ВСЕУКРАЇНСЬКА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА ON-LINE КОНФЕРЕНЦІЯ

АВТОМАТИКА, КОМП'ЮТЕРНО-ІНТЕГРОВАНІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ЕЛЕКТРОТЕХНІКА В ПРОМИСЛОВОСТІ ТА В АПК



22-23 жовтня 2026 року
м. Кропивницький

Збірник тез доповідей

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ФАКУЛЬТЕТ БУДІВНИЦТВА, ТРАНСПОРТУ ТА ЕНЕРГЕТИКИ

КАФЕДРА АВТОМАТИЗАЦІЇ ВИРОБНИЧИХ ПРОЦЕСІВ

КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ ТА ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ

ЗБІРНИК ТЕЗ ДОПОВІДЕЙ ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ ON-LINE КОНФЕРЕНЦІЇ

“Автоматика, комп’ютерно-інтегровані технології та електротехніка в промисловості та в АПК”

22-23 жовтня 2026 року

м. Кропивницький

Збірник тез доповідей Всеукраїнської науково-практичної on-line конференції «Автоматика, комп'ютерно-інтегровані технології та електротехніка в промисловості та в АПК». – Кропивницький: ЦНТУ, 2026. – 301 с.

Затверджено рішенням засідання кафедри АВП (протокол № 4 від 20.11.26 р.).

ОРГАНІЗАЦІЙНИЙ КОМІТЕТ КОНФЕРЕНЦІЇ

Голова:

Андрій ТИХИЙ, кандидат технічних наук, доцент, проректор з наукової роботи та міжнародних зв'язків, ЦНТУ.

Заступники голови:

Олександр ДІДИК, кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри автоматизації виробничих процесів, ЦНТУ;

Валентин СОЛДАТЕНКО, кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту, ЦНТУ.

Члени оргкомітету:

Віктор РОЗЕН, доктор технічних наук, професор, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»;

Сергій ШЕВЧЕНКО, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут;

В'ячеслав ПРУС, доктор технічних наук, доцент, Кременчуцький національний університет ім. М. Остроградського;

Олег СІНЧУК, доктор технічних наук, професор, Криворізький національний університет;

Тетяна ШМЕЛЬОВА, доктор технічних наук, професор, Національний авіаційний університет;

Вадим ЩОКІН, доктор технічних наук, професор, Криворізький національний університет;

Геннадій ЖУК, доктор технічних наук, старший науковий співробітник, директор Інституту газу Національної Академії Наук України;

Юрій КОНДРАТЕНКО, доктор технічних наук, професор, Чорноморський національний університет ім. Петра Могили;

Тетяна КОРЕНЬКОВА, доктор технічних наук, професор, Кременчуцький національний університет ім. М. Остроградського;

Максим МАКСИМОВ, доктор технічних наук, професор, Національний університет «Одеська політехніка»;

Федір МАТІКО, доктор технічних наук, професор, Національний університет «Львівська політехніка»;

Марія НАЗАРКЕВИЧ, доктор технічних наук, професор, Національний університет «Львівська політехніка»;

Лариса ВІХРОВА, кандидат технічних наук, професор кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту, ЦНТУ;

Анатолій МАЦУЙ, доктор технічних наук, професор, доцент кафедри автоматизації виробничих процесів ЦНТУ;

Сергій ОСАДЧИЙ, доктор технічних наук, професор, професор кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту, ЦНТУ;

Валерій ЗАПОРОЖЕЦЬ, технічний директор ПрАТ «Кіровоградобленерго»;

Ірина ВАЩИШАК, кандидат технічних наук, доцент, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;

Василь КАЛІНЧИК, кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»;

Сергій КНИШ, голова циклової комісії електротехнічних дисциплін, Світловодський політехнічний фаховий коледж ЦНТУ;

Андрій НЕКРАСОВ, кандидат технічних наук, доцент, Кременчуцький національний університет ім. М. Остроградського;

Анатолій ОРЛОВИЧ, кандидат технