010, IDT). – [Чинний від 2014–11–01]. – Київ : Мінекономрозвитку України, 2014.
2. Electrical Power Systems Quality. Second Edition / R. Dugan, M. McGranaghan, S. Santoso, W. Beaty. – Boston : McGraw-Hill, 2003. – 525 p.
3. Ahmed A. Zaki Diab et al. (2023). "A Comprehensive Examination of Vector- Controlled Induction Motor Drive Techniques," Energies.

**Владислав Гейко**, здобувач групи ЕЕ-24М,  
**Василь Зінзура**, канд. техн. наук, доцент  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
 e-mail: vasilizinzura@gmail.com

## Аналіз ефективності методів та засобів регулювання напруги в розподільних мережах 0,4 кВ в сучасних умовах

Сучасні тенденції розвитку промислового та побутового секторів зумовили суттєве збільшення обсягів споживання електричної енергії та зміну характеру навантажень. Виробничі цикли та побутова техніка дедалі частіше базуються на мікропроцесорній техніці, яка характеризується підвищеною чутливістю до параметрів якості електричної енергії. Водночас стан розподільних мереж часто не відповідає сучасним вимогам: значна частина інфраструктури, введена в експлуатацію до 1976 року, вичерпала свій ресурс, а фізичний знос ліній 0,38 кВ становить близько 61%. У зв'язку з цим питання забезпечення нормованого рівня напруги набуває критичної актуальності.

Згідно з чинним стандартом ДСТУ EN 50160:2014, гранично допустимий діапазон відхилення напруги становить  $\pm 10\%$  від номінального значення. Однак дослідження показують, що для більшості електроприймачів оптимальним є відхилення в межах  $\pm 5\%$ . Вихід за ці межі, навіть залишаючись у правовому полі стандарту, призводить до прискореного зносу обладнання та економічних збитків. Наприклад, для асинхронних двигунів зниження напруги викликає зменшення обертового моменту пропорційно квадрату напруги, а підвищення – різке зростання споживання реактивної потужності через насичення магнітної системи.

Для оцінки реального стану мереж було проведено моніторинг показників якості електроенергії на 100 об'єктах (житловий сектор, адміністративні будівлі, промисловість). Результати досліджень (рис. 1) свідчать, що найбільш критична ситуація спостерігається у житловому секторі, де розмах зміни напруги сягає від -15,6% до +16,5%.

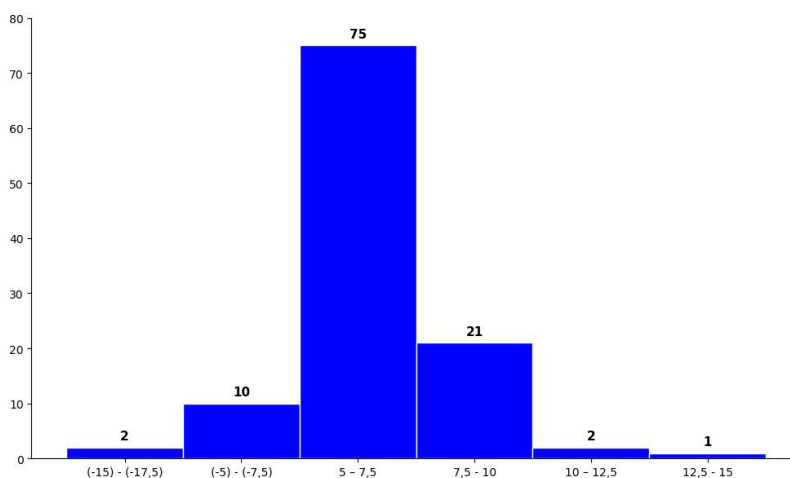


Рисунок 1 – Розподіл частоти усталених відхилень напруги

Аналіз гістограми розподілу відхилень показує, що пікова частота подій припадає на інтервал +5...+7,5%. Це підтверджує тенденцію до роботи мереж у режимі підвищеної напруги, що є енергетично неефективним.

Існуючі методи регулювання напруги в мережах 0,4 кВ мають низку суттєвих обмежень:

1. *Перемикання відгалужень без збудження (ПБЗ)*. Цей метод, реалізований на більшості ТП 10/0,4 кВ, вимагає відключення споживачів і дозволяє лише сезонне регулювання, що не компенсує добові коливання навантаження .

2. *Компенсація реактивної потужності*. Використання конденсаторних батарей, ефективно у високовольтних мережах, є малоефективним у мережах 0,4 кВ. Це зумовлено тим, що в лініях низької напруги активний опір значно переважає реактивний ( $R \gg X$ ) . Втрата напруги наближено визначається виразом:

$$\Delta U \approx \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{nom}} \quad (1)$$

Оскільки  $X$  мале, вплив зміни потоку реактивної потужності  $Q$  на величину  $\Delta U$  є незначним .

3. *Централізоване регулювання під навантаженням (РПН)*. Традиційні системи керування на підстанціях є «розімкненими»: вони стабілізують напругу на шинах ТП, не контролюючи її рівень у кінцевих споживачів . В умовах довгих ліній (подекуди 5-6 км при рекомендованих 1-2 км) це призводить до того, що нормальна напруга на ТП не гарантує якості енергії у віддалених точках мережі.

Таким чином, відхилення напруги залишається найбільш критичним показником якості електроенергії в мережах 0,4 кВ, а фактичні діапазони коливань часто виходять навіть за розширені межі  $\pm 10\%$  . Традиційні засоби регулювання (ПБЗ, конденсаторні установки) є неефективними через резистивний характер ліній 0,4 кВ та відсутність можливості динамічного реагування . Вирішення проблеми вимагає переходу до адаптивних систем керування, які поєднують централізований контроль із моніторингом напруги безпосередньо у споживачів (Smart Grid), що дозволить утримувати напругу в технічно та економічно обґрунтованому діапазоні  $\pm 5\%$  .

### Список літератури

1. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення (EN 50160:2010, IDT). – [Чинний від 2014–11–01]. – Київ : Мінекономрозвитку України, 2014. – 26 с.
2. Liu Y., Wu Q. Remote Sensing Based Voltage Control in Low Voltage Distribution Networks / IEEE Access. – 2020. – Vol. 8. – P. 45678–45689.
3. Smith J., Dugan R. Smart Meter Data Analytics for Voltage Regulation in Active Distribution Networks / IEEE Transactions on Industry Applications. – 2019. – Vol. 55, No. 1. – P. 220–228.

**Максим Овеченко**, здобувач групи ЕНМ-24М,  
**Сергій Осадчий**, докт. техн. наук, професор  
Центральноукраїнський національний технічний університет  
e-mail: srg2005@ukr.net

## Аналіз сучасних методів та засобів регулювання напруги в розподільчих електричних мережах

Забезпечення якості електричної енергії є ключовим завданням функціонування сучасних систем електропостачання. Відхилення напруги від номінальних значень, регламентованих чинними стандартами (наприклад, ДСТУ EN 50160), може призводити до зниження продуктивності обладнання, прискореного старіння ізоляції та збільшення технологічних втрат електроенергії.

Для утримання параметрів режиму в допустимих межах застосовують комплекс технічних заходів. У теорії та практиці експлуатації електричних мереж розрізняють два фундаментальні види керування: централізоване та локальне. Централізоване керування, що реалізується в центрах живлення, є основним для забезпечення якісним електропостачанням значних сукупностей споживачів. Метою даної роботи є аналіз існуючих технічних засобів централізованого регулювання напруги та виявлення шляхів їх вдосконалення.

Головним технічним засобом для регулювання напруги в розподільчих електричних мережах (РЕМ) виступає зміна коефіцієнтів трансформації силового обладнання. Залежно від конструктивних особливостей, механізми зміни коефіцієнта трансформації поділяють на пристрої перемикачів без збудження (ПБЗ) та регулювання під навантаженням (РПН).

Трансформатори з ПБЗ дозволяють змінювати відгалуження виключно на повністю відключеному від мережі обладнанні. Через складність процедури відключення, зміна положень виконується вкрай рідко і має переважно сезонний характер. Внаслідок цього, протягом доби трансформатор функціонує зі сталим коефіцієнтом трансформації, ігноруючи динаміку споживання, що робить неможливим ефективне реагування на добові піки та провали навантаження.

На відміну від систем ПБЗ, трансформатори з РПН здатні виконувати комутацію обмоток без перерви в електропостачанні. Це дозволяє адаптувати коефіцієнт трансформації до поточного режиму споживання в реальному часі, що є критично важливим для реалізації стратегії зустрічного регулювання<sup>11</sup>. Однак класичні механічні системи РПН мають недоліки: висока вартість, механічний знос контактів та забруднення масла продуктами дугогасіння.

Альтернативою є безконтактні (напівпровідникові) системи РПН, що забезпечують високу швидкодію (10-20 мс) та відсутність дуги. Проте їх широке впровадження стримується високою вартістю, необхідністю громіздких систем охолодження та вразливістю до струмів короткого замикання<sup>14</sup>.

Найбільш адаптивним підходом до керування режимами розподільчих мереж є зустрічне регулювання. Сутність методу полягає у примусовій зміні напруги на шинях центру живлення (ЦЖ) залежно від величини сумарного струму навантаження.

Логіка керування базується на компенсації втрат напруги в лініях електропередавання:

- в режимі максимальних навантажень, коли втрати напруги в мережі найбільші, напругу на шинях ЦЖ підвищують (наприклад, до 105%  $U_{nom}$ ).
- в режимі мінімальних навантажень напругу знижують, щоб уникнути перенапруги у споживача.

Така стратегія дозволяє забезпечити нормативні показники якості електроенергії не тільки на шинах підстанції, а й у віддалених вузлах мережі.

Для реалізації алгоритмів стабілізації напруги використовуються автоматичні регулятори. Класичним представником є пристрій серії АРТ-1Н, що використовує алгоритм часової селекції. Суть методу полягає у формуванні команди на перемикання із затримкою, що дозволяє ігнорувати короткочасні флуктуації [20].+1

Проте аналіз роботи таких пристроїв виявляє суттєві архітектурні недоліки:

- відсутність прогнозування – регулятор не аналізує похідну зміни напруги, що призводить до зайвих комутацій, коли напруга вже почала відновлюватися самостійно.
- проблема фіксованої часової затримки – часова затримка є компромісним параметром. Велика затримка зменшує знос РПН, але погіршує якість напруги. Мала затримка покращує якість, але призводить до швидкого вичерпання механічного ресурсу обладнання.
- інерційність – класичні системи не здатні на форсовану дію при глибоких просадках напруги, продовжуючи відраховувати стандартну витримку часу.

Більш досконалі алгоритми намагаються враховувати динаміку процесу через визначення знака похідної, однак і вони часто мають жорстку прив'язку до часових уставок.

**Таким чином,** забезпечення нормативних показників якості напруги в сучасних РЕМ вимагає застосування трансформаторів із системою РПН, оскільки лише вони дозволяють реалізувати динамічне керування без перерви в електропостачанні. Найбільш ефективною стратегією є зустрічне регулювання, яке компенсує втрати напруги в лінії залежно від навантаження. Існуючі засоби автоматизації (наприклад, реле АРТ-1Н) мають обмежену ефективність через відсутність адаптивності часової затримки. Це призводить до дилеми між якістю напруги та ресурсом обладнання. Перспективним напрямком розвитку систем керування є розробка адаптивних регуляторів на базі нечіткої логіки (Fuzzy Logic). Такий підхід дозволить динамічно змінювати час затримки залежно від поточного стану мережі та "бюджету перемикань", оптимізуючи режим роботи РПН.

#### Список літератури

1. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення (EN 50160:2010, IDT). – [Чинний від 2014–11–01]. – Київ : Мінекономрозвитку України, 2014.
2. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків / Бурбело М.Й. – Вінниця: Універсум-Вінниця, 2005. – 148 с.
3. Electrical Power Systems Quality. Second Edition / R. Dugan, M. McGranaghan, S. Santoso, W. Beaty. – Boston : McGraw-Hill, 2003. – 525 p

**Ярослав Садовський**, здобувач групи ЕНМ-24М,  
**Петро Плешков**, канд. техн. наук, професор,  
**Світлана Дубенко**, асистент  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
 e-mail: kafedra.etsm@gmail.com

## Ключові шляхи підвищення продуктивності когенераційних установок у системах енергопостачання переробних підприємств

Ефективність когенераційних установок, що постачають тепло та електроенергію переробним підприємствам, визначається сукупністю технічних, організаційних і експлуатаційних рішень. Сучасні розробки спрямовані на оптимізацію процесів перетворення енергії, скорочення витрат палива, підвищення гнучкості роботи та впровадження цифрового керування.

Питомі витрати палива на виробництво енергії визначаються співвідношенням:

$$b = \frac{B_{\text{пал}}}{W_{\text{ел}} + Q_{\text{кор}}}, \quad (1)$$

де  $B_{\text{пал}}$  – величина витрат палива, кг/с;  $W_{\text{ел}}$  – потужність, кВт;  $Q_{\text{кор}}$  – корисна теплова потужність, кВт.

Підвищення ефективності роботи двигунів і генераторів забезпечується експлуатацією газопоршневих або газотурбінних агрегатів у зонах оптимальних навантажень. Найвищий електричний ККД когенераційних установок досягається при завантаженні від 70 до 100 %. Для газопоршневих двигунів електричний ККД практично не змінюється в діапазоні 50–100 % навантаження:

$$\eta_{\text{ел}}(\varphi) \approx \text{const}, \quad \varphi = P/P_{\text{ном}}. \quad (2)$$

Отже, для переробних підприємств із різкими коливаннями добових навантажень газопоршневі агрегати є економічно доцільнішими. Зниження втрат у генераторах підвищує ефективність когенераційних установок і залежить від режимів їх збудження:

$$I_a^2 R_a + \Delta P_{Fe} + \Delta P_{\text{мех}} \rightarrow \text{min}. \quad (3)$$

Ефективне використання теплоти відпрацьованих газів підвищує ККВТ на 8–12 %:

$$Q_{\text{уг}} = G_{\text{газів}} \cdot c_p \cdot (T_{\text{вихідні}} - T_{\text{вл}}). \quad (4)$$

Цифрове керування енергетичними процесами знижує експлуатаційні витрати на 8–13 % і підвищує коефіцієнт готовності КУ. Застосування лічильників AMR/AMI, інтелектуальних теплових приладів і комунікаційних модулів дозволяє скоротити енергетичний небаланс до 2–3 %.

Для переробних підприємств доцільне використання не лише природного газу, а й сумішей газів, таких як біогаз із очисних споруд, біометан і синтез-газ із піролізу органічних відходів. Сучасні газопоршневі двигуни здатні ефективно працювати на газах із різною

теплотою згоряння, що дозволяє скоротити витрати палива та підвищити енергетичну незалежність підприємства.

Оптимізація теплових мереж передбачає використання попередньо ізольованих труб, автоматизованих регуляторів витрати теплоносія та систем рекуперації тепла від компресорного обладнання, що дозволяє зменшити теплові втрати до 2–5 %.

Ефективність когенераційних установок значною мірою визначається надійністю роботи та безперервністю електропостачання. Оптимізаційна умова:

$$E_n \cdot D_0 + C_e = \min \text{ при } p_c(\tau) \geq p_d(\tau). \quad (5)$$

де  $E_n$  – нормативний показник економічної ефективності;

$D_0$  – капітальні інвестиції;

$C_e$  – річні витрати на експлуатацію;

$p_c(\tau)$  – імовірність безвідмовної роботи протягом часу  $\tau$ ;

$p_d(\tau)$  – мінімально допустимий рівень безвідмовності, визначений категорією споживачів електроенергії.

Для переробного підприємства важливо органічно включити КУ в загальний енергетичний баланс, щоб мінімізувати витрати на паливо та електроенергію, одночасно забезпечуючи необхідний рівень надійності та підтримку теплового режиму. Електричний баланс у будь-який момент часу  $t$ :

$$P_{нав}(t) = P_{КУ}(t) + P_{мер}(t). \quad (6)$$

Аналогічно для теплової частини:

$$Q_{спож}(t) = Q_{КУ}(t) + Q_{кот}(t) - Q_{втр}(t). \quad (7)$$

При раціональному підборі параметрів ГТУ та високому тепловому навантаженні котла когенераційна установка дозволяє суттєво зменшити питому витрату палива й підвищити загальну ефективність використання енергоресурсів.

### Список літератури

1. Rosen M. A., Koohi-Fayegh S. Cogeneration and District Energy Systems: Modelling, Analysis and Optimization. - London: IET, 2016. - 360 p. (модельовання, оптимізація й ексергетичний аналіз когенераційних та тепломережєвих систем).
2. Горобець В. Г. Когенераційні установки. - К.: ЦП «Компринт», 2016. - 300 с.
3. Стаднік М. І. Методика формування складу та вибору потужності когенераційних генераторних установок для забезпечення автономного енергопостачання об'єктів АПК. Техніка, енергетика, транспорт АПК. - Вінниця. (про оптимізацію потужності КУ для сільськогосподарських підприємств).

Юлія Пономаренко, здобувачка групи ЕЕ-24М,  
Петро Плешков, канд. техн. наук, професор,  
Олександр Сіріков, канд. техн. наук, доцент,  
Світлана Дубенко, асистент  
Центральноукраїнський національний технічний університет  
e-mail: kafedra.etsm@gmail.com

## Підвищення енергетичної ефективності дугових печей шляхом оптимізації режимів електропостачання та плавки

Підвищення рівня енергоефективності дугових сталеплавильних печей є багатокомпонентним завданням, яке потребує узгодженого застосування рішень у сфері електроенергетики, теплотехніки, та автоматизованого керування. Рациональне налаштування електричних і технологічних параметрів плавлення дає змогу скоротити енергоспоживання, забезпечити стабільні показники якості сталі, зменшити зношування обладнання та обмежити негативний вплив на довкілля. Для переважної частини металургійних підприємств більш доцільним з економічної точки зору є не глибока технічна модернізація, а вдосконалення наявних режимів експлуатації печей змінного струму шляхом покращення алгоритмів керування, корекції електричних параметрів.

З метою зниження питомих витрат електроенергії без втрати продуктивності формуються залежності між електричними, технологічними та експлуатаційними характеристиками процесу плавки. Моніторинг реальних значень параметрів електричних режимів дугової печі здійснюється із застосуванням програмного комплексу ARF.

У результаті аналізу режимів плавлення та використання емпіричних моделей було обґрунтовано вдосконалений електричний режим роботи ДСП, спрямований на підвищення економічної результативності процесу. Оптимізація виконувалася шляхом регулювання імпедансу та зміни положення робочої точки і стосувалася виключно електричної складової процесу. Окрім дугового нагріву, у печі задіяні паливно-кисневі пальники (7 одиниць сумарною потужністю 24,5 МВт). Їх використання сприяє скороченню тривалості плавки та зниженню собівартості виробництва сталі.

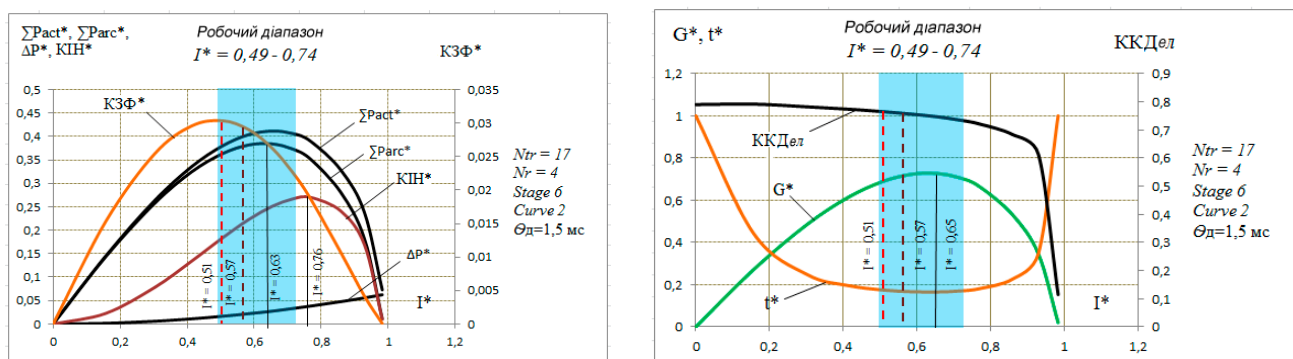


Рисунок 1 – Параметри ДСП-180 із позначенням робочих точок до (0,57) та після (0,51) оптимізації, 6-та стадія:  
а) електричні й технологічні; б) робочі.

На рис. 1, який відображає шостий етап плавлення, доцільно скоригувати положення робочого режиму, змістивши його зі значення струму 0,57 в.о. до рівня 0,51 в.о., що відповідає зоні максимального коефіцієнта завантаження фаз. Така зміна режиму покращує умови горіння електричної дуги та зменшує втрати електроенергії в елементах системи

живлення. Для сьомої і восьмої фаз процесу також рекомендується підтримувати струм у діапазоні, близькому до пікового значення КЗФ, оскільки саме за цих умов досягається найбільш ефективне перетворення електричної енергії дуги в теплову.

На завершальних етапах плавки внесення додаткових коригувань не є необхідним, оскільки фактичні значення струмів уже перебувають у раціональному діапазоні, за якого показник зносу футеровки наближається до гранично допустимого рівня.

Результати оптимізації показали, що сумарне енергоспоживання (одна плавка №1) до оптимізації (сума по 11 стадіях) 54 674,93 кВт·год, після оптимізації (сума по 11 стадіях) 53 806,57 кВт·год. Абсолютна економія енергії на одну плавку  $\Delta W = 868,36$  кВт·год. Відносна економія:  $\approx 1,59\%$  від початкового споживання.

Маса металу, розплавлена до оптимізації 179,873 т, маса металу, розплавлена після оптимізації: 179,956 т (майже ідентичні - невелика різниця через зміни G та T на деяких стадіях)

Питомі витрати електроенергії до оптимізації:  $\approx 303,96$  кВт·год / т, після оптимізації:  $\approx 298,998$  кВт·год / т. Економія на 1 тонну:  $\approx 4,97$  кВт·год/т.

Оптимізація робочих точок дозволила знизити споживання електроенергії без зменшення продуктивності. Кількість розплавленого металу зростає з 179,87 т до 180,95 т (1,2% приріст), що підтверджує ефективність оптимізації.

Регулювання робочих точок і імпедансу фаз дозволяє досягти більш ефективного використання дугової печі, підвищуючи ККД печі та зменшуючи джоулеві втрати, при цьому продуктивність залишається на тому ж рівні або зростає.

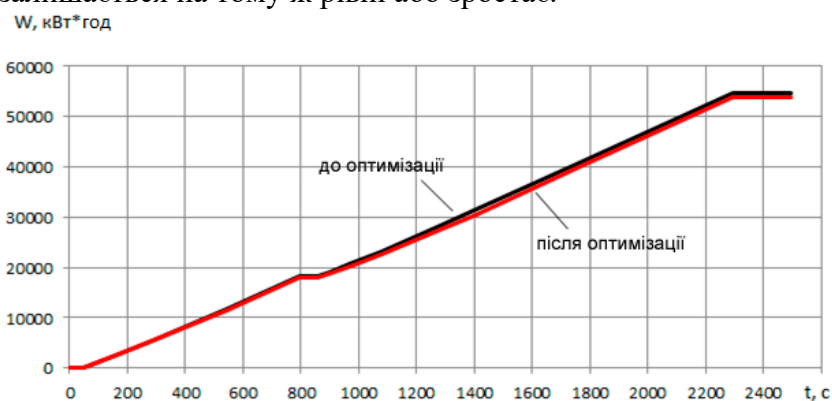


Рисунок 2 – Залежності споживання електроенергії за плавку від часу

Оптимізація електричних режимів ДСП-180 дозволила знизити споживання електроенергії на 55,2 МВт·год на одну плавку, що еквівалентно економії 2,15 млн грн на рік.

Впровадження системи ARCOS-NT та автоматичного регулювання робочої точки забезпечує підтримку оптимальних значень струму, потужності дуги та КЗФ, підвищуючи ККД печі і зменшуючи джоулеві втрати.

Загальні капіталовкладення склали 1,5 млн грн, а термін окупності - менше року, що робить проект економічно доцільним.

Подальше підвищення ефективності можливо при оптимізації паливно-кисневих пальників та інтеграції хімічного тепловиділення у ванні печі.

#### Список літератури

1. Гребенюк С. М., Дубровський В. Г. Енергозбереження у сталеплавильному виробництві. - Київ : НТУУ «КПІ», 2015. - 284 с.
2. Кісіль І. О., Литвин О. М. Оптимізація електротехнічних режимів дугових сталеплавильних печей. - Харків : НТУ «ХПІ», 2017. - 176 с.
3. Енергетичні та екологічні аспекти сучасного сталеплавильного виробництва / за ред. С. І. Колесника. - Київ : Техніка, 2020. - 256 с.

**Кирило Гордовой**, здобувач групи ЕНМ-24М,  
**Петро Плешков**, канд. техн. наук, професор,  
**Наталя Гарасьова**, канд. техн. наук, доцент,  
**Світлана Дубенко**, асистент  
Центральноукраїнський національний технічний університет  
e-mail: kafedra.etsm@gmail.com

## Аналіз ефективності енергозберігаючих заходів у системах водопостачання на основі моделі насосної станції

Підвищення результативності роботи насосних станцій розглядається як один із основних резервів скорочення енергоспоживання в галузі. Раціоналізація режимів експлуатації, застосування частотно-керованих електроприводів, сучасних систем автоматизації та інструментів енергоаудиту дають змогу суттєво зменшити витрати електроенергії без зниження якості водопостачання. У цьому контексті розроблення ефективної моделі насосної станції, що поєднує принципи енергозбереження з цифровими методами керування, є важливою складовою сучасних підходів до управління енергоспоживанням.

Використання інтелектуальних систем керування, таких як SCADA, Smart Control і IoT-моніторинг, у сучасних насосних комплексах забезпечує не лише контроль споживання електроенергії, а й прогнозування енерговитрат з подальшою оптимізацією режимів роботи насосів відповідно до змін навантаження. Це відповідає концепції енергоефективного водопостачання.

Оцінювання ефективності насосних комплексів здійснюється за сукупністю показників, зокрема питомими витратами електроенергії, коефіцієнтом використання потужності, добовими та сезонними графіками електроспоживання, а також коефіцієнтом корисної дії насосного агрегату.

Функціональна схема для дослідження режимів роботи насосної установки передбачає використання двох паралельно підключених насосних агрегатів з асинхронними електроприводами АД1 та АД2. Регулювання швидкості обертання першого двигуна здійснюється за допомогою однофазного частотного перетворювача з плавною зміною частоти живлення, тоді як другий електродвигун працює через тиристорний регулятор напруги з керуванням фазовим кутом.

На основі фізичної моделі гідравлічної системи транспортування проведено комплекс експериментальних досліджень для отримання характеристик напору від подачі (H–Q) та енергетичних параметрів насосного агрегату. Дослідження виконувалися для двох способів регулювання режимів — дроселювання та зміни частоти обертання робочого колеса.

У процесі вимірювань реєструвалися основні робочі параметри, зокрема втрати напору, повний напір, споживана електрична потужність і кутова швидкість. Залежність коефіцієнта корисної дії від подачі наведена на рис. 1.

Аналіз експериментальних залежностей  $\eta(Q)$  показав, що зі зростанням частоти обертання спостерігається підвищення ККД. Зменшення частоти живлення на 10–20 % від номінального значення призводить лише до незначного зниження максимального ККД, тоді як подальше її зменшення викликає істотне падіння пікового значення коефіцієнта корисної дії, що пов'язано з погіршенням гідравлічного узгодження робочого колеса з системою.

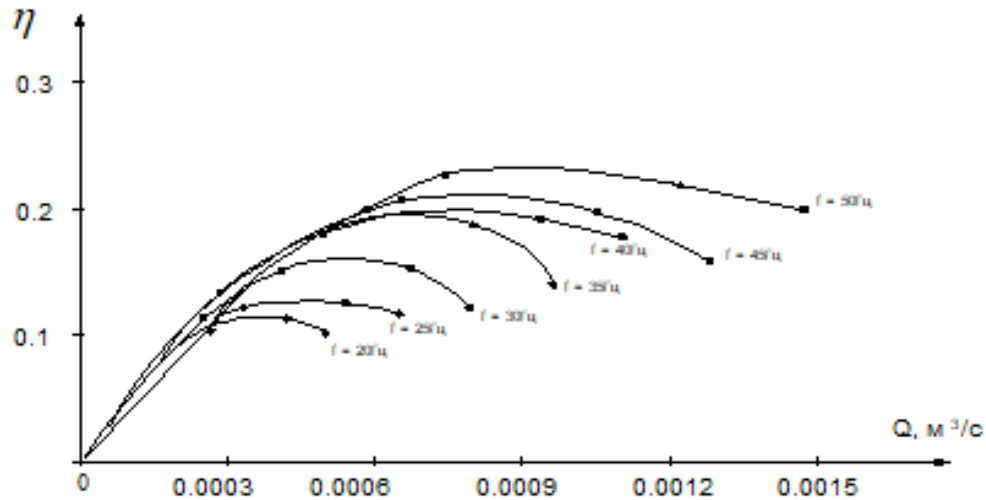


Рисунок 1 – Залежність подачі та від частоти обертання робочого колеса

За умови керування режимами роботи відцентрового насоса шляхом дроселювання подачі відмічається помітне погіршення енергетичної ефективності, зумовлене появою додаткових втрат при зростанні гідравлічного опору трубопроводної системи. У результаті збільшується частка непродуктивного споживання потужності та зменшується сумарний коефіцієнт корисної дії насосного агрегату.

Для однакового технологічного завдання (7 годин на добу при подачі  $\approx 0,5Q_{\text{ном}}$ ): при дроселюванні витрати енергії складають  $W_{\text{др}} \approx 1155$  кВт·год/рік, вартістю  $C_{\text{др}} \approx 5775$  грн/рік. При частотному керуванні витрати енергії  $W_{\text{чр}} \approx 241$  кВт·рік, вартістю  $C_{\text{чр}} \approx 1200$  грн/рік.

Річна економія електроенергії лише в одному зниженому режимі становить

$$\Delta W = W_{\text{др}} - W_{\text{чр}} \approx 1155 - 241 \approx 915 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік},$$

а за вартістю

$$\Delta C = C_{\text{др}} - C_{\text{чр}} \approx 5775 - 1200 \approx 4600 \text{ грн} / \text{рік}.$$

Відносна економія:  $\varepsilon = \Delta W / W_{\text{др}} \approx 915 / 1155 \approx 0,79$ , тобто близько 80 % витрат електроенергії в режимі пониженої подачі можна зменшити завдяки частотному регулюванню замість дроселювання.

#### Список літератури

1. Плешков С. П., Серебренніков С.В. Енергоефективний електропривод у промисловості та сільськогосподарському виробництві: Навчальний посібник. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2016.– 161 с..
2. Коваленко В.В., Сулов К.М. Енергозберігаючі технології в електроприводі. - Харків: НТУ «ХПІ», 2020. - 360 с.
3. Костенко М.Ф., П'ятченко Т.О. Електропривод: теорія та системи керування. - Київ: Техніка, 2019. - 472 с.

**Богдан Дануца**, здобувач групи ЕЕ-24М,  
**Петро Плешков**, канд. техн. наук, професор,  
**Світлана Дубенко**, асистент  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
 e-mail: kafedra.etsem@gmail.com

## Вдосконалення комбінованих систем електропостачання з інтеграцією відновлювальних джерел

З метою підвищення надійності та стійкості енергопостачання з відновлюваних джерел розроблено комбіновані енергетичні комплекси, що передбачають застосування систем акумулювання електричної та теплової енергії. Сумісне використання зазначених технологічних рішень створює умови для ефективного енергозабезпечення об'єктів з невеликою встановленою потужністю. Реалізація такого підходу забезпечує скорочення використання первинних паливних ресурсів, зокрема вугілля, нафтопродуктів і природного газу, до 50 %, а також дозволяє покривати потреби споживачів як в електричній, так і в тепловій енергії.

Інтегрована енергетична система, наведена на рис. 1, сформована на основі вітроенергетичних, сонячних і дизельних генераторних установок із залученням централізованого електропостачання та накопичувачів електричної й теплової енергії.

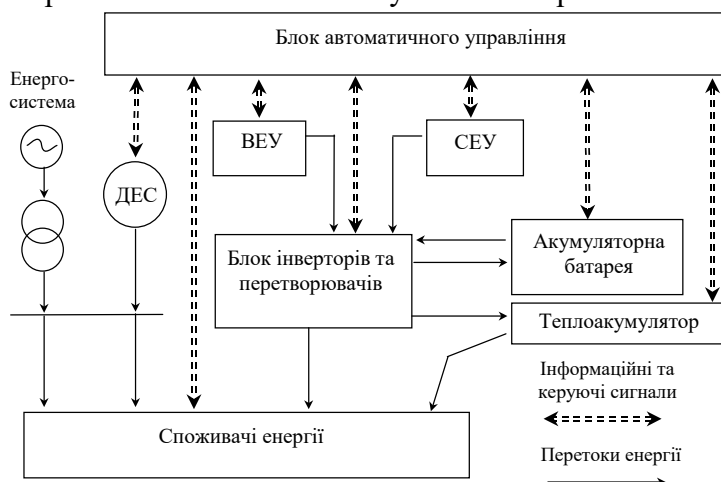


Рисунок 1 – Структурна схема енергетичної системи із застосуванням теплових та електрохімічних накопичувачів енергії

Акумуляторні батареї разом із тепловими накопичувачами призначені для акумулювання надлишків електричної енергії, що генерується вітро- та сонячними електроустановками. Функціонування автоматизованої системи керування полягає в управлінні режимами зарядження й розрядження накопичувачів, а також у синхронізації роботи інверторного обладнання з метою забезпечення раціональних енергетичних режимів.

Для формалізації математичної моделі автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії в комбінованій електроенергетичній системі з електричними та тепловими накопичувачами застосовано метод змінних стану, що ґрунтується на принципах системного аналізу та теорії автоматичного керування.

Відповідно до запропонованої класифікації структура керування комбінованою електроенергетичною системою подана у вигляді схеми (рис. 2).

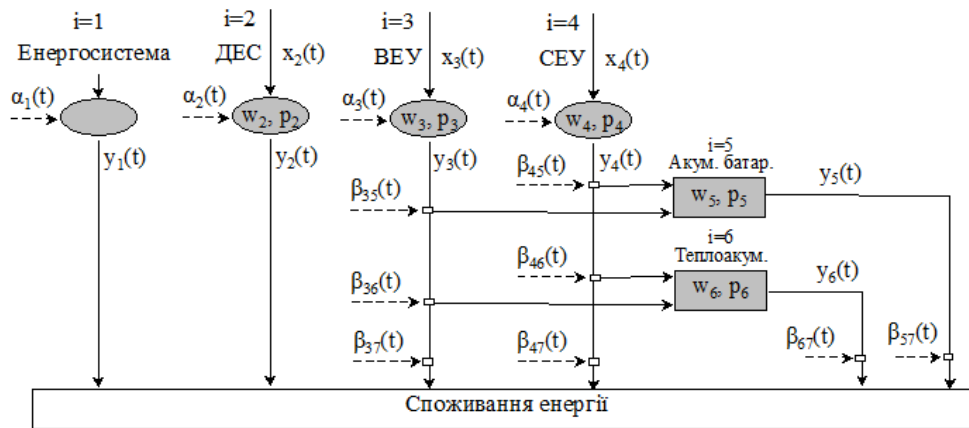


Рисунок 2 – Структурна схема керування комбінованою електроенергетичною системою із застосуванням АСКУЕ

З урахуванням вартісних показників та за умови, що для енергоресурсів з індексами  $i = 3$  (вітрова енергія) та  $i = 4$  (сонячне випромінювання) витрати відсутні, тобто  $c_3(t) = 0$  і  $c_4(t) = 0$ , визначаються сумарні витрати  $v_1(T)$ ,  $v_2(T)$ ,  $v_3(T)$ ,  $v_4(T)$ , пов'язані з функціонуванням відповідно енергосистеми, дизельної електростанції, вітроелектричної та сонячної електроустановок у часовому інтервалі  $[t_0; T]$ . Зазначені складові витрат є визначальними з точки зору формування загальної фінансової ефективності комбінованої електроенергетичної системи.

$$v_1(T) = \int_{t_0}^T c_1(t) \cdot \alpha_1(t) dt, \quad (1)$$

$$v_2(T) = \int_{t_0}^T (c_2'(t) + c_2(t)) \cdot \alpha_2(t) \cdot q(t) dt + \int_{t_0}^T (1 - \alpha_2(t)) \cdot c_2''(t) dt, \quad (2)$$

$$v_3(T) = \int_{t_0}^T (c_3'(t) \cdot y_3(t) dt + \int_{t_0}^T (1 - \alpha_3(t)) \cdot c_3''(t) dt, \quad (3)$$

$$v_4(T) = \int_{t_0}^T (c_4'(t) \cdot y_4(t) dt + \int_{t_0}^T (1 - \alpha_4(t)) \cdot c_4''(t) dt. \quad (4)$$

Разом витрати:

$$V(T) = v_1(T) + v_2(T) + v_3(T) + v_4(T) \rightarrow \min. \quad (5)$$

Система рівнянь (1)–(5) формує математичну модель, яка описує поведінку КЕЕС як відкритої системи, керованої параметрами  $\alpha_i(t)$  і  $\beta_{ij}(t)$ . Модель належить до нелінійних і включає як неперервні, так і розривні функції, одинадцять з яких є невідомими. Вона двокритеріальна: обидва критерії (3.13) та (3.19) представлені інтегралами за кінцевий проміжок часу, які слід мінімізувати.

#### Список літератури

1. Відновлювані джерела енергії / За заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2020. – 392 с.
2. Стратегія інтеграції енергетичних систем [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/>
3. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії. Під заг. ред. Шидловського А.К. – Київ: Українські енциклопедичні знання, 2007. – 559 с.

Дмитро Голубовський, здобувач групи ЕНМ-24М,  
Петро Плешков, канд. техн. наук, професор,  
Світлана Дубенко, асистент  
Центральноукраїнський національний технічний університет  
e-mail: kafedra.etsem@gmail.com

## Моніторинг та управління автоматизованими системами обліку електроенергії для підвищення енергозбереження побутових споживачів

Останнім часом в Україні активно розвиваються автоматизовані системи моніторингу та обліку електроенергії, зокрема АСКОЕ і Smart Metering, що дозволяють здійснювати дистанційний збір даних, контролювати навантаження, аналізувати режими споживання в реальному часі та ідентифікувати технічні й комерційні втрати. Зазначені рішення є важливою складовою цифрової трансформації енергетики та формування моделі «розумного споживача» в межах концепції Smart Grid.

Технології Smart Metering забезпечують впровадження адаптивних тарифів у реальному часі та мотивують споживачів до раціонального використання енергії за рахунок аналітичних інструментів і механізмів динамічного ціноутворення. Додатковою перевагою Smart IMS є можливість централізованого контролю, що дозволяє оперативно виявляти аварійні режими споживання, а також фіксувати факти несанкціонованого втручання чи крадіжок, зменшуючи загальні втрати.

Інтелектуальні лічильники нового покоління оснащуються комунікаційними модулями PLC (Power Line Communication), GSM/GPRS, NB-IoT або LoRaWAN, що забезпечує їх інтеграцію в середовище Інтернету речей (IoT). Такі рішення гарантують надійний обмін даними навіть у складних умовах експлуатації без необхідності прокладання окремих каналів зв'язку.

Підсистема збору та передавання інформації реалізується у вигляді цифрової PL-магістралі, наведеної на рис. 1, яка топологічно відповідає структурі повітряних ліній електропередачі напругою 0,4 кВ і використовує їх як фізичне середовище для передавання інформаційних сигналів.

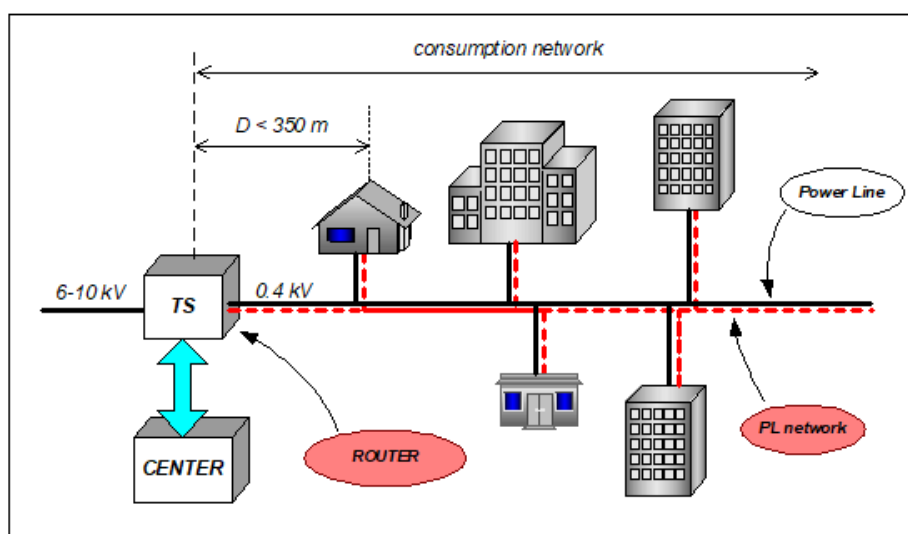


Рисунок 1 – Схема PL-Мережі

З економічної точки зору впровадження Smart Metering сприяє зменшенню пікових навантажень у мережі, скороченню потреби в дорогих резервних джерелах потужності та оптимізації витрат енергопостачальних компаній. Для споживачів такі рішення відкривають можливості розрахунків за гнучкими часовими тарифами, моніторингу енергоспоживання через мобільні додатки та зниження витрат шляхом коригування побутових режимів використання електроенергії. Зокрема, поквартирний багатотарифний облік із поділом споживання на денну й нічну зони забезпечує щомісячну економію на рівні 11,7 у.о.

Запровадження сучасних енергоощадних приладів, автоматизованих систем управління та «розумних» лічильників забезпечує оптимізацію енергобалансів та зменшення втрат в мережах.

Сучасні лічильники SMART IMS 5.2, один з яких зображено на рис. 2, реалізують функції енергетичного моніторингу та віддаленого керування навантаженням. Вони автоматично визначають баланс споживання (сальдо) на основі даних, отриманих із Центру керування, і можуть відключати або обмежувати подачу електроенергії у разі перевищенні лімітів або виникненні аварійних режимів.

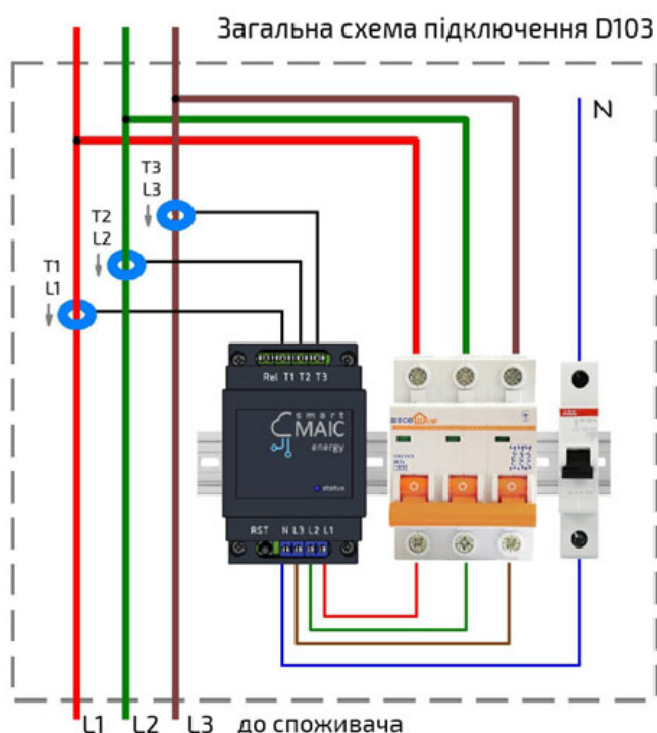


Рисунок 2 – Загальна схема підключення трифазного Smart- лічильника у розподільчому щитку

Реалізація енергоефективних рішень у системах обліку та контролю електроспоживання забезпечує скорочення витрат електроенергії на рівні 10–25 %, зменшує навантаження на енергетичну інфраструктуру та підвищує надійність електропостачання побутових споживачів.

#### Список літератури

1. Праховник А.В., Денисюк С.П., Коцар О. В. Принцип організації взаємодії компонент Smart Grid. Енергетика та електрифікація, 2012. №8. С.68 - 75.
2. Коцар О.В. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням. Навч. посібник. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, — Дніпро: Середняк Т. К., 2017, — 44 с. ISBN: 978-617-7479-26-9.
3. Черемісін М.М., Зубко В.М. Автоматизація обліку та управління електроспоживання: Посібник для вищих навчальних закладів. Х. : Факт, 2005. – 192 с.

**Володимир Бондаренко**, здобувач групи ЕНМ-24М,  
**Лариса Віхрова**, канд. техн. наук, професор,  
**Світлана Дубенко**, асистент  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
 e-mail: kafedra.etsem@gmail.com

## Підходи до оптимізації добових графіків електричного навантаження побутових споживачів

Рівень ефективності процесів передачі та розподілу електричної енергії залежить від величини технічних втрат у мережевих елементах. Значення цих втрат визначаються режимами роботи повітряних і кабельних ліній, а також понижувальних трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ, що, у свою чергу, зумовлюється характером і рівнем добових графіків навантаження.

Виявлені залежності базового навантаження трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, отримані на основі статистичного моделювання, забезпечують можливість достовірного прогнозування електроспоживання в заданий момент часу та розрахунку середніх коефіцієнтів використання трансформаторів. Це створює передумови для формування раціонального алгоритму керування споживачами-регуляторами — спеціально виділеною групою навантажень, потужність яких змінюється відповідно до заданого закону.

Математичне формалізування задачі. Значення втрат активної потужності в обмотках трансформатора на  $i$ -му часовому інтервалі визначається як:

$$\Delta P_{\text{обм.}i} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot (P_i^2 + Q_i^2)}{m \cdot S_{\text{ном}}^2} \quad (1)$$

де  $\Delta P_{\text{кз}}$ ,  $\Delta P_{\text{хх}}$  — втрати у режимі короткого замикання та холостого ходу  $m$ -го трансформатора;

$S_{\text{ном}}$  — величина номінальної потужності  $m$ -того трансформатору;

$P_i^2 + Q_i^2$  — сумарна потужність споживачів, які живляться від даної трансформаторної підстанції;

$m$  — загальна кількість трансформаторів підстанції.

Вартість електричної енергії, що споживається споживачами-регуляторами під час реалізації технологічного процесу, визначається виразом:

$$B = T \cdot \sum_{i=1}^n (k_i P_{\text{СП}i} t_i) \quad (2)$$

де  $k_i$  — тарифні коефіцієнти;

$P_{\text{СП}i}$  — значення потужності споживачів-регуляторів у  $i$ -му часовому інтервалі;

$t_i$  — тривалість відповідного інтервалу часу.

$$B = T \cdot \left( \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^T \left( \frac{(P_i(t) + P_{\text{СП}i})^2 + Q_i^2}{U_{\text{л}}^2} \cdot r_{\text{л}} \cdot t_i \right)_n + \right. \\ \left. + \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^T \left( \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot ((P_i(t) + P_{\text{СП}i})^2 + Q_i^2)}{m \cdot S_{\text{ном}}^2} \cdot t_i + m \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_i \right)_j \right) + \\ + T \cdot \sum_{i=1}^N (k_i P_{\text{СП}i} t_i) \rightarrow \min \quad (3)$$

Необхідно визначити таке управлінське рішення, за якого значення цільової функції досягає мінімуму. Зазначена функція містить дві складові: технічну, що характеризує втрати електричної енергії в мережі, та економічну, пов'язану з оплатою спожитої електроенергії з урахуванням тарифних коефіцієнтів.

Сформована математична модель (1–3) відповідає задачі оптимального керування потужністю споживачів-регуляторів і базується на критерії мінімізації сукупних витрат.

Регулювання електроспоживання споживачів-регуляторів забезпечує використання резерву потужності трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, підвищує середньодобове завантаження трансформатора та сприяє вирівнюванню добового графіка навантажень. Загальну структурну схему керування електроспоживанням СР.

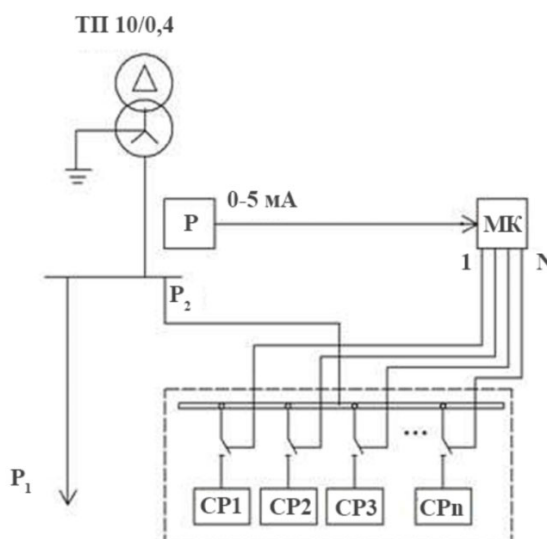


Рисунок 1 – Узагальнена структурна схема системи керування регульованими споживачами різних типів

Було проведено детальне дослідження впливу управління потужністю споживачів-регуляторів на форму добового графіка навантаження трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Зокрема, проаналізовано можливість зміщення частини споживання електроенергії в часі з метою вирівнювання графіка енергетичних навантажень (ГЕН) та зменшення необхідної приєднаної потужності об'єкта. Такий підхід дозволяє більш раціонально розподіляти електричне навантаження протягом доби, знижуючи пікові навантаження та підвищуючи ефективність роботи мережі.

Впровадження споживачів-регуляторів забезпечило більш ефективне використання ресурсів міських електромереж, включно з трансформаторними підстанціями та кабельними лініями. Це досягнуто завдяки підвищенню рівнів нічних і денних мінімумів навантаження, а також оптимізації процесів регулювання потужності та частоти, що дозволяє підтримувати стабільні параметри електропостачання й зменшувати коливання навантаження.

На основі статистичних даних для конкретної ділянки мережі та результатів проведеної оптимізації встановлено, що застосування споживачів-регуляторів дозволяє знизити втрати електричної енергії в трансформаторах на 9 % на кожен відпущену кіловат-годину у порівнянні з режимом без регулювання. Це свідчить про значний економічний і технічний ефект від використання СР у міських електромережах.

## Список літератури

1. Кузнецов Б.А. Режимы электрических сетей при неравномерности потребления. Харьков: ХНУРЕ, 2018. 256 с.
2. Плешков П.Г. Дослідження режимів роботи розподільчих мереж 0,4-10 кВ у житловому секторі. Наукові праці Центральноукраїнського національного технічного університету. Кропивницький: ЦНТУ, 2020. Вип. 40. С. 75-81.
3. Міненерго України. Звіт про режими електроспоживання у побутовому секторі. Київ, 2023. 54 с.

Данило Оршлетт, здобувач групи ЕЕ-24М,  
Петро Плешков, канд. техн. наук, професор,  
Світлана Дубенко, асистент  
Центральноукраїнський національний технічний університет  
e-mail: kafedra.etsem@gmail.com

## Підходи до проектування систем електропостачання промислових зон з інтеграцією інноваційних рішень у високовольтних мережах

У сучасній електроенергетиці активно розвиваються лінії електропередач нового покоління, здатні підвищувати ефективність передавання потужності та стійкість енергосистеми при зростаючих навантаженнях і ускладнених режимах. Дослідження зосереджені на вдосконаленні повітряних і кабельних мереж високих класів напруги із застосуванням нових конструктивних рішень, композитних матеріалів, цифрових систем керування та інтелектуального моніторингу.

Вдосконалення ліній забезпечує стабільні режими роботи енергосистеми під час аварійних або нестаціонарних впливів. Ключовими завданнями є диспетчерське керування потоками потужності, гнучке регулювання напруги на різних ділянках траси та зменшення негативного впливу на довкілля. Важливу роль виконують пристрої FACTS, цифрові трансформатори струму і напруги, системи безперервного контролю стану проводів та високовольтні лінії постійного струму HVDC, що розширюють можливості керування режимами мережі й підвищують її стійкість.

Серед сучасних технологій високовольтних та надвисоковольтних ліній виділяють:

1. UHV-технології, що дозволяють передавати великі потоки енергії на тисячі кілометрів з мінімальними втратами завдяки високій напрузі та низькому струму.
2. FACTS-системи, які забезпечують миттєве регулювання режимів, стабілізацію напруги, контроль потоків і підвищення пропускної здатності існуючих ліній без реконструкції. Приклад — система STATCOM, наведена на рис. 1.

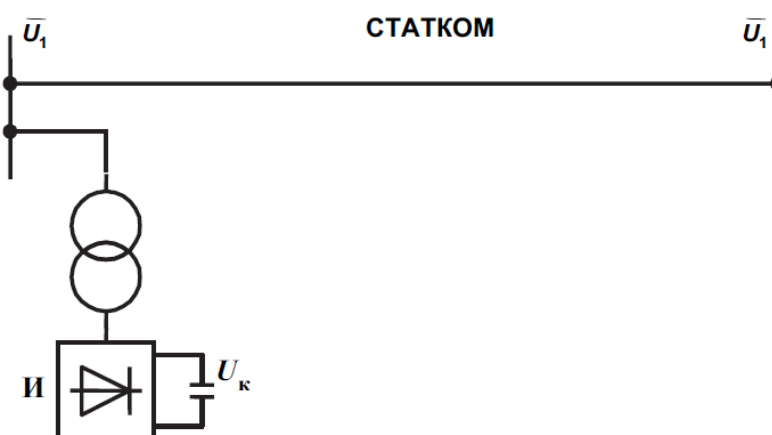


Рисунок 1 – Структурна схема STATCOM як високошвидкісного компенсатора реактивної потужності

3. Компактні та самокомпенсуючі повітряні лінії оптимізують електромагнітні характеристики, підвищують пропускну здатність і знижують негативний вплив на довкілля. Приклад конструкції таких ліній наведено на рис. 2.

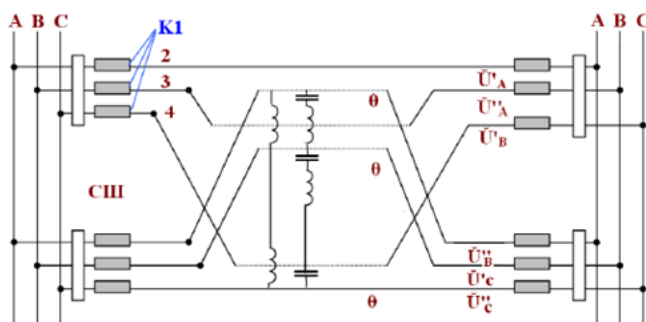


Рисунок 2 – Електрична схема дволанцюгової самокомпенсуючої лінії з широким діапазоном регулювання кутового зсуву напруг та міжфазними компенсувальними елементами

4. Чотирифазні схеми електропередачі поєднують високу економічність із надійністю, забезпечуючи резервування при однофазних пошкодженнях. Основою таких систем є симетрична чотирифазна напруга зі зсувом фаз  $90^\circ$ , що формує дві незалежні двофазні підсистеми з протифазним розташуванням напруг і струмів ( $180^\circ$ ).

5. HVDC-магістралі постійного струму забезпечують мінімальні втрати та повну керованість потоками енергії, що робить їх ефективними для підводних кабелів, великих відстаней і об'єднання несинхронних систем. Співвідношення капітальних витрат на будівництво ліній змінного та постійного струму показано на рис. 3: криві 1 і 3 – складні умови прокладання траси, криві 2 і 4 – сприятливі умови проходження.

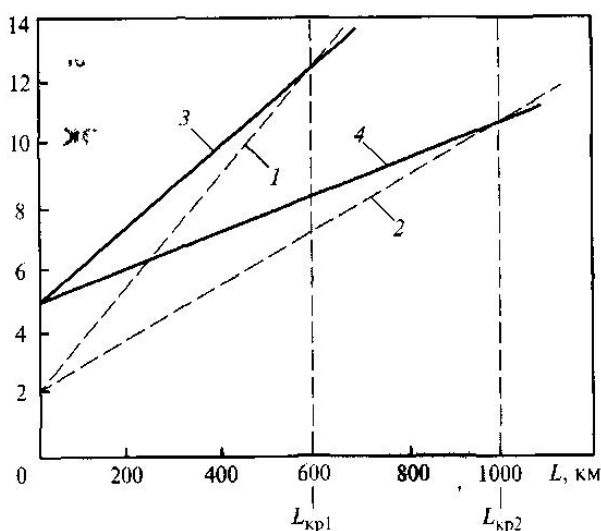


Рисунок 3 – Порівняння капітальних витрат на будівництво ліній змінного струму (пунктирна) та постійного струму (суцільна) однакової пропускної здатності.

6. Цифрові та Smart Grid-технології забезпечують активне управління магістральними мережами, підвищуючи їх адаптивність і стійкість.

7. HTLS-дроти дозволяють збільшувати пропускну здатність ліній без заміни опор, що особливо актуально для міських і промислових районів.

#### Список літератури

1. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств : навч. посіб. / [Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П.Г. та ін.] ; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. техн. ун-т. – Кіровоград : КНТУ, 2015. – 287 с. ISBN 978-966-402-076-0
2. «Інтелектуальні системи в електроенергетиці. Теорія та практика: навчальний посібник. / Стаднік М.І., Видмиш А.А., Штуць А.А., Колісник М.А. Вінниця: ТОВ «ТВОРИ», 2020. 332 с.
3. Особливі режими електричних мереж : Навчальний посібники / Г.Г. Півняк, А.К. Шидловський, Г.А. Кігель, А.Я. Рибалко, О.І. Хованська. – Д : Національний гірничий університет, 2009. – 376 с.

**Karina Tymofieieva**, *Master's Student ENM-24MZ,*  
**Kateryna Petrova**, *Ph.D., Associate Professor*  
*Central Ukrainian National Technical University*  
*e-mail: kateflash27@gmail.com*

## Forecasting Electricity Consumption of Industrial Facilities Considering External Influence Factors

In the context of the global energy transition and the functioning of the Ukrainian electricity market, the accuracy of consumption forecasting is a critical factor for the competitiveness of industrial enterprises. Deviations of actual consumption from the declared schedule lead to significant financial losses due to penalties in the balancing market. Traditional methods often ignore the complex non-linear dependence of energy consumption on external (exogenous) factors, such as weather conditions and calendar features, which necessitates the development of comprehensive methodologies using machine learning.

The aim of the work is the development and practical implementation of a methodology for forecasting the electricity consumption of industrial facilities by integrating statistical models and machine learning approaches to ensure high forecast accuracy.

The study was conducted based on daily electricity consumption data of the main building of an industrial plant for the period 2019-2024. To improve accuracy, the model series was expanded with exogenous factors: air temperature, humidity, wind speed, and atmospheric pressure. Primary time series analysis revealed distinct weekly and annual seasonality, as well as a non-linear (U-shaped) dependence of consumption on temperature: load increases both at low temperatures (heating) and high temperatures (air conditioning).

To determine the optimal approach, four classes of models were implemented and tested:

1. SARIMAX (Seasonal ARIMA with eXogenous regressors). The SARIMAX(7,1,2) x(5,1,1)<sub>12</sub> model showed the worst result on the test sample (MAPE = 59.2%). The linear structure of the model proved incapable of adequately reproducing the non-linear influence of temperature and structural shocks (e.g., quarantine restrictions in 2020).

2. Holt-Winters Model. The triple exponential smoothing method with multiplicative seasonality demonstrated significantly better accuracy (MAPE = 31.8%) compared to regression analysis, due to the effective accounting of seasonal fluctuations.

3. Prophet. The Facebook model, despite automating the accounting of holidays, showed an average result (MAPE = 43.2%) due to erroneous trend interpretation in the initial stages of the time series.

4. LSTM (Long Short-Term Memory). The recurrent neural network demonstrated the best predictive quality (MAPE = 19.5%). The LSTM architecture effectively modeled complex non-linear dependencies and long-term temporal connections, making this method the most adaptive to the real operating conditions of an industrial facility.

**Economic Justification and Commercialization.** Based on the obtained results, a startup project was developed for the implementation of the forecasting system at industrial enterprises (target segments: metallurgy, chemical industry, machine building). Key economic indicators of the project:

- Total capital investment: 7,735 thousand UAH (including R&D, software, and equipment costs).
- Annual cost of services: 5,968.8 thousand UAH.
- Economic efficiency coefficient: 5.

- Payback period: 3–4 months. The high profitability of the project is ensured by the value proposition for the client—minimizing financial losses from imbalances, which significantly exceeds the cost of system implementation.

#### Conclusions.

1. The inefficiency of linear statistical models (SARIMAX) for forecasting industrial electricity consumption under significant weather influence was proven due to their inability to describe non-linear dependencies.

2. It was established that the application of LSTM neural networks allows for achieving the highest forecasting accuracy (error of 19.5% versus 59.2% for SARIMAX), which is critical for operations in the "day-ahead" and intraday markets.

3. The developed startup project is investment-attractive, characterized by a short payback period, and allows industrial consumers to optimize operational costs, enhancing their energy resilience and competitiveness.

#### References

1. Hlibka N.L. Forecasting electricity consumption by an industrial enterprise: Master's thesis. – Kyiv, 2024. – 88 p. Available at: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/64060>
2. Buryi S.V., Khalimov V.V. Evaluation of methods for forecasting electricity consumption of enterprises // Scientific Works of VNTU. – 2014. – No. 2.
3. Short-term forecasting and control of electricity consumption of an industrial enterprise // Electrical Engineering and Computer Science. – 2019. Available at: <https://ela.kpi.ua/items/bf7519f5-c6e3-44f4-8672-c07a7b881179>
4. Ponomarenko V.V. Development of a methodology for forecasting electricity consumption taking into account environmental and production parameters: Master's thesis. – Kyiv: KPI, 2023. Available at: [https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/27883/1/Ponomarenko\\_magistr.pdf](https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/27883/1/Ponomarenko_magistr.pdf)
5. Energy consumption forecasting system for industrial facilities: development of software tools. – 2025. Available at: <https://ela.kpi.ua/items/a46d583d-888e-4a1b-8ce5-10a33ea1a261>
6. Tytiuk V.K. Influence of external factors on electricity consumption of enterprises // Bulletin of the Technical University. – 2022. Available at: [http://ds.knu.edu.ua:8080/jspui/bitstream/123456789/7795/1/Прогнозування\\_енергоспоживання\\_промислового\\_підприємства.pdf](http://ds.knu.edu.ua:8080/jspui/bitstream/123456789/7795/1/Прогнозування_енергоспоживання_промислового_підприємства.pdf)
7. Review of modern methods for forecasting electricity consumption considering external factors // International Science Journal of Engineering & Agriculture. – 2022. Available at: <https://isg-journal.com/isjea/article/view/23>

**Maksym Sulym**, *Master's Student ENM-24M*,  
**Kateryna Petrova**, *Ph.D., Associate Professor*  
*Central Ukrainian National Technical University*  
*e-mail: kateflash27@gmail.com*

## Evaluating Industrial Enterprise Energy Efficiency via Key Consumption Indicators: A Case Study of a Plastic Food Packaging Manufacturer

The current state of Ukraine's economy is characterized by high GDP energy intensity, significantly exceeding that of developed European countries. Given the rising cost of energy resources and the need for industrial decarbonization, the implementation of Energy Management Systems (EnMS) is becoming critical. A key element of EnMS, according to ISO 50006, is the correct establishment of Energy Baselines (EnB) and Energy Performance Indicators (EnPI), which allows for an objective assessment of the effectiveness of implemented measures.

The aim of the work is to develop and practically apply a methodological approach to assessing the energy efficiency of an industrial facility based on the analysis of basic energy consumption indicators.

LLC "PackFood," an enterprise manufacturing polymer packaging for the food industry, was selected as the object of study. An analysis of the energy balance showed that natural gas accounts for approximately 80% of the consumption structure (used for thermoforming processes and heating), while electricity accounts for 20%. Annual consumption is estimated at 2.2 million kWh of electricity and 8.5–9.0 million kWh of natural gas.

To construct a correct Energy Baseline (EnB), three groups of methods were applied: regression analysis, smoothing methods (Exponential and Holt's), and ARIMA modeling.

Within the framework of regression analysis, the influence of nine production and climatic factors on electricity consumption was investigated. By stepwise exclusion of statistically insignificant variables ( $P\text{-value} > 0.05$ ), a final two-factor model was formed, incorporating production volumes of specific product types ( $X_5$  and  $X_7$ ). The resulting regression equation is:

$$\hat{Y} = 223870.18 + 0.3771 \cdot X_5 - 2.2813 \cdot X_7, \quad (1)$$

where  $\hat{Y}$  is the forecast monthly electricity consumption. The model explains approximately 40% of the consumption variation ( $R^2 \approx 0.4$ ).

For the analysis of time series with pronounced seasonality and trends, Holt's method was used, demonstrating high efficiency for forecasting gas consumption due to adaptive smoothing of level and trend (optimized coefficients  $\alpha = 0.143$ ;  $\beta = 0.941$ ).

The most accurate results for establishing the baseline level were shown by the AutoRegressive Integrated Moving Average (ARIMA) model. For the electricity consumption series, after first-order differencing ( $d = 1$ ) to achieve stationarity, an ARIMA (1,1,2) model was identified. This allowed for the construction of forecast confidence intervals and the detection of atypical consumption periods.

Based on a comparison of actual consumption with the calculated baseline, an energy-saving potential of 8–24% was identified. A complex of six energy-efficiency measures was developed:

1. Installation of Variable Frequency Drives (VFD): Modernization of 5 motors with a total capacity of 250 kW will save 100,000 kWh/year. Payback period — 0.7 years.
2. Optimization of the compressed air system: Eliminating leaks and modernizing compressor management will ensure savings of 54,000 kWh/year (payback 0.74 years).

3. Lighting modernization: Transitioning to LED technologies will reduce consumption by 110,000 kWh/year with a payback of 0.27 years.

4. Heat recovery: Utilizing heat from exhaust air will save 600,000 kWh of gas per year. Despite significant investment (1.5 million UAH), the payback period is acceptable — 2.17 years.

5. Implementation of Energy Management System (ISO 50001): Organizational measures and monitoring will ensure a reduction in total consumption by 2-3% with a payback of 0.57 years.

6. Thermal insulation: Insulating building envelopes will reduce gas consumption by 783,000 kWh/year (payback 1.33 years).

The total economic effect from the implementation of the proposed measures is estimated at 3.43 million UAH per year with total investments of approximately 3.7 million UAH. Energy resource savings will amount to approximately 1.9 million kWh in total.

#### Conclusions.

1. Establishing an energy baseline is the foundation for an objective assessment of energy efficiency. Comparative analysis of methods showed that regression and ARIMA models are most adequate for electricity consumption, while Holt's method is superior for gas consumption.

2. The developed methodology for determining EnBs allows for neutralizing the influence of variable factors (production volumes, weather) and identifying real energy savings.

3. Practical implementation of the proposed technical and organizational measures at LLC "PackFood" will reduce energy costs and increase product competitiveness.

#### References

1. Pymonenko V.V. Integral assessment of energy efficiency of regional complexes. – Kyiv: National Academy of Sciences, 2020. – 35 p.
2. Energy efficiency rating of the regions of Ukraine / ed. by I.I. Kovalenko. – Kyiv: KPI, 2022. – 40 p.
3. SAEE. Practical guide on energy audit. – Kyiv, 2021. – 120 p.
4. State Agency on Energy Efficiency and Energy Saving of Ukraine (SAEE). Regional development and energy efficiency. – Kyiv, 2025.
5. Methods for assessing the feasibility of implementing energy efficiency measures in the regions of Ukraine. – Kyiv: KPI, 2023. – 80 p.
6. Energy Development Strategy of Ukraine until 2030. – Ministry of Energy of Ukraine, 2023. – 90 p.

**Andrii Morhunov**, *Master's Student EE-24M*,  
**Kateryna Petrova**, *Ph.D., Associate Professor*  
*Central Ukrainian National Technical University*  
*e-mail: kateflash27@gmail.com*

## Techno-Economic Justification for Implementing a Hybrid Photovoltaic System for an Industrial Facility

In the context of global energy challenges and the volatility of traditional energy markets, ensuring the energy resilience of industrial enterprises has become critically important. Rising electricity tariffs and the risks of emergency outages are driving the transition to distributed generation using renewable energy sources (RES). Hybrid systems, which combine solar generation with the grid and energy storage systems (ESS), are particularly relevant as they not only reduce operating costs but also ensure the continuity of production processes.

The aim of the work is to research, develop, and comprehensively evaluate the technical and economic efficiency of implementing a hybrid PV system integrated into the existing grid of an industrial facility.

A furniture manufacturing enterprise located in the Kirovohrad region was selected as the object of study. To ensure accurate system design, an analysis of daily load profiles was conducted, revealing that the facility's peak power consumption reaches 165 kW, occurring primarily during morning and daytime hours. The facility's total annual electricity consumption amounts to 1,238,080 kWh.

Based on an assessment of available roof areas (6 buildings in total, including the production workshop, warehouses, and administrative building), a conceptual design for the solar power plant (SPP) was developed. JA Solar 400 Wp monocrystalline photovoltaic modules (Half-Cut Cell, PERC technology) were selected as the basic generating element. High-efficiency network inverters from the Huawei SUN2000 series, ranging in power from 8 to 30 kW, were proposed for energy conversion, depending on the string configuration of each building.

System operation modeling, performed using the PVsyst software suite, allowed for the optimization of module placement, accounting for shading and orientation (Azimuth  $-15^\circ$ , Tilt  $30^\circ$ ). The final system configuration comprises 356 photovoltaic modules with a total installed capacity of 142.4 kW (cumulative across all objects).

The generation modeling results indicate the following indicators:

1. Projected Annual Generation: The hybrid system is capable of producing 166,086 kWh of electricity per year.
2. Seasonality: A distinct seasonal dynamic is observed, with maximum generation in the spring-summer period - partially compensating for increased consumption due to air conditioning - and a minimum in the autumn-winter period.
3. Energy Balance: Although the annual generation is lower than the enterprise's total consumption, the system significantly substitutes the purchase of expensive grid electricity, particularly during peak load hours.

The economic evaluation of the project's efficiency was based on the Discounted Cash Flow (DCF) method. The calculation of Capital Expenditures (CAPEX) includes the cost of equipment (PV modules, inverters, mounting systems, cabling, switchgear) and expenses for installation and design.

Key economic indicators of the project:

- Total equipment cost: 3,296,240.46 UAH.
- Total capital investment (including a 1.2 installation coefficient): 3,955,488.55 UAH.
- Annual cost savings (at a tariff of 9.38 UAH/kWh): 1,557.89 thousand UAH.

- Net Present Value (NPV) over 20 years of operation: 6,604.37 thousand UAH.
- Simple Payback Period (PP): 2.62 years.
- Discounted Payback Period (DPP): 3.42 years.

A significant advantage of the proposed solution is its hybrid architecture. The use of modern inverters and potential integration with energy storage systems allows the enterprise to operate in autonomous mode during emergency outages, minimizing losses from production downtime. The technological audit confirmed the availability of the necessary technologies and the feasibility of implementing the concept as a power source independent of the general energy system.

A SWOT analysis of the project revealed that its strengths are environmental friendliness, autonomy, and high profitability. Threats include potential military risks and changes in government regulation; however, the rapid payback speed (under 4 years) significantly mitigates financial risks.

#### Conclusions:

1. The implementation of a hybrid photovoltaic system for an industrial facility is a technically justified solution that aligns with modern trends in energy efficiency and economic decarbonization.

2. The designed system, with a capacity of ~142 kW, allows for the generation of over 166 MWh of electricity annually, replacing a significant portion of the enterprise's consumption from the external grid.

3. Economic calculations confirm the high investment attractiveness of the project: with capital investments of approximately 4 million UAH, the discounted payback period is 3.42 years, and the project's NPV exceeds 6.6 million UAH.

4. The realization of this project will not only improve the enterprise's financial indicators through energy savings but also enhance its energy security and product competitiveness in the market.

#### References

1. Havryk I.R. Hybrid power supply for industrial facilities from rooftop photovoltaic systems: Thesis. – Kyiv: KPI named after Igor Sikorsky, 2024. – 164 p.
2. Mylykh V.I. Power supply for industrial enterprises: Textbook. – Kharkiv: KhNUMG named after O.M. Beketov, 2018. – 403 p.
3. Lyushyn V.O. Design of power supply for facilities using photovoltaic installations: Master's thesis. – Lutsk: Lutsk National Technical University, 2025. – 78 p.
4. Integration of renewable energy sources into the power supply of industrial enterprises // Bulletin of the Vinnytsia National Technical University. – 2022. – №3(167). – P. 54–61.
5. Fedorenko A.O. Development of a hybrid power supply system project for a residential building with lightning protection: Diploma project. – Kyiv: NTUU "KPI", 2021. – 67 p.
6. Assessment of technical and economic efficiency of photovoltaic systems implementation // Renewable Energy. – 2021. – №2. – P. 89–92.
7. Garazd A.C. Designing hybrid power supply systems with RES for different types of facilities: Qualification work. – Lviv: LNUP, 2025. – 92 p.
8. Guide to Solar Photovoltaic Technologies. – Kyiv: State Agency on Energy Efficiency and Energy Saving of Ukraine, 2023. – 108 p.
9. Byrkun K. Optimization of photovoltaic systems' performance using monitoring systems: Master's thesis. – Sumy: SumDU, 2025. – 65 p.
10. Analysis of the efficiency of innovative hybrid power supply using thermal and photovoltaic heliocollector // Modeling and Information Technologies in Power Engineering and Automation. – 2023. – №11(42). – P. 102–110.

**Anastasiia Miroshnichenko**, *Master's Student ENM-24M,*  
**Kateryna Petrova**, *Ph.D., Associate Professor*  
*Central Ukrainian National Technical University*  
*e-mail: kateflash27@gmail.com*

## Integrated Energy Efficiency Assessment of Regional Energy Complexes in Ukraine: A Case Study of the Kirovohrad Region

Given the high energy intensity of Ukraine's GDP and the critical depreciation of fixed assets in the fuel and energy complex (FEC), enhancing energy efficiency is of strategic importance. Traditional monitoring methods, based on fragmented analysis of individual indicators, fail to provide a holistic picture of the efficiency of regional energy complexes (REC). The relevance of this study lies in the necessity of transitioning to an integral assessment that systematically accounts for technical, economic, and environmental factors, while ensuring objective benchmarking of territorial communities to prioritize investments.

The aim of the work is to develop and test a toolkit for the integral assessment of the energy efficiency level of RECs based on multivariate statistical methods.

An analysis of the state of Ukraine's FEC indicates the need for a paradigm shift from extensive capacity expansion to intensive rational use of energy resources. Based on the study of global practices (ODYSSEE methodology, IEA) and national specifics, an assessment system based on a sectoral approach was formed.

For the study, 11 key indicators ( $X_1...X_{11}$ ) were selected and grouped into four blocks: reliability (technological), production, consumption, and environmental. These include the index of physical depreciation of assets, the coefficient of fuel balance mono-dependence, specific energy consumption intensity, electrification level, and environmental load.

To avoid multicollinearity and reduce data dimensionality, Principal Component Analysis (PCA) was applied. Input data for the territorial communities (TC) of the Kirovohrad region were normalized. Factor analysis reduced the initial variables to three latent factors, which cumulatively explain 84.6% of the data variance:

1. Production-Energy Factor ( $F_1$ , 52.2% of variance): Characterizes the intensity of energy resource use and the associated load on the system.
2. Ecological-Investment Factor ( $F_2$ , 21.3% of variance): Reflects the level of harmful emissions and the volume of investments in environmental safety.
3. Technological-Stability Factor ( $F_3$ , 11.2% of variance): Describes the technical condition of grids and the structure of the fuel balance.

To construct the energy efficiency rating of the communities, a Taxonomic Indicator ( $T_j$ ) was used, calculated based on the Euclidean distance of the object to the reference (ideal) state. The smaller the distance to the reference, the higher the level of energy security and efficiency of the region.

The ranking results of the TCs in the Kirovohrad region revealed significant differentiation:

- Leaders (High Level): Novomyrhorod TC ( $T_j = 0.2089$ ) and Novoarkhanhelsk TC ( $T_j = 0.2950$ ). These communities possess balanced consumption indicators and lower levels of asset depreciation.

- Middle Level: Kropyvnytskyi ( $T_j = 0.4433$ ), Haivoron TC. The regional center demonstrates a high load on the production-energy factor ( $F_1 = -4.056$ ) due to the concentration of industry and population.

- Outsiders (Critical Level): Petrove TC ( $T_j = 0.9905$ ), Zavalia TC ( $T_j = 0.9871$ ), and Bobrynets district. High indicator values signal critical equipment wear, high energy intensity, and a lack of investment, requiring immediate intervention.

Additionally, an analysis of national trends in the residential sector for 2017–2021 was conducted. A clear trend toward the decentralization of heat supply was identified: in many regions (e.g., Sumy, Mykolaiv oblasts), the share of individual heating is increasing while centralized heating declines. It was also established that the positive dynamics of specific energy efficiency indicators are partly due to population decline (a decrease in the denominator in calculations) rather than technological modernization alone.

#### Conclusions.

1. The proposed methodological approach, combining factor analysis and the calculation of a taxonomic indicator, allowed for the objective typification of regions by levels of energy efficiency and energy security.

2. It was determined that the main problems of RECs are critical dependence on fossil fuels (particularly gas in industrial regions) and a high level of physical infrastructure wear (over 60% in crisis communities).

3. The developed rating serves as an empirical basis for local self-government bodies in formulating energy strategies. Investment resources should be directed primarily to communities with the highest taxonomic indicator values (outsiders) to avoid technogenic accidents and infrastructure collapse.

#### References

1. Energy efficiency rating of the regions of Ukraine / ed. by I.I. Kovalenko. – Kyiv: KPI, 2022. – 40 p.
2. State Agency on Energy Efficiency and Energy Saving of Ukraine (SAEE). Regional development and energy efficiency. – Kyiv, 2025.
3. Methods for assessing the feasibility of implementing energy efficiency measures in the regions of Ukraine. – Kyiv: KPI, 2023. – 80 p.
4. Energy Development Strategy of Ukraine until 2030. – Ministry of Energy of Ukraine, 2023. – 90 p.

Дмитро Ковальов, здобувач групи ЕЕ-23М,  
 Руслан Телюта, канд. техн. наук, доцент  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
*e-mail: teliuta.r@gmail.com*  
 Анна Телюта, викл. Кропивницький аграрний фаховий коледж  
*e-mail: annateliuta@gmail.com*

## Оцінка ефективності використання індукційного електричного опалення в житлових приміщеннях

Сьогодення характеризується стрімким розвитком використання електричної енергії для потреб теплопостачання. Електричне опалення в нашій країні розвивається вже понад сорок років, але набуло особливої актуальності під час газових криз, після чого є альтернативою газовому та іншим видам опалення на викопному паливі. Вибір оптимального способу обігріву є комплексною задачею, що потребує аналізу енергетичної ефективності, монтажних та експлуатаційних характеристик. Електрообігрів виступає ключовим напрямком для організації системного впровадження індивідуального поквартирного теплозабезпечення. Використання електроенергії для потреб теплопостачання перебуває в стані активного розвитку в Україні. Існує широкий спектр електроопалювальних систем - від простих систем прямого обігріву до комплексних багаторівневих рішень. Енергетичні компанії використовують політику стимулювання споживання електроенергії в нічний період для вирівнювання добових графіків навантаження. Такі заходи спрямовані на подальше вдосконалення тарифної системи та збереження пільгових нічних тарифів. З огляду на інвестиційні та експлуатаційні витрати, можливість регулювання, відносну екологічність та комфортність, впровадження електрообігріву є техніко-економічно обґрунтованим.

Кожен вид електроопалення характеризується своїм набором техніко-економічних показників та споживчих властивостей. Часто оптимального вибору рішення серед кількох варіантів є неоднозначним і потребує застосування спеціальної методики для техніко-економічного обґрунтування, проведення досліджень на пілотних об'єктах.

Перспективним шляхом підвищення енергоефективності є перехід до децентралізованого споживання із застосуванням електротеплоаккумуляційних технологій. Заміна традиційних джерел тепла на акумуляційні комплекси дозволяє використовувати електроенергію переважно в нічний час за пільговими тарифами, що суттєво знижує експлуатаційні витрати [1].

В роботі запропоновано використання перетворювача електричної енергії в теплову типу «котушка в сталі». Принцип дії базується на явищах магнітного гістерезису та вихрових струмів, що виникають у феромагнітному осерді [2].

Втрати активної потужності в такій системі складаються з втрат на перемагнічування (гістерезис), втрат на вихрові струми (струми Фуко) та омичних втрат в обмотці.

Експериментальні дослідження дозволили встановити залежності споживаної активної потужності ( $P$ , Вт) від прикладеної напруги ( $U$ , В). Встановлено, що ці залежності мають нелінійний характер і описуються регресійними моделями:

Для холодного стану системи ( $R^2 = 0,9976$ ):

$$P_{\text{хол}} = 0,0897U^2 - 3,3847U + 10. \quad (1)$$

Для гарячого стану системи ( $R^2 = 0,9918$ ):

$$P_{\text{гар}} = 0,088U^2 - 5,0898U. \quad (2)$$

Графічна інтерпретація отриманих залежностей наведена на рис. 1.

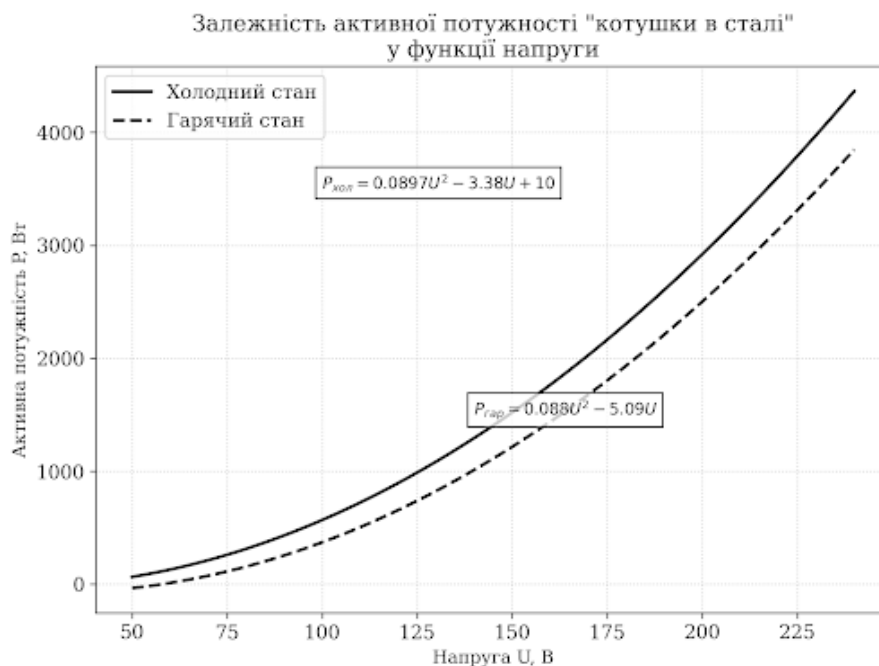


Рисунок 1 – Залежність активної потужності котушки в сталі у функції напруги.

Для реалізації автономного опалення розроблено конструкцію індивідуальної електротеплоаккумуляційної установки (рис. 2).

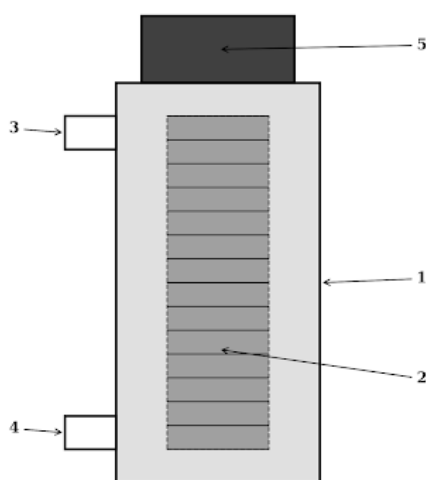


Рисунок 2 – Індивідуальна електротеплоаккумуляційна установка:

1 – сталевий корпус, 2 – перетворювач електричної енергії в теплову типу «котушка в сталі», 3 – верхній патрубок (фланець), 4 – нижній патрубок (фланець), 5 – клемна кришка.

Пристрій складається зі сталевого корпусу, всередині якого розміщено індукційний нагрівач. Циркуляція теплоносія забезпечується через верхній та нижній патрубки.

Використання ефекту «котушка в сталі» дозволяє створити надійний перетворювач енергії з високим ККД. Отримані математичні моделі дозволяють прогнозувати енергоспоживання системи в різних температурних режимах. Запропонована конструкція установки є перспективною для впровадження в системах нічного акумулювання тепла.

## Список літератури

1. Сучасний стан і основні напрямки застосування електричної енергії для теплопостачання в Україні. За редакцією академіка НАНУ А. А. Долінського, канд. техн. наук Д.Й. Розинського. - К.: Видавництво Купріянова О.О. - 2009. - 252 с.
2. С.В. Овчаров, Р.В. Телюта, А.В. Бурак. Розробка технічного засобу перетворення електричної енергії в теплову на принципі «котушка в сталі». Збірник наукових праць КНТУ /Техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація/ – Вип. 25. Ч 2. Кіровоград: КНТУ, 2012. С. 114 – 121.

**Владислав Циганенко**, здобувач групи ЕНМ-23М,  
**Руслан Телюта**, канд. техн. наук, доцент  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
 e-mail: teliuta.r@gmail.com  
**Анна Телюта**, викл. Кропивницький аграрний фаховий коледж  
 e-mail: annateliuta@gmail.com

## Прогнозування та аналіз електроспоживання на підприємстві електротехнічного виробництва

Електроенергія становить фундаментальну основу для функціонування промислових підприємств, особливо в галузі електротехнічного виробництва. Динамічні зміни у споживанні, кліматичні коливання та впровадження інноваційних виробничих процесів актуалізують завдання точного прогнозування енергетичних навантажень. Неточності в прогнозуванні споживання можуть спричинити економічні збитки, енергетичний дефіцит або невиправдані надлишки генерації, що негативно впливає на стабільність роботи електричних мереж. Якісне прогнозування сприяє раціональному управлінню енергосистемами та мінімізації викидів шкідливих речовин в атмосферу.

Сучасна практика прогнозування електроспоживання охоплює широкий спектр підходів, від класичних статистичних моделей до передових технологій штучного інтелекту. До уваги беруться множинні чинники: метеорологічні параметри, макроекономічні індикатори, демографічні тенденції та технічний стан енергетичної інфраструктури, що забезпечує підвищення достовірності прогнозів та ефективне стратегічне планування [1,2]. Методологічну базу прогнозування можна систематизувати категоріями (рисунок 1).

Класифікація методів прогнозування електроспоживання



Рисунок 1 – Схема класифікації методів прогнозування електроспоживання.

Класифікувати можна наступним чином: **методи на основі історичних даних** використовують ретроспективну інформацію про споживання без складного математичного моделювання; **статистичні підходи** включають регресійний аналіз для визначення часових залежностей, адаптивне експоненційне згладжування для оперативних прогнозів, авторегресійні інтегровані моделі ковзного середнього для аналізу часових рядів, а також структурні моделі з урахуванням додаткових факторів впливу; **комбіновані методи**

поєднують статистичний апарат та алгоритми машинного навчання, що дозволяє досягти вищої точності завдяки синергії різних підходів; **експертне оцінювання** базується на професійних судженнях фахівців та якісному аналізі ситуації; **технології машинного навчання** представлені нейромережевими архітектурами, здатними виявляти складні нелінійні закономірності, алгоритмами дерев рішень для задач класифікації та регресії, методами опорних векторів для багатовимірного аналізу; **метеозалежні моделі** імітують вплив погодних умов на енергоспоживання; **стохастичні моделі**, зокрема метод Монте-Карло, застосовуються для кількісної оцінки невизначеності; **інтелектуальні системи енергоменеджменту** забезпечують моніторинг та оптимізацію споживання в режимі реального часу; **економетричні моделі** досліджують взаємозв'язок між тарифною політикою та обсягами споживання.

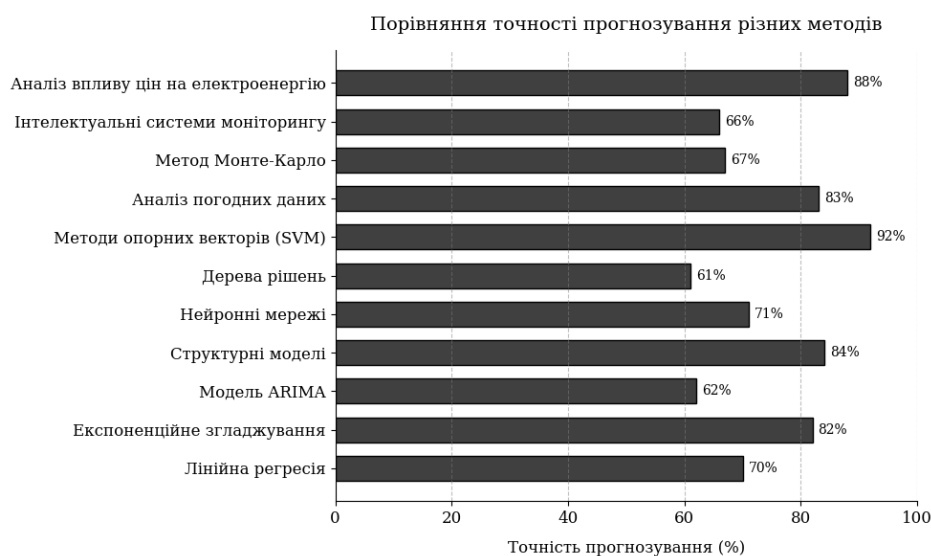


Рисунок 2 – Графік порівняння точності прогнозування різних методів.

Емпіричні дослідження демонструють суттєві відмінності в точності різних методологічних підходів. Нейромережеві технології показують найвищу достовірність прогнозів з похибкою 3-5%, комбіновані методи досягають показника 5-8%, авторегресійні моделі характеризуються точністю 8-12%, тоді як традиційна лінійна регресія має похибку на рівні 12-18%.

Прогнозування енергоспоживання на електротехнічних виробництвах є критично важливим інструментом оптимізації енергетичних витрат, підвищення ефективності технологічних процесів та мінімізації ризиків, пов'язаних з нестабільністю попиту. Різноманітність виробничих навантажень та циклічний характер енергоспоживання на різних підприємствах обумовлює необхідність створення спеціалізованих прогностичних моделей. Такі моделі повинні враховувати технологічні особливості конкретного виробництва, структуру енергетичних потоків та зовнішні чинники, включаючи метеорологічні умови.

Штучні нейронні мережі продемонстрували найвищу ефективність у задачах прогнозування електроспоживання промислових об'єктів, забезпечуючи істотно нижчі показники похибок порівняно з класичними методами лінійної регресії. Це відкриває перспективи для їх широкого впровадження в системи енергоменеджменту електротехнічних підприємств з метою досягнення економічної ефективності та енергостійкості виробництва.

## Список літератури

1. Модель та процедури короткострокового прогнозування електроспоживання на оптовому ринку електроенергії / Ф. Ю. Шараєвський // "Системні дослідження та комплексні проблеми енергетики". – 2007. – С. 36–40.
2. Прогнозування електроспоживання з урахуванням факторів технологічного та ринкового середовища / І. А. Солов'єва, А. П. Дзюба // "Науковий діалог". – 2013. – С. 97–113.

**Віктор Онуфрієнко**, здобувач групи ЕЕ-24М,  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
 e-mail: onufriienkovihr@kntu.kr.ua

## Оптимізація втрат енергії розподільній мережі 6-20 кВ у режимі максимальних навантажень

Технічний мінімум втрат відповідає ідеальним умовам, які є недосяжними при реальній експлуатації. Будь-яке наближення до цього еталону вимагає капіталовкладень. Оптимізація дозволяє визначити економічно виправдану межу, де вартість заходів зі зниження втрат є меншою за прибуток від збереженої енергії. Тоді критерієм оптимальності виступає мінімум сумарних річних витрат  $B_{\Sigma}$ , що пов'язаних з транспортуванням електричної енергії. Цільова функція є сумою капітальної та експлуатаційної складових:

$$\begin{cases} B_{\Sigma} = B_{\text{л}} + B_{\text{пс}} \rightarrow \min \\ (\Delta P_{\text{л}^*}, \Delta P_{\text{пс}^*}) \in \Omega \end{cases}, \quad (1)$$

де  $B_{\text{л}}$  – лінійна складова витрат на передавання електроенергії

$$B_{\text{л}} = \frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}} R_{\text{л}} \tau}{\Delta W_{\text{л.доп}^*} U^2 \cos^2 \varphi T_{\text{макс}}^2} + \Delta W_{\text{л.доп}^*} c_0; \quad (2)$$

$B_{\text{пс}}$  – підстанційна складова витрат на передавання електроенергії

$$B_{\text{пс}} = \frac{\tau R_{\text{т}} (p_{\text{н}} K_{\text{пс}} + c_0 \Delta P_{\text{н.х}} T)}{T_{\text{макс}}^2 \Delta W_{\text{нав}^*} U^2 \cos^2 \varphi} + \Delta W_{\text{нав}^*} c_0. \quad (3)$$

Функція сукупних витрат  $B_{\Sigma}$  (1) залежить від різних незалежних змінних оптимізації: параметрів лінії  $\Delta W_{\text{л}^*}$  і підстанції  $\Delta W_{\text{пс}^*}$ . Оскільки складова  $B_{\text{л}}$  залежить лише від параметрів лінії, а складова  $B_{\text{пс}}$  – лише від параметрів підстанції, явна цільова функція набуває вигляду:

$$B_{\Sigma}(\Delta W_{\text{л}^*}, \Delta W_{\text{пс}^*}) = B_{\text{л}}(\Delta W_{\text{л}^*}) + B_{\text{пс}}(\Delta W_{\text{пс}^*}). \quad (4)$$

Мінімум функції  $B_{\Sigma}$ , можливо знайти застосувавши умову стаціонарності та розв'язавши систему для всіх незалежних змінних. Необхідні умови внутрішнього мінімуму виражаються нульовими граничними похідними за кожною незалежною змінною:

$$\frac{\partial B_{\Sigma}}{\partial(\Delta W_{\text{л}^*})} = \frac{\partial B_{\text{л}}}{\partial(\Delta W_{\text{л}^*})} = 0, \quad \frac{\partial B_{\Sigma}}{\partial(\Delta W_{\text{пс}^*})} = \frac{\partial B_{\text{пс}}}{\partial(\Delta W_{\text{пс}^*})} = 0. \quad (5)$$

Оскільки  $B_{\text{л}}$  не залежить від  $\Delta W_{\text{пс}^*}$ , її похідна за цією змінною дорівнює нулю. Економічно доцільне значення втрат активної енергії визначається із умови стаціонарності

$$\frac{\partial B_{\text{л}}}{\partial \Delta W_{\text{л}^*}} = c_0 \left[ 1 - \frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}} R_{\text{л}} \tau}{c_0 \Delta W_{\text{л.доп}^*}^2 U^2 \cos^2 \varphi T_{\text{макс}}^2} \right]. \quad (6)$$

Прирівнявши (6) до нуля, отримаємо вираз для економічно доцільного значення втрат активної енергії для режиму максимальних навантажень у лінії

$$\Delta W_{\text{е.д.л}^*} = \frac{1}{U_{\text{л}} \cos \varphi T_{\text{max}}} \sqrt{\frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}} R_{\text{л}} \tau}{c_0}}. \quad (7)$$

Аналогічно, економічно доцільне значення втрат активної енергії підстанційної складової визначимо, взявши похідну виразу (7) за змінною  $\Delta W_{\text{пс}^*}$

$$\frac{\partial B_{\text{пс}}}{\partial \Delta W_{\text{пс}^*}} = \left[ \frac{\tau R_{\text{т}} (p_{\text{н}} K_{\text{пс}} + c_0 \Delta P_{\text{н.х}} T)}{T_{\text{max}}^2 \Delta W_{\text{нав}^*} U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi} + \Delta W_{\text{нав}^*} c_0 \right]. \quad (8)$$

Прирівнявши (8) до нуля, отримаємо

$$\Delta W_{\text{е.д.пс}^*} = \frac{1}{T_{\text{max}} U_{\text{т}} \cos \varphi} \sqrt{\frac{\tau R_{\text{т}} (p_{\text{н}} K_{\text{пс}} + c_0 \Delta P_{\text{н.х}} T)}{c_0}}. \quad (9)$$

За отриманими виразами (7) та (9) були розраховані залежності питомих витрат від рівня втрат для кабельних ліній 10 кВ  $B_{\text{кл}} = f(\Delta W_{\text{кл.доп}^*})$  і трансформаторів типу ТМГ 10 кВ  $B_{\text{пс}} = f(\Delta W_{\text{нав}^*})$ , що дозволили визначити їх мінімальні значення (рис. 1).

Аналіз отриманих залежностей показує, що криві витрат мають чітко виражені мінімуми, які зміщуються в залежності від технічних параметрів обладнання. Зліва від точки оптимуму домінують капітальні витрати (надлишкові інвестиції в обладнання), а справа – експлуатаційні (надмірні втрати енергії). Отримані точки мінімуму вказують на ідеальний баланс, при якому мережа працює з найменшими сукупними витратами для заданого профілю навантаження.

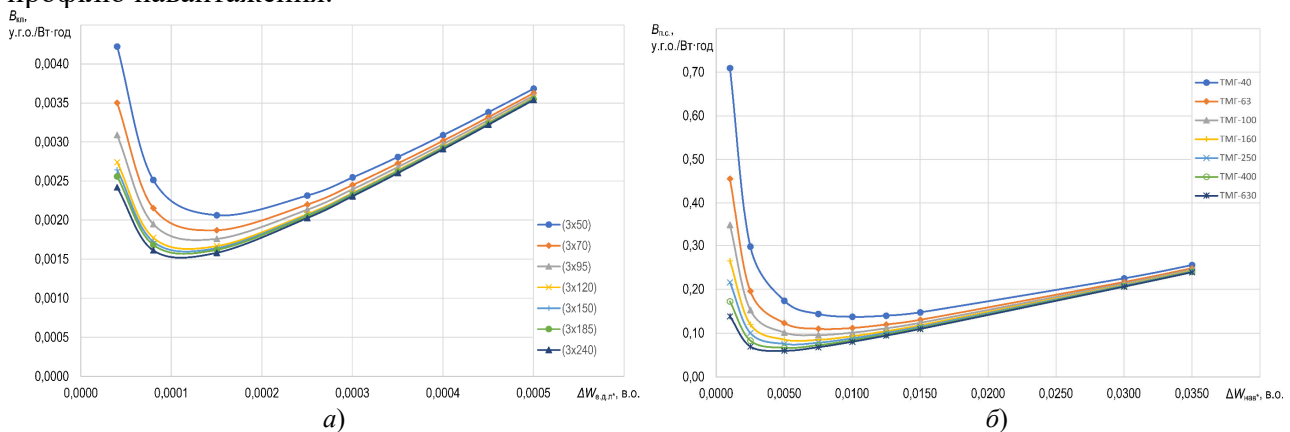


Рисунок 1 – Залежності: а –  $B_{\text{кл}} = f(\Delta W_{\text{кл.доп}^*})$ ; б –  $B_{\text{пс}} = f(\Delta W_{\text{нав}^*})$ ;

Одержано аналітичні залежності для економічно доцільного рівня втрат активної енергії в мережі для ліній і трансформаторів. Вони враховують тариф, тривалість навантаження, активні опори, коефіцієнт потужності  $\cos \varphi$  та втрати холостого ходу силового трансформатора. Ці формули дають змогу безпосередньо оцінювати «цільові» втрати для заданого режиму і можуть бути використані в якості критерію пріоритизації заходів зі зниження втрат з урахуванням техніко-економічних обмежень.

**Сергій Мельников**, здобувач групи ЕНМ-25М,  
**Олександр Козловський**, канд. техн. наук, доцент  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
 e-mail: melnykovseol@kntu.kr.ua

## Визначення оптимальної конфігурації системи СНЕ машинобудівного підприємства

Сучасне машинобудування функціонує в умовах дефіциту енергоресурсів та зростання вартості електроенергії. Для енергоємних виробництв частка енергетичної складової у собівартості є критичним фактором конкурентоспроможності. Специфіка технологічних процесів (робота потужних верстатів, термічних дільниць) зумовлює значну нерівномірність добових графіків навантаження, що призводить до підвищених витрат на оплату пікової потужності та ризиків штрафів за небаланси.

Оскільки традиційні методи енергозбереження (модернізація двигунів, частотне регулювання) значною мірою вичерпали свій потенціал, перспективним напрямом є впровадження промислових систем накопичення електроенергії (СНЕ). Це дозволяє реалізувати стратегії керування попитом та оптимізувати графік споживання.

Завдання обґрунтування параметрів СНЕ зводиться до задачі умовної нелінійної оптимізації. Мета полягає у пошуку вектора керування  $X = (P_{inv}, E_{nom})$ , який максимізує економічний критерій ефективності при безумовному виконанні технічних обмежень. Змінними оптимізації виступають номінальна потужність інвертора ( $x_1$ , МВт) та номінальна енергоємність батареї ( $x_2$ , МВт·год).

Критерієм оптимальності обрано максимізацію чистого приведенного доходу  $NPV$  за період  $T = 10$  років [1]:

$$F(x_1, x_2) = NPV = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t(x_1, x_2)}{(1+r)^t} - CAPEX(x_1, x_2) \rightarrow \max \quad (1)$$

де  $CAPEX(x_1, x_2)$  – функція капітальних витрат функція капітальних витрат, яка апроксимується лінійною залежністю з фіксованою частиною  $k_p x_1 + k_E x_2 + C_{const}$ ;  $k_p, k_E$  – питома вартість потужності та ємності відповідно;  $CF$  – річний грошовий потік, що формується як сума економії на платі за потужність та доходу від арбітражу за вирахуванням операційних витрат.

Область допустимих рішень  $\Omega$  обмежується системою нерівностей. Потужність, споживана з мережі  $P_{grid}$ , не повинна перевищувати ліміт  $P_{limit}$

$$P_{load}(\tau) - x_1 \leq P_{limit} \quad (3)$$

Також враховано обмеження енергетичного балансу (запас енергії має покривати дефіцит потужності) та технологічні обмеження (дискретність номіналів обладнання,  $C-rate \leq 2C$ ).

Аналіз цільової функції та системи обмежень показав, що задача має наступні особливості:

- дискретність змінних: обладнання випускається стандартними номіналами (модулями);

- нелінійність: функція штрафів за перевищення ліміту є розривною штраф нараховується стрибкоподібно при порушенні умов;

- мала розмірність: простір пошуку обмежений двома змінними.

Враховуючи зазначені фактори, для знаходження глобального екстремуму застосовано метод імітаційного моделювання з повним перебором варіантів. Алгоритм розв'язання містить такі етапи:

- формування сітки параметрів:  $x_1$  з кроком 0,5 МВт,  $x_2$  з кроком 1,0 МВт·год;

- для кожного вузла сітки  $(x_1^i, x_2^j)$  виконується симуляція річного режиму роботи (8760 годин);

- перевірка виконання обмежень: якщо обмеження порушено (наприклад, не вистачило ємності для зрізання піку), варіант штрафується;

- розрахунок значення цільової функції  $F(x_1^i, x_2^j)$ .

Апробацію методики виконано на прикладі машинобудівного підприємства, що спеціалізується на виробництві гідравлічних вузлів та агрегатів. Структура електроспоживання об'єкта визначається роботою верстатного обладнання, термічних дільниць та випробувальних стендів. Електропостачання здійснюється за 1-м класом напруги. Поточна договірна потужність становить 23 МВт, а цільовий рівень обмеження потужності для оптимізації встановлено на рівні  $P_{limit} = 18,0$  МВт.

У результаті чисельного експерименту отримано масив значень  $NPV$ , графічна інтерпретація поверхні відгуку якого наведена на рис. 1. дозволяє оцінити крутизну спаду цільової функції при відхиленні від оптимуму та чітко ідентифікувати області ризику, де проект стає збитковим через штрафні санкції або надмірні капітальні витрати.

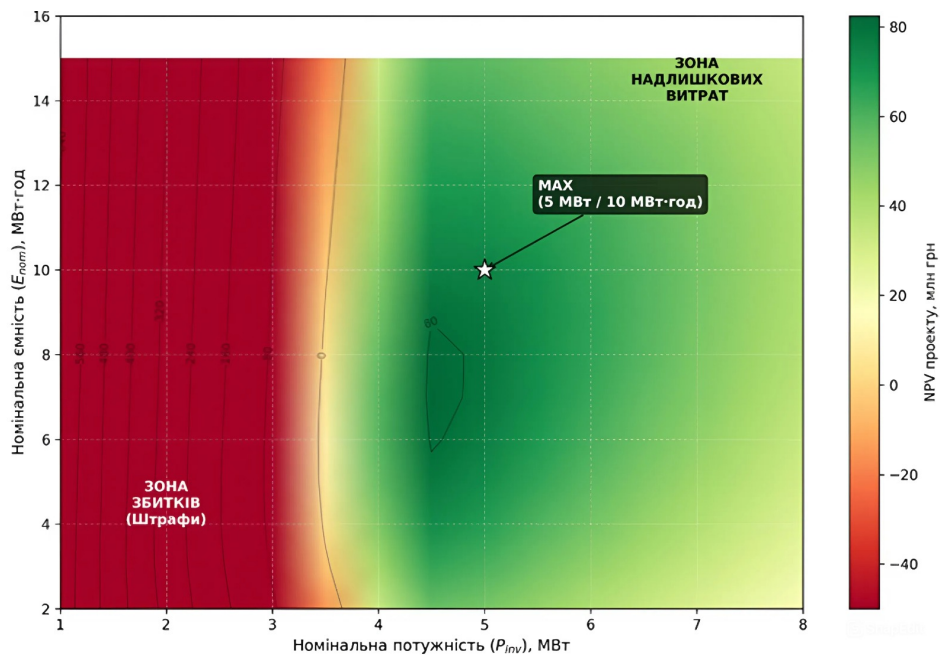


Рисунок 1 – Поверхня відгуку  $NPV$  залежно від енергетичних параметрів СНЕ

Аналіз поверхні відгуку показав, що для заданого профілю навантаження оптимальною є конфігурація: номінальна потужність 5,0 МВт, номінальна ємність 10,0 МВт·год. Така система забезпечує максимальний показник  $NPV$ , дозволяє повністю зрізати піки тривалістю до 2 годин та ефективно реалізувати стратегію цінового арбітражу.

#### Список літератури

1. Kirschen D. S., Strbac G. Fundamentals of Power System Economics. 2nd ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2018. 400 p.

**Костянтин Антонов**, здобувач групи ЕНМ-24М,  
Центральноукраїнський національний технічний університет  
e-mail: antonovkovi@kntu.kr.ua

## Оптимізація вибору потужності локального джерела електроенергії промислового підприємства

Забезпечення надійності електропостачання в сучасних умовах неможливе в рамках традиційних пасивних мереж. Ефективним рішенням є впровадження концепції Smart Grid з інтеграцією локальних джерел енергії (ЛДЕ), що гарантує енергетичну автономність підприємства. Однак встановлення генерації потребує наукового обґрунтування параметрів, оскільки хаотичний вибір обладнання не дає бажаного результату.

Для вирішення задачі оптимізації параметрів локального джерела енергії (ЛДЕ) обрано детермінований підхід, що базується на порівнянні техніко-економічних показників варіантів [1]. В якості цільової функції оптимізації обрано критерій мінімуму річних приведених витрат  $Z_{\Sigma}$ :

$$Z_{\Sigma}(P_{\text{ген}}) = E_n K_{\Sigma} + C_{\text{оп}} + B + Z \rightarrow \min, \quad (1)$$

де  $E_n$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;  $K_{\Sigma}$  – сумарні капітальні вкладення у створення генеруючої потужності, грн;  $C_{\text{оп}}$  – витрати на забезпечення енергетичного балансу підприємства, грн/рік;  $B$  – зміна вартості витрат електроенергії, грн/рік;  $Z$  – збитки від перерв у електропостачанні, грн/рік.

Модель враховує систему обмежень:

$$\begin{cases} P_{\text{ген}}^{\min} \leq P_{\text{ген}} \leq P_{\text{доп}} & \text{(технічні межі)} \\ S_{\text{кз}} \leq S_{\text{вим}} & \text{(стійкість обладнання)}, \\ \sum P_{\text{ген}} + P_{\text{сист}} \geq P_{\text{нав}} & \text{(баланс потужності)} \end{cases} \quad (2)$$

де  $P_{\text{ген}}$  – номінальна активна потужність локального джерела енергії (варіюваний параметр), кВт;  $P_{\text{сист}}$  – потужність з енергосистеми, кВт;  $P_{\text{нав}}$  – споживана потужність підприємством, кВт;  $S_{\text{кз}}$  – потужність КЗ, кВА.

Аналіз цільової функції (1) свідчить про її складну структуру. Залежність сумарних приведених витрат  $Z_{\Sigma}$  від потужності генератора  $P_{\text{ген}}$  є нелінійною, а капітальні витрати мають дискретний (розривний) характер. У класичній теорії оптимізації пошук екстремуму (мінімуму) неперервної функції  $F(x)$  здійснюється шляхом знаходження її похідної та прирівнювання її до нуля:  $F'(x) = 0$ . Однак, застосування даного методу для розв'язання поставленої задачі є неможливим з двох причин [1]:

- дискретність аргументу: потужність енергетичних установок (парових турбін, газопоршневих двигунів) фіксована стандартним рядом виробників (наприклад, 4, 6, 12 МВт) і не змінюється довільно;

- складність аналітичного опису: вартісні характеристики обладнання  $K_{\Sigma}(P_{\text{ген}})$  не описуються єдиною гладкою залежністю, а мають східчастий характер. Функція надійності  $Z(P_{\text{ген}})$  також має пороговий вигляд (різка зміна збитків при досягненні потужності, достатньої для покриття критичного навантаження).

Враховуючи ці особливості, для знаходження оптимального рішення був вибраний метод направленої перебору дискретних варіантів.

Апробацію запропонованого підходу виконано для підприємства олійно-жирової галузі з вираженою сезонністю енергоспоживання (зимовий максимум  $P_{\max} = 7,7$  МВт, літній мінімум  $P_{\min} = 5,2$  МВт). До порівняння прийнято три дискретні конфігурації генеруючої потужності на базі паротурбінних установок (паливо - біомаса):

Варіант №1 («Базовий»). Передбачає встановлення однієї турбіни Siemens SST-060 з  $P_{\text{ном}} = 6,0$  МВт. Потужність агрегату покриває літній мінімум, проте в зимовий період виникає дефіцит потужності  $\approx 1,7$  МВт, що вимагає імпорту електроенергії з мережі за високим тарифом. Це призводить до зростання складової  $C_{\text{оп}}$  у цільовій функції;

Варіант №2 («Адаптивний»). Встановлення двох турбін Siemens SST-060 меншої одиничної потужності генератора ( $2 \times 4,0$  МВт). Сумарна генерація становить 8 МВт, що забезпечує повний енергобаланс. Питома вартість будівництва становить 3100 у.о./кВт. Головна перевага – можливість гнучкого регулювання та резервування за схемою  $N-1$ ;

Варіант №3 («Моноблок»). Встановлення однієї потужної турбіни Siemens SST-300 з  $P_{\text{ном}} = 8$  МВт. Має найменші питомі капіталовкладення  $K_{\Sigma} = 3000$  у.о./кВт. Однак при аварійній зупинці єдиного джерела збитки від перерв у постачанні сягають критичних значень для безперервного циклу виробництва.

Для наочного представлення структури витрат та обґрунтування вибору побудовано діаграму складових цільової функції, яка наведена на рис. 1.

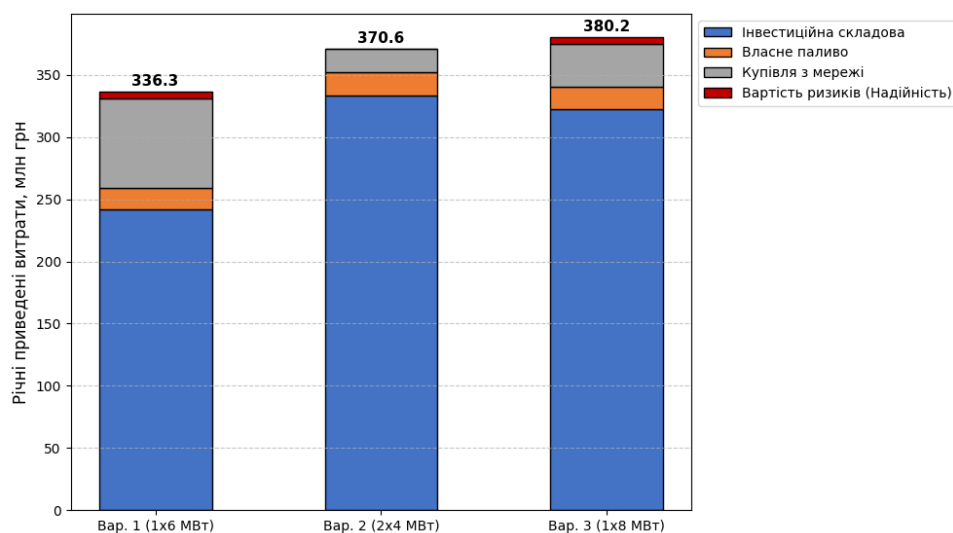


Рисунок 1 – Оптимізація параметрів ЛДЕ

Чисельний аналіз цільової функції показав, що оптимальним рішенням є вар. №2. Незважаючи на те, що капітальні вкладення у «Адаптивний» варіант на 3-5% вищі порівняно з «Моноблоком», мінімум приведених витрат досягається саме тут за рахунок двох факторів:

1. Мінімізація експлуатаційних витрат  $B$ : високий ККД зберігається впродовж усього року завдяки каскадній роботі агрегатів, тоді як потужний моноблок у літній період ( $P_{\min}$ ) працює в зоні низької ефективності.

2. Зниження збитків від недоплати електроенергії  $Z$ : наявність двох агрегатів дозволяє проводити технічне обслуговування без повної зупинки генерації, що критично важливо для технології екстракції.

Таким чином, доведено, що при виборі потужності ЛДЕ для промислових об'єктів із сезонним графіком навантаження критерій надійності та експлуатаційної гнучкості превалює над критерієм мінімізації початкових інвестицій.

## Список літератури

1. Marler, R. T., Arora J. S. Survey of Multi-Objective Optimization Methods for Engineering. Structural and Multidisciplinary Optimization. – 2004. – No. 26. – pp. 369-395.

**Василь Поляков**, здобувач групи ЕЕ-24М,  
**Валентин Солдатенко**, канд. техн. наук, доцент  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
*e-mail: kirovograd41@gmail.com*

## Порівняльний аналіз методів детекції провалів напруги в сучасних розподільних мережах

Розвиток сучасного суспільства та трансформація енергосистем у децентралізовані Smart Grids супроводжуються фундаментальними змінами у структурі генерації та споживання. Електрична енергія сьогодні розглядається як товар із визначеними характеристиками якості. Проте масове впровадження силової електроніки, частотно-регульованих електроприводів та інтеграція нестабільних відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) створюють нові виклики для розподільних мереж. Парадоксальність ситуації полягає в тому, що сучасне мікропроцесорне обладнання, будучи джерелом спотворень, водночас є найбільш чутливим до них. Навіть короточасні порушення можуть призвести до значних фінансових збитків через зупинку технологічних процесів.

Згідно зі статистичними даними, значна частка відмов промислового обладнання (до 31%) пов'язана з провалами напруги. Чинні стандарти, такі як ДСТУ EN 50160:2014, регламентують усереднені показники якості, проте часто не враховують швидкоплинні перехідні процеси, критичні для чутливої електроніки. Тому актуальним завданням є вдосконалення методів детекції збурень у реальному часі.

Серед усіх видів порушень якості електроенергії (гармоніки, флікер, асиметрія) найбільш небезпечними для безперервності виробництва є провали напруги (Voltage Dips). Провалом вважається раптове зменшення середньоквадратичного значення напруги до рівня 90–1% від номінального з подальшим відновленням. Складність їх ідентифікації полягає у різноманітті типів (від А до G за класифікацією Боллена) та наявності стрибків фазового кута при несиметричних замиканнях.

Ефективність систем захисту прямо залежить від математичного апарату обробки сигналів. Розглянемо основні методи, що використовуються на практиці.

1. Метод середньоквадратичних значень (RMS). Цей метод є стандартом для більшості вимірювальних приладів. Значення RMS для дискретного сигналу обчислюється:

$$U_{RMS}[k] = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=0}^{N-1} u^2[k-i]}, \quad (1)$$

де  $N$  – кількість вибірок на один період частоти мережі;

$u[k]$  – миттєве значення напруги.

Головним недоліком методу є інерційність. Використання «ковзного вікна» шириною в один період (20 мс) призводить до затримки детекції, оскільки результат на виході змінюється лише після заповнення вікна даними аварійного режиму. Для сучасної електроніки затримка в 10–20 мс може бути критичною.

2. Метод перетворення Фур'є (DFT/FFT). Даний підхід ефективний для аналізу стаціонарних процесів та оцінки рівня гармонічних спотворень через коефіцієнт  $THD_u$ :

$$THD_u = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{80} U_h^2}}{U_1} 100\%, \quad (2)$$

де  $U_h$  – амплітуда  $h$ -ї гармоніки,

$U_1$  – амплітуда основної гармоніки.

Однак перетворення Фур'є має низьку роздільну здатність у часі та не дозволяє точно визначити момент виникнення збурення ( $t_{start}$ ), що обмежує його застосування для захисту від провалів.

3. Метод просторового вектора (Park's Vector Approach). Метод базується на перетворенні трифазної системи координат ( $abc$ ) у двофазну нерухому систему ( $\alpha\beta$ ). У нормальному режимі кінець вектора описує коло, яке при виникненні провалу миттєво трансформується в еліпс або іншу фігуру. Перевагою методу є можливість одночасного аналізу трьох фаз та класифікації типу провалу (симетричний/несиметричний).

4. Вейвлет-перетворення (Wavelet Transform). Вейвлет-аналіз є потужним інструментом для обробки нестационарних сигналів. Дискретне вейвлет-перетворення (DWT) дозволяє локалізувати сингулярності сигналу (різкі зміни) з високою точністю. Математично воно описується виразом:

$$DWT(m, k) = \frac{1}{\sqrt{a_0^m}} \sum_n x[n] \psi\left(\frac{k - nb_0 a_0^m}{a_0^m}\right).$$

Вейвлет-коефіцієнти на високих рівнях деталізації демонструють різкі сплески в моменти початку та закінчення провалу, що дозволяє визначити час події з точністю до однієї вибірки.

Аналіз показав, що традиційний метод RMS, незважаючи на свою стійкість до шумів, має неприпустиму для сучасних Smart Grid затримку (Latency). Крім того, при усередненні втрачається інформація про миттєву фазу (Point-on-Wave) та фазовий стрибок, що критично важливо для систем синхронізації інверторів. Метод пікових значень є швидким, але надто чутливим до комутаційних завад.

Існує науково-технічна суперечність між зростаючими вимогами до швидкодії захисту та інерційністю традиційних методів. Для вирішення цієї проблеми найбільш перспективним є гібридний підхід. Поєднання методу просторового вектора (для моніторингу загального стану системи та класифікації типу провалу) з вейвлет-перетворенням (для миттєвої фіксації моментів  $t_{start}$  та  $t_{end}$ ) дозволить нівелювати недоліки окремих методів.

Таким чином забезпечення якості електроенергії трансформується з технічної задачі стабілізації у комплексну проблему моніторингу та швидкої детекції порушень. Провали напруги є найбільш критичним видом збурень для промислових споживачів. Існуючі методи RMS-детестування не забезпечують необхідної швидкодії для захисту напівпровідникового обладнання. Для розробки вдосконаленого алгоритму захисту доцільно використовувати гібридизацію методів: перетворення Кларка для формування просторового вектора та дискретне вейвлет-перетворення для точної часової локалізації меж аварійного режиму.

## Список літератури

1. Bollen M. H. J. Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions. New York: IEEE Press, 2000. 543 p.
2. IEC 61000-4-30:2015. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods. Geneva: International Electrotechnical Commission, 2015. 94 p

**Олег Щербюк**, здобувач групи ЕЕ-24М,  
**Валентин Солдатенко**, канд. техн. наук, доцент  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
*e-mail: kirovograd41@gmail.com*

## Принципи проєктування та керування гібридними мікромережами: аналіз нормативної бази та функціональної архітектури

Сучасна енергетика трансформується у напрямку децентралізації, де ключову роль відіграють мікромережі (Microgrids). Вони являють собою локалізовані групи джерел генерації та навантажень, здатні забезпечувати електропостачання окремих об'єктів або громад. Масштабування та гнучкість архітектури дозволяють таким системам адаптуватися під конкретні завдання, враховуючи доступність ресурсів та вимоги до надійності.

Процес проєктування таких складних об'єктів вимагає глибокого аналізу нормативної бази, зокрема стандартів IEEE 1547, IEEE 2030.7, ISO 62898-1, які регламентують життєвий цикл мікромереж від концепції до експлуатації.

Згідно з аналізом енергетичного балансу та взаємодії із зовнішнім середовищем, виділяють три основні типи мікромереж. Тип А (резервні) активується лише при аваріях. У даній роботі фокус зосереджено на двох більш складних типах:

1. **Тип В (Ізольовані/Remote):** системи для віддалених районів, що не мають фізичного зв'язку з централізованою мережею. Їхня архітектура включає дизель-генератори (ДГУ), сонячні станції (СЕС) та системи накопичення (BESS).

2. **Тип С (Гібридні/Industrial):** промислові мережі, здатні працювати як синхронно з мережею, так і в острівному режимі. Вони дозволяють реалізовувати стратегії керування попитом та арбітражу електроенергії.

Архітектура промислової мікромережі (Тип С) є ієрархічною системою, що може включати декілька підстанцій (ПС1, ПС2), які живляться від зовнішньої мережі 110 кВ, мають власні BESS та локальні контролери, і можуть бути об'єднані через секційний вимикач для підвищення живучості.

Згідно з IEEE 2030.7, ключовою функцією контролера в усталеному режимі є диспетчеризація (Dispatch Function) – безперервне узгодження генерації зі споживанням.

Рівняння балансу активної потужності для мікромережі в довільний момент часу  $t$ :

$$P_{load}(t) = P_{PV}(t) + P_{DGU}(t) + P_{BESS}(t) + P_{grid}(t) \quad (1)$$

де:  $P_{load}(t)$  – сумарна потужність навантаження (з урахуванням пріоритетних та керованих споживачів);  $P_{PV}(t)$  – генерація фотоелектричних установок, що залежить від погодних умов;  $P_{DGU}(t)$  – потужність дизель-генераторної установки;  $P_{BESS}(t)$  – потужність системи накопичення (знак «+» при розряді, «-» при заряді);  $P_{grid}(t)$  – потужність обміну із зовнішньою мережею (для Типу С:  $P_{grid} = 0$  в острівному режимі).

Для забезпечення якості електроенергії відхилення частоти  $\Delta f$  та напруги  $\Delta U$  повинні знаходитись у допустимих межах (наприклад,  $\Delta f \leq \pm 1$  Гц,  $\Delta U \leq \pm 10\%$ ).

Система керування реалізує ієрархічний підхід. На нижньому рівні (рівень пристроїв) локальні контролери інверторів забезпечують миттєву стабілізацію частоти, використовуючи метод друп-контролю (Droop Control). Статична характеристика регулювання:

$$f = f_{ref} - k_p \cdot (P_{meas} - P_{ref}) \quad (2)$$

де  $f_{ref}$ ,  $P_{ref}$  – опорні значення частоти та потужності,  $k_p$  – коефіцієнт статизму,  $P_{meas}$  – виміряна потужність.

Згідно зі стандартом IEEE 2030.2.1, BESS є критичним елементом для забезпечення стійкості. У дослідженні розглядаються чотири режими роботи BESS:

1. **Grid-Following:** робота як джерело струму, слідування за навантаженням (Load Following) для згладжування піків.

2. **Grid-Forming:** інвертор працює як джерело напруги (VSI), задаючи амплітуду  $U$  та частоту  $f$  для синхронізації інших джерел в автономному режимі.

3. **Setpoint Tracking:** виконання команд диспетчера щодо рівня заряду (SOC).

Стан заряду батареї  $SOC(t)$  є інтегральною характеристикою, що визначає можливість системи виконувати функції підтримки:

$$SOC(t) = SOC_{init} - \frac{1}{C_{nom}} \int_0^t I_{bat}(\tau) d\tau \quad (3)$$

Стратегія керування передбачає мінімізацію використання ДГУ. При низьких навантаженнях дизель-генератор зупиняється, і живлення переводиться на BESS, що дозволяє уникнути неефективного режиму роботи Low Load Operation.

Функція переходу (Transition Function) є пріоритетною над диспетчеризацією і забезпечує "безшовне" перемикання між режимами.

Для промислових об'єктів (Тип С) критичними сценаріями є:

- **Планове відокремлення:** зведення перетоку потужності в точці РСС до нуля перед розмиканням вимикача.

- **Ресинхронізація:** робота алгоритмів ФАПЧ (PLL) для узгодження векторів напруги ( $\Delta\phi \rightarrow 0$ ,  $\Delta f \rightarrow 0$ ,  $\Delta U \rightarrow 0$ ) перед підключенням до мережі.

- **Чорний старт (Black Start):** відновлення живлення після повного знеструмлення (Blackout).

Алгоритм чорного старту передбачає використання BESS у режимі Grid-Forming для створення опорної напруги, намагнічування трансформаторів та поетапного підключення навантажень, щоб уникнути провалів частоти.

Оптимізація роботи мікромережі базується на мінімізації приведеної вартості електроенергії (LCOE) та вартості життєвого циклу (LCC). Цільова функція керування для гібридної системи спрямована на мінімізацію споживання викопного палива ( $V_{fuel}$ ) та максимізацію використання ВДЕ:

$$F_{cost} = \min \sum_{t=1}^T (C_{fuel} \cdot V_{fuel}(t) + C_{grid} \cdot P_{import}(t) - C_{green} \cdot P_{export}(t)) \quad (4)$$

де  $C_{fuel}$  – вартість палива,  $C_{grid}$  – тариф на покупку електроенергії,  $C_{green}$  – "зелений" тариф або Net Billing.

Таким чином, аналіз стандартів IEEE 2030.7 та ISO 62898-1 підтвердив, що для забезпечення енергонезалежності найбільш ефективними є мікромережі Типу В та Типу С, які вимагають інтеграції різномірних джерел (ДГУ, СЕС, BESS). Система керування повинна мати дворівневу логіку: функцію диспетчеризації для економічної оптимізації в усталеному режимі та функцію переходу для забезпечення стійкості при аваріях. Використання інверторів BESS у режимі Grid-Forming є критичною умовою для автономної роботи та реалізації алгоритмів «чорного старту» без допомоги зовнішньої мережі. Запропоновані алгоритми дозволяють мінімізувати споживання дизельного палива за рахунок інтелектуального керування навантаженням та максимального використання відновлюваних джерел.

## Список літератури

1. IEEE Std 2030.7-2017. IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers.
2. IEEE Std 2030.9-2019. IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid.
3. ISO 62898-1:2017. Microgrids – Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification.
4. IEEE Std 2030.2.1-2019. IEEE Guide for Design, Operation, and Maintenance of Battery Energy Storage Systems

**Михайло Ратьков**, здобувач групи ЕЕ-24М,  
**Валентин Солдатенко**, канд. техн. наук, доцент  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
 e-mail: kirovograd41@gmail.com

## Комплексний аналіз методів керування зарядною інфраструктурою та оцінка їх впливу на режими роботи розподільчих мереж

Глобальна трансформація транспортного сектора характеризується переходом від двигунів внутрішнього згоряння до електричних силових установок. Провідні економіки світу, включаючи ЄС та США, вже закріпили стратегії декарбонізації, встановлюючи цільові показники електрифікації на рівні 50–100% до 2030–2035 років.

В Україні ринок електромобільності також демонструє високу адаптивність. За результатами 2022 року, імпорт електричних транспортних засобів (BEV) продемонстрував приріст на рівні 28%. Ретроспективний аналіз підтверджує стійкий висхідний тренд реєстрації електроавтомобілів, що вимагає від енергосистеми готовності до експоненційного зростання пікових навантажень. Особливої актуальності набувають технології Vehicle-to-Home (V2H), що дозволяють використовувати електрокар як мобільний накопичувач енергії в умовах енергодефіциту.

Ключовим елементом взаємодії електромобіля з мережею є контролер EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment). Алгоритм керування струмом базується на широтно-імпульсній модуляції (ШІМ) сигналу на лінії Control Pilot згідно зі стандартом IEC 61851-15555.

Коефіцієнт заповнення (Duty Cycle) ШІМ-сигналу частотою 1 кГц інформує бортовий зарядний пристрій про доступну потужність. Наприклад, коефіцієнт 50% відповідає струму 30 А. Саме цей параметр є керуючим впливом, який доцільно змінювати в адаптивних системах для регулювання навантаження в реальному часі.

В умовах обмеженої пропускної здатності мереж критичним завданням стає диспетчеризація зарядних сесій.

1. Стратегія FCFS (First-Come-First-Served). Найпростіший метод, що надає доступ до енергії в хронологічному порядку. Логіка роботи описується умовою:

$$P_{\Sigma} + P_{EV_i} \leq P_{max}, \quad (1)$$

де  $P_{\Sigma}$  – поточна сумарна потужність,

$P_{EV_i}$  – потужність  $i$ -го електромобіля,

$P_{max}$  – доступний ліміт.

Хоча цей метод захищає мережу від перевантажень, він ігнорує такі параметри, як рівень заряду (SoC) та час стоянки, що призводить до дискримінації користувачів, які прибули пізніше, але мають критичну потребу в енергії.

2. Методи глобальної оптимізації. Централізовані системи розглядають заряджання як задачу математичної оптимізації. Для кожного  $i$ -го авто формується вектор стану  $S_i$ , що включає час прибуття ( $t_{arr}$ ), від'їзду ( $t_{dep}$ ), початковий заряд ( $SoC_{init}$ ) та необхідну енергію ( $E_{req}$ ). Головна умова оптимізації полягає в тому, щоб сумарна потужність не перевищувала ліміт трансформатора в будь-який момент часу  $t$ :

$$\sum_{i=1}^N P_i(t) \leq P_{max}(t), \quad \forall t \in [t_{start}, t_{end}]. \quad (2)$$

Основною проблемою цього підходу є складність точного прогнозування часу від'їзду  $t_{dep}$  та значні обчислювальні ресурси, необхідні для перерахунку плану при кожній зміні ситуації.

3. Економічні стимули (Time-of-Use). Метод базується на мінімізації вартості зарядки за багатозонними тарифами. Задача зводиться до пошуку часового вікна, яке задовольняє умову:

$$\min C = \int_{t_{start}}^{t_{end}} P(t) \cdot Tariff(t) dt, \quad (3)$$

де  $Tariff(t)$  – функція вартості електроенергії.

Однак масове використання цього методу призводить до явища «Rebound Effect» (ефект відскоку). Синхронізований старт зарядки тисяч електромобілів у момент початку дії пільгового тарифу (наприклад, о 23:00) створює вторинний пік навантаження, який може перевищувати вечірній максимум і викликати спрацювання захисної автоматики.

Інтеграція потужних зарядних хабів створює специфічні виклики для розподільчих мереж 0,4 кВ.

- **Несиметрія навантаження.** Оскільки більшість зарядних станцій Mode 2 та Mode 3 є однофазними, їх нерівномірний розподіл викликає зміщення нейтралі та появу струмів зворотної ( $I_2$ ) і нульової ( $I_0$ ) послідовностей. Це призводить до перегріву нейтрального провідника та збільшення втрат потужності в лініях, що знижує пропускну здатність мережі.

- **Гармонічні спотворення.** Вхідні каскади перетворювачів містять силові ключі, що працюють у режимі високочастотної комутації. Це викликає генерацію вищих гармонік струму. Для станцій DC Fast Charge характерна наявність канонічних гармонік порядків  $n = k \cdot p \pm 1$ . Коефіцієнт гармонічних спотворень (THD) може досягати значних величин. Це спричиняє додаткові втрати від скін-ефекту та ризик помилкового спрацювання релейного захисту.

Таким чином, проведений аналіз показав, що існуючі детерміновані методи керування (FCFS) та прості економічні стимули (ToU) не забезпечують ефективного балансування навантаження в умовах масової електромобілізації. Метод FCFS є неефективним з точки зору якості обслуговування, а ToU провокує небезпечні вторинні піки навантаження. Крім того, некероване заряджання негативно впливає на параметри якості електроенергії, викликаючи асиметрію напруг та гармонічні спотворення. Вирішення означених проблем вимагає розробки адаптивних систем керування реальним часом, які здатні враховувати стохастичний характер навантаження та поточний стан мережі. Перспективним напрямком подальших досліджень є використання апарату нечіткої логіки (Fuzzy Logic) для прийняття рішень в умовах невизначеності.

## Список літератури

1. Закон України «Про ринок електричної енергії»: від 13.04.2017 р. № 2019-VIII. Відомості Верховної Ради України. 2017. № 27-28. Ст. 312.
2. Кодекс систем розподілу, затверджений постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18> (дата звернення: 10.12.2023).
3. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»: схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605р.
4. ДСТУ EN 61851-1:2019. Системи струмопровідного заряджання електричних транспортних засобів. Частина 1. Загальні вимоги (EN 61851-1:2011, IDT). Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2019. 42 с.
5. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT). Київ: Мінекономрозвитку України, 2014. 38 с.

**Tetiana Tyslenko**, *Lecturer at Kropyvnytskyi Agricultural Professional College*  
**Viktoriia Koltunova**, *student of group EE-24Mz,*  
**Ivan Savelenko**, *Assoc. Prof., PhD tech. sci.,*  
*Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi*  
*e-mail: ivan.savelenko@gmail.com*

## Implementation of microgrid technologies to improve the reliability of railway infrastructure power supply

The modern railway transport sector in Ukraine faces critical challenges regarding the reliability and resilience of its power supply infrastructure. Traditional centralized power supply schemes, designed decades ago, have proven vulnerable to external disruptions, particularly under martial law conditions and the risk of damage to the unified energy system. Consequently, there is an urgent need to transition towards decentralized energy supply architectures, specifically the Railway Microgrid concept, which integrates Distributed Energy Resources (DER) and Battery Energy Storage Systems (BESS).

The primary objective of this study is to substantiate the parameters and operating modes of backup power sources to ensure the stability of the transportation process during emergency "island" operation modes.

To achieve this, the method of space-time representation of loads was adapted to model the power balance in a local microgrid [1]. This approach allows for considering the dynamic nature of traction loads and the limited capacity of backup sources (diesel generators) characterized by high internal resistance.

A case study was conducted on the strategically important Znamyanka–Kropyvnytskyi railway section (50 km). Numerical simulation of electromagnetic processes was performed for the most severe emergency scenario: total blackout of the external grid and transition to cantilever feeding from backup sources located at the Znamyanka nodal substation.

The simulation results revealed critical limitations of the conventional backup scheme. As illustrated in Fig. 1 (Curve 1), as the train moves away from the power source, the voltage at the pantograph drops significantly due to the reactive impedance of the catenary system. At a distance of 48 km (near Kropyvnytskyi station), the voltage decreases to a critical level of 23.1 kV, which is the threshold for the stable operation of traction converters. Furthermore, under these conditions, active power losses in the network increase by 2.5–3 times compared to the bilateral feeding scheme.

To address this issue, the integration of a Battery Energy Storage System (BESS) at the end of the feeder zone was proposed. The developed Energy Management System (EMS) algorithms, specifically the Peak Shaving and Volt-VAR control strategies, allow the BESS to inject reactive power into the grid, thereby stabilizing the voltage profile (Fig. 1, Curve 2).

Experimental data analysis also highlighted significant power quality distortions in AC traction networks, with Total Harmonic Distortion of current (THD<sub>i</sub>) reaching up to 40–50% due to the operation of rectifier locomotives [2]. Such distortions pose a risk of overheating and failure for autonomous generators. The study substantiates the necessity of installing Active Power Filters (APF) as part of the Smart Substation modernization, which reduces harmonic distortions to normative values.

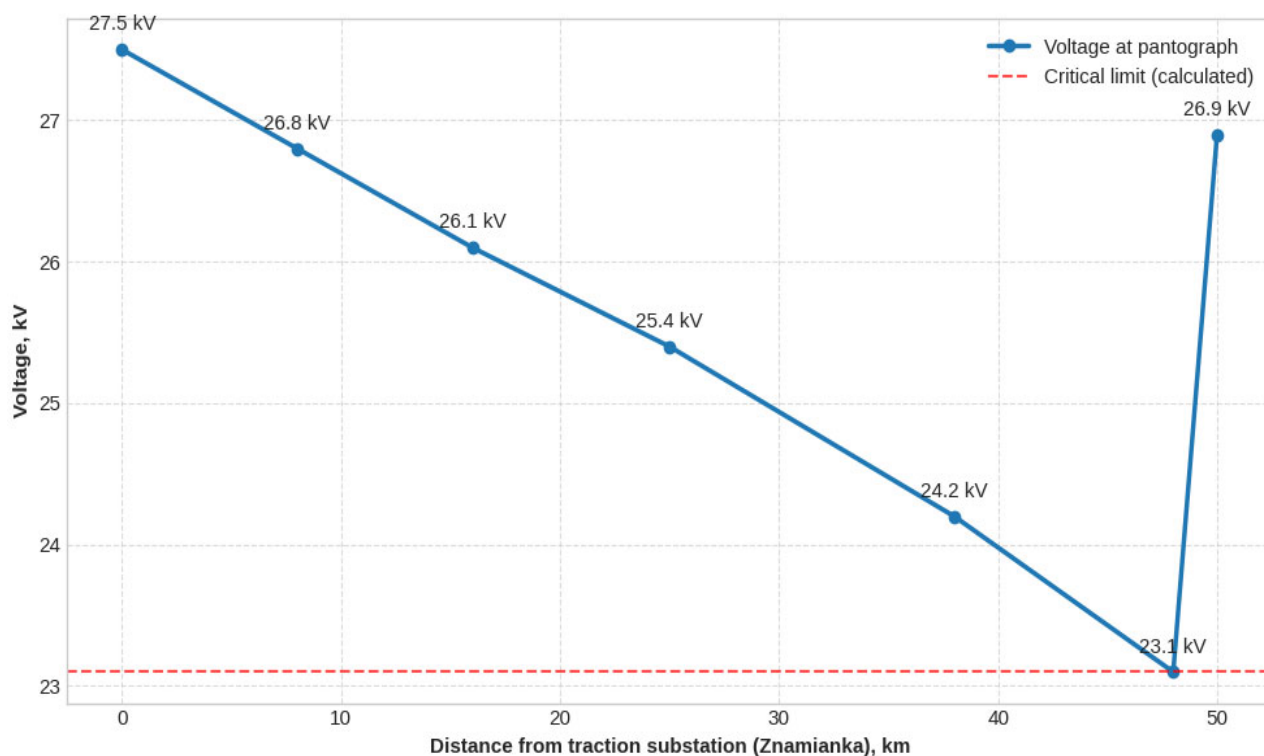


Fig. 1 – Voltage profile at the train pantograph along the section: 1 – without BESS (critical drop); 2 – with BESS support (stabilized mode)

The transition to Microgrid architecture is a non-alternative path for modernizing railway power supply to ensure resilience against external blackouts.

For railway sections exceeding 40 km in length, cantilever feeding from a single backup source is insufficient. The installation of BESS at the end of the feeder zone is required to maintain voltage above the critical 24 kV level.

The proposed technical solutions, including automated synchronization and active filtering, ensure the reliable operation of the railway infrastructure in island modes with a calculated payback period of 3–4 years.

### Список літератури

1. Sychenko, V., Saenko, J., Bosiy, D. (2015). Quality of electric energy in the traction network of electrified railways. VG Sychenko, JL Saenko, DO Bosiy.
2. Feng, Chen & Gao, Zhixuan & Sun, Yanying & Chen, Peng. (2021). Electric railway smart microgrid system with integration of multiple energy systems and power-quality improvement. *Electric Power Systems Research*. 199. 107459. 10.1016/j.epsr.2021.107459.
3. IEEE Std 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces.

**Oleksandr Pustovyi**, *student, group ENM-24M,*  
**Ivan Savelenko** *PhD in Technical Sciences, Associate Professor*  
*Central Ukrainian National Technical University*  
*e-mail: ivan.savelenko@gmail.com*

## Integrated pv and thermal storage for school energy autonomy

In the context of the ongoing energy crisis and instability of the centralized power grid in Ukraine, ensuring the energy resilience of critical infrastructure, particularly educational institutions, is a priority task. Schools typically exhibit a specific load profile characterized by significant seasonal and daily disparities between energy consumption and potential solar generation (the so-called "seasonal scissors" effect). This study focuses on the development of an integrated energy supply system for the main building of the Educational Complex Secondary School No. 16 in Kropyvnytskyi.

The energy audit of the facility revealed a peak electrical load of up to 62 kW during the morning hours (08:00–10:00), driven by the simultaneous operation of the catering unit (industrial electric stoves), lighting, and computer equipment. To cover this demand and ensure autonomy, a DC-coupled hybrid photovoltaic (PV) system with a total installed capacity of 90.2 kW is proposed. The PV array consists of 164 monocrystalline modules (550 Wp each) distributed across the southern slopes of the main building and the gymnasium roof [1].

A key innovation of the proposed solution is the implementation of a "dual storage" strategy to maximize the Self-Consumption Ratio (SCR) and mitigate grid dependency:

1. **Electrochemical Storage (BESS):** A high-voltage LiFePO<sub>4</sub> battery system with a capacity of 40.96 kWh is designed to provide uninterruptible power supply (UPS) for critical loads (heating circulation pumps, server rooms, and bomb shelters) for at least 4.4 hours during blackouts.
2. **Thermal Storage (Power-to-Heat):** To utilize excess solar generation during summer months and weekends, a smart PV-heating system with a total volume of 600 liters (two 300L tanks) is introduced. This system acts as a dispatchable load, converting surplus electricity into thermal energy for hot water supply, thereby replacing inefficient electric boilers [2].

Mathematical modeling of the system's operation in the climatic conditions of the Kirovohrad region indicates that the annual generation will reach 114.1 MWh. The integration of BESS and thermal storage allows for an increase in the average annual Self-Sufficiency Ratio (SSR) to 70–75%. In the non-heating season, the facility can achieve near-complete energy autonomy.

The techno-economic analysis confirms the viability of the project. With an estimated CAPEX of approximately \$62,500, the system provides annual savings of about 390,000 UAH by substituting grid electricity. The simple payback period (SPP) is calculated at 6.6 years, with a potential reduction in \$CO<sub>2</sub> emissions by 16.5 tons per year. Furthermore, the system significantly enhances the civil defense capabilities of the institution by ensuring a reliable power supply for the shelter.

### Список літератури

1. Kudrya S. O. *Non-traditional and Renewable Energy Sources* : Textbook. Kyiv : NTUU "KPI", 2012. 492 p. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/15729> (date of access: 15.03.2025).
2. Shchur I., Klymko V. *Photovoltaic Water Heating System with MPPT and PWM Control*. 2019 IEEE 20th International Conference on Computational Problems of Electrical Engineering (CPEE). Lviv, Ukraine, 2019. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8949117> (date of access: 15.03.2025).

**Олександр Гордієнко**, здобувач групи *ЕЕ-24М*,  
**Руслан Телюта**, канд. техн. наук, доцент  
**Олександр Сіріков**, канд. техн. наук, доцент  
*Центральноукраїнський національний технічний університет*  
*e-mail: asirikov@i.ua*

## Компенсація реактивної потужності в системах електропостачання: теоретичні засади та підходи до оптимізації

Електричні навантаження промислових і комунально-побутових споживачів в мережах змінного струму здебільшого мають комплексний характер, що проявляється фазовим зсувом між напругою і струмом та періодичним обміном енергією між джерелом і електромагнітними полями. Для опису таких режимів застосовують активну, реактивну та повну потужності. Активна потужність характеризує незворотне перетворення електричної енергії в корисну роботу. Реактивна потужність відображає обмін енергією між джерелом і реактивними елементами кола. Для індуктивних навантажень вона має додатне значення, для ємнісних – від’ємне. Важливим узагальненим показником ефективності електроспоживання є коефіцієнт потужності

$$\cos\varphi = P/S.$$

За сталої активної потужності зменшення  $\cos\varphi$  призводить до зростання струму в мережі відповідно до

$$I = P/(U\cos\varphi).$$

Це призводить до зростання втрат в провідниках і трансформаторах, додаткових падінь напруги та зменшення пропускної здатності мережі. Техніко-економічні наслідки погіршення  $\cos\varphi$  зручно пояснюються через квадратичну залежність втрат від струму. Для трифазної мережі втрати активної потужності у провідниках/обмотках визначаються:

$$\Delta P = 3I^2R,$$

де  $R$  – активний опір еквівалентної фази елемента мережі для якого ведеться розрахунок.

Оскільки  $I \sim 1/\cos\varphi$ , то навіть помірне зниження  $\cos\varphi$  викликає істотне збільшення  $\Delta P$  і відповідних втрат електроенергії. Додатково, зростання реактивної складової навантаження погіршує режим напруги в мережі: збільшуються падіння напруги на лініях та трансформаторах, знижується якість електропостачання та ускладнюються пускові/перехідні режими електроприймачів.

Джерела підвищеного споживання реактивної потужності у мережах підприємств мають переважно індуктивну природу. Найтипівіші – асинхронні двигуни та силові трансформатори: для створення магнітного поля потрібний намагнічувальний струм, який істотно знижує  $\cos\varphi$ , особливо за недовантаження або роботи на холостому ході. Також значний внесок формують дроселі, електромагнітні апарати, а за наявності різкозмінних режимів і нелінійних навантажень ускладнюється забезпечення прийняттого режиму реактивної потужності та якості електроенергії.

Практичним інструментом зменшення перетікань реактивної потужності є її компенсація (КРП). Серед засобів КРП найбільш поширені конденсаторні установки, що генерують ємнісну реактивну потужність і тим самим зменшують індуктивну складову навантаження. На практиці застосовуються фіксовані, ступеневі автоматичні та динамічні (з тиристорною комутацією) конденсаторні установки. Вибір способу регулювання залежить від змінності графіка навантаження та допустимої частоти комутацій.

Принципово важливою є залежність реактивної потужності конденсаторної батареї від напруги в точці її приєднання. З урахуванням відхилень напруги фактична реактивна потужність батареї визначається законом квадрата напруги:

$$Q_d = Q_n(U_d/U_n)^2,$$

де  $Q_d$  – потужність при дійсній нарузі  $U_d$ ,  $Q_n$  та  $U_n$  – номінальні значення.

Звідси випливають важливі експлуатаційні висновки: у режимах заниженої напруги можливе недокомпенсування (коли підтримка напруги найбільш потрібна), а за підвищеної напруги зростає ризик перекомпенсації, що може спричинити небажане підвищення напруги у вузлах мережі. Тому під час проектування і налаштування конденсаторних установок необхідно враховувати реальні коливання напруги, а також узгоджувати компенсацію з умовами електропостачання підприємства.

Окрім конденсаторів, джерелами реактивної потужності можуть бути синхронні двигуни, які при роботі з випереджаючим коефіцієнтом потужності здатні генерувати реактивну енергію. Проте питомі втрати на одиницю потужності для синхронних двигунів, як правило, вищі, ніж для конденсаторних установок, тому їх використання доцільне переважно у випадках, коли вони вже задіяні в технологічному процесі.

Вибір типу, потужності та режиму роботи компенсуючих пристроїв формулюється як задача техніко-економічної оптимізації. Критерієм оптимальності приймається мінімум річних приведених витрат, що включають капіталовкладення в джерела реактивної потужності та витрати, пов'язані з втратами активної енергії. Узагальнено цільова функція може бути подана у вигляді

$$Z = \sum [pK_i(Q_i) + C_0 T(\Delta P_k + \Delta P_{\text{мер}})],$$

де  $K_i(Q_i)$  – вартість компенсуючих пристроїв, як функції від їх потужності в  $i$ -му вузлу схеми електропостачання,

$p$  – коефіцієнт річних відрахувань (може включати дисконт або амортизаційні і експлуатаційні відрахування від капіталовкладень),

$C_0$  – вартість активної електроенергії,

$T$  – тривалість роботи,

$\Delta P_k$  – втрата активної потужності в батареях конденсаторів на генерацію реактивної,

$\Delta P_{\text{мер}}$  – втрата активної потужності в електричній мережі споживача від перетікання реактивної.

Таким чином, компенсація реактивної потужності є важливим засобом підвищення енергоефективності систем електропостачання, що забезпечує зниження струмів і втрат, покращення режимів напруги та оптимізацію техніко-економічних показників роботи електричних мереж промислових підприємств.

## Список літератури

1. Сіріков О.І., Панасенко С.М. Оптимізація режимів реактивної потужності в системах електропостачання промислових підприємств. Автоматика, комп'ютерно-інтегровані технології та проблеми енергоефективності в промисловості і сільському господарстві (АКІТ-2018): міжнародна науково-практична інтернет-конференція м. Кропивницький, 15-16 листопада 2018 р., – Кропивницький: ПП «Ексклюзив-Систем», 2018. – С. 113-114.

**Максим Ткаченко**, здобувач групи ЕЕ-24М,  
**Олександр Сіріков**, канд. техн. наук, доцент  
 Центральноукраїнський національний технічний університет  
*e-mail: asirikov@i.ua*

## Техніко-економічна постановка задачі оптимізації рівня компенсації реактивної потужності в мережі споживача

Реактивна потужність є невід'ємною складовою процесів передавання електроенергії в мережах змінного струму та зумовлена накопиченням і поверненням енергії в електромагнітних полях індуктивних і ємнісних елементів. В системах електропостачання, як промислових так і комунально-побутових споживачів надлишкова реактивна складова призводить до зростання струмів у лініях і трансформаторах, підвищення втрат активної потужності, погіршення режимів напруги та зменшення пропускної здатності мережі.

Компенсація реактивної потужності розглядається як базовий інструмент підвищення енергоефективності: вона зменшує реактивну складову струму, розвантажує мережу та знижує втрати  $P^2R$ .

Необхідна компенсуюча потужність для переходу від початкового режиму  $\tan\varphi_1$  до заданого  $\tan\varphi_2$  визначається формулою

$$Q_c = P (\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2),$$

де  $Q_c$  – необхідна компенсуюча потужність;

$P$  – активна потужність навантаження;

$\varphi_1$  – початковий або природний кут зсуву;

$\varphi_2$  – бажаний або заданий кут зсуву.

На практиці це реалізується, зокрема, за допомогою конденсаторних установок, а за певних умов – із залученням синхронних двигунів, як джерела реактивної потужності (за наявності недовантаження активною потужністю та за результатами окремої техніко-економічної оцінки).

Ключовою задачею для споживача є не лише «підвищити  $\cos\varphi$ », а визначити *раціональний (оптимальний) рівень компенсації*, узгоджений із вимогами енергосистеми та технічними обмеженнями мережі підприємства.

На етапі проектування загальна потужність компенсуючих пристроїв  $Q_{кп}$  задається, як різниця між розрахунковим реактивним навантаженням і економічно доцільною реактивною потужністю, яку допускається передавати з енергосистеми:

$$Q_{кп} = Q_p - Q_{сд} - Q_e,$$

де  $Q_p$  – розрахункове реактивне навантаження;

$Q_{сд}$  – реактивна потужність, що може бути згенерована синхронними двигунами;

$Q_e$  – економічно доцільна реактивна потужність енергосистеми, яка відповідно до технічних умов може передаватися споживачу в режимі максимальних активних навантажень.

Економічно доцільна реактивна потужність енергосистеми визначається через розрахункове активне навантаження  $P_p$  та заданий рівень  $\tan\varphi$ :

$$Q_e = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi.$$

Оскільки компенсація реактивної потужності є техніко-економічним заходом, обґрунтування оптимального рівня  $Q_{кп}$  доцільно виконувати через мінімізацію сумарних витрат. Приведені витрати на компенсуючі пристрої інтерпретуються, як сукупність капітальних вкладень та експлуатаційної складової; узагальнено їх можна подати у вигляді

$$П_{кп} = K \cdot p + E,$$

де  $K$  – капітальні витрати,

$p$  – нормативний коефіцієнт приведення,

$E$  – річні експлуатаційні витрати.

Ще однією складовою, що суттєво впливає на рівень компенсації реактивної потужності є плата за її споживання [2].

Постановка задачі визначення оптимального рівня компенсації ґрунтується на компромісі між двома тенденціями: зі збільшенням  $Q_{кп}$  зростають приведені витрати на обладнання  $П_{кп}(Q_{кп})$ , але зменшується плата/витрати, пов'язані з споживанням реактивної енергії  $П(Q_{кп})$ .

Відповідно цільова функція задачі оптимізації задається як сума цих складових:

$$B(Q_{кп}) = П_{кп}(Q_{кп}) + П(Q_{кп}) \rightarrow \min$$

а оптимальний рівень компенсації  $Q_{кп\text{опт}}$  відповідає мінімуму  $B(Q_{кп})$  рис. 1.

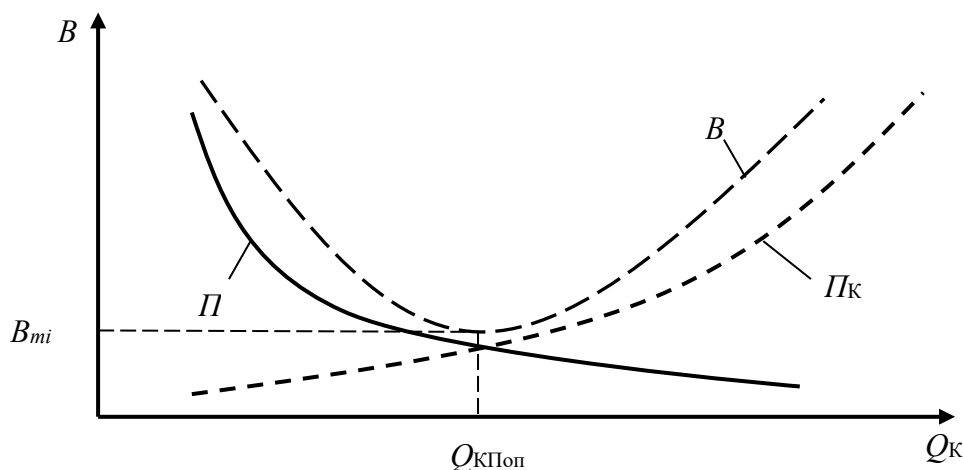


Рисунок - 1. Графічна інтерпретація постановки задачі визначення оптимального рівня компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів.

Таким чином, теоретичний аналіз показує, що реактивна потужність істотно впливає на струмові режими, втрати та якість напруги, а задача компенсації повинна розглядатися як оптимізаційна – з урахуванням балансу реактивної потужності на межі “енергосистема–споживач” та мінімізації сукупних витрат на компенсуючі засоби і платежі за реактивну енергію.

#### Список літератури

1. Печніков А.О., Сіріков О.І. Визначення оптимального рівня компенсації реактивної потужності в мережах 0,4-10 кВ споживачів. Перспективні напрямки інформаційних і комп'ютерних систем та мереж, комп'ютерно-інтегровані технології у промисловості, телекомунікаціях, енергетиці та транспорті: Всеукраїнська науково-практична інтернет-конференція м. Кропивницький, 13-14 листопада 2019 р., – Кропивницький: ЦНТУ, 2019. – С. 158-159.
2. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П. Г., Зінзура В. В., Гарасьова Н. Ю., Котиш А. І., Величко Т. В., Плешков С. П.]; під редакцією Заслуженого працівника освіти України, кандидата технічних наук, професора Плешкова П. Г. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2021.– 209 с.

**Олександр Кукуленко**, здобувач групи ЕЕ-24М,  
**Олександр Сіріков**, канд. техн. наук, доцент  
Центральноукраїнський національний технічний університет  
e-mail: asirikov@i.ua

## Енергетичні характеристики промислових підприємств як основа нормування споживання електроенергії

Рациональне використання електричної енергії на промислових підприємствах потребує переходу від простого обліку до науково обґрунтованого нормування, яке формує базу для планування, контролю та управління енергоспоживанням. Нормування розглядається як система встановлення технічно, технологічно й економічно обґрунтованих нормативів витрат електроенергії на різних рівнях деталізації (агрегат – дільниця – цех – підприємство). З огляду на практичні умови виробництва, ключовим є зв'язок витрат електроенергії з результатом діяльності підприємства, який доцільно описувати через енергетичні характеристики, отримані на основі масиву фактичних даних.

Основною проблемою нормування є коректний вибір нормувального показника, який забезпечує однозначне зіставлення витрат електроенергії з обсягом виконаної роботи або випуском продукції. На практиці використовують натуральні та вартісні показники.

*Натуральні показники* (у фізичних одиницях продукції). Перевагою підходу є високий фізичний зміст та безпосередній зв'язок із технологією, що робить їх зручним для аналізу енергоемності конкретних виробів.

*Вартісні показники* застосовуються для агрегованої оцінки енергоефективності за багатоміністерного виробництва. Перевагою є зручність для економічного аналізу, проте показник залежить від рівня цін та інфляційних змін.

Енергетичні характеристики підприємства доцільно трактувати як усереднені кореляційні залежності, отримані на основі фактичних даних обліку й вимірювань, оскільки на реальні витрати впливає сукупність випадкових факторів (режими роботи, сезонність, стан обладнання тощо). Для кількісної оцінки статистичного зв'язку між показниками (наприклад,  $(x=Q)$  та  $(y=W)$ ) застосовують парний коефіцієнт кореляції ( $r_{xy}$ ), за модулем якого судять про силу зв'язку, а за знаком – про його напрям (зростання/зменшення ( $y$ ) при зростанні ( $x$ )). У контексті нормування це дає можливість обґрунтовано переходити від «середніх питомих норм» до залежностей, що враховують зміну енергоемності з продуктивністю.

У найпростішому випадку енергоспоживання подається як сума умовно-постійної та умовно-змінної складових. З позицій нормування така форма моделі є практично цінною, оскільки дозволяє: виділити мінімально необхідні витрати та оцінити раціональність додаткових витрат на приріст випуску. Для багатьох технологічних процесів лінійна апроксимація є недостатньою, і тоді застосовують нелінійні залежності. Серед типових моделей розглядаються: поліноміальна (квадратична) модель, степенева модель.

Вибір конкретної моделі визначається фізичним змістом процесу, аналізом експериментальних/облікових даних та вимогами до точності й простоти подальшого використання характеристики в нормуванні.

### Список літератури

1. Казанцев Ю.І., Котиш А.І., Сіріков О.І. Енергетичні характеристики підприємств при багатоміністерному виробництві як некоректні стохастичні зв'язки. Збірник наукових праць Кіровоградського національного технічного університету /Техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація/. КНТУ. 2004. Вип. 14. С. 369-375.

**Михайло Москаленко**, здобувач групи ЕНМ-24М,  
**Анастасія Ткаченко**, здобувачка групи ЕЕ-24,  
**Олександр Сіріков**, канд. техн. наук, доцент  
Центральноукраїнський національний технічний університет  
e-mail: asirikov@i.ua

## Енергоефективні будинки з близьким до нульового споживанням енергії: фізичні основи зниження енергопотреб та комплексне енергозабезпечення

Будинки з близьким до нульового споживанням енергії (NZEB) розглядаються як наступний етап енергоефективного будівництва, у якому досягається баланс між річним споживанням енергії та її виробництвом з відновлюваних джерел на рівні будівлі або найближчої інфраструктури. В європейській практиці підхід до NZEB закріплено вимогами EPBD (Директива 2010/31/ЄС та оновлення 2018/844/ЄС): будівля має «дуже низьке» енергоспоживання, а значну частку потреб покриває енергія з ВДЕ, вироблена на місці.

Фізичні передумови досягнення стандарту NZEB базуються на мінімізації тепловтрат оболонки та керуванні теплообміном із зовнішнім середовищем. Окремою складовою тепловтрат є інфільтрація через негерметичності оболонки, тому принципово важливо забезпечити високу повітронепроникність. Зниження інфільтрації безпосередньо зменшує неконтрольовані тепловтрати та підвищує керованість мікроклімату.

Пасивні надходження тепла формуються за рахунок сонячної радіації. Для NZEB доцільним є архітектурне та інженерне керування інсоляцією: орієнтація будівлі для максимізації зимових надходжень та обмеження літнього перегріву (сонцезахист, навіси).

Інженерні системи NZEB мають забезпечити якісний повітрообмін із мінімальними енерговитратами, тому ключовою технологією є вентиляція з рекуперацією тепла. Застосування рекуператорів із ККД 75–95% дає змогу суттєво зменшувати ці втрати, підвищуючи енергетичну ефективність без погіршення якості повітря.

На основі наведених фізичних передумов формується практична логіка проектування NZEB як керованої енергосистеми за принципом «зменшення – оптимізація – генерація». На першому етапі мінімізують енергопотребы, на другому – оптимізують інженерні системи, а на третьому – покривають залишкову потребу за рахунок ВДЕ та акумуляції. Така послідовність запобігає завищенню потужності обладнання та забезпечує економічно обґрунтований вибір технічних рішень.

В структурі генерації ВДЕ одним із базових елементів NZEB є сонячна енергетика, яка виконує функції покриття частки електроспоживання, забезпечення ГВП і часткової підтримки опалення, а також зниження пікових навантажень і підвищення автономності.

Додатковий ефект досягається інтеграцією ВДЕ з системами акумуляції для узгодження у часі між генерацією та споживанням. Нерівномірність роботи сонячних ФЕС і вітроустановок зумовлює необхідність накопичення надлишків у періоди пікової генерації та їх використання у періоди дефіциту. Практично це доповнюється тепловими акумуляторами (буферні баки, фазозмінні матеріали тощо) та інтелектуальними системами керування (EMS, «розумний будинок»), які координують роботу джерел, споживачів і накопичувачів.

### Список літератури

1. Directive (EU) 2018/844 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 amending Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency [Electronic resource]. – Official Journal of the European Union, L 156, 19.06.2018. – Mode of access: [<https://eur-lex.europa.eu>](<https://eur-lex.europa.eu>)

# **ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ТА ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ**

## **ЗБІРНИК ТЕЗ ДОПОВІДЕЙ**

### **НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ**

здобувачів вищої освіти II рівня (магістрів) за спеціальністю  
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
присвяченої 50-ти річчю заснування кафедри «Електротехнічних систем та  
енергетичного менеджменту» ЦНТУ  
(*м. Кропивницький, 24-25 квітня 2025 р.*)

Редактор – П.Г. Плешков  
Технічний редактор – О.І. Сіріков  
Комп'ютерний набір і верстка – О.І. Сіріков

Центральноукраїнський національний технічний університет  
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»  
25030, м. Кропивницький, пр. Університетський, 8  
тел.: (0522) 390-461.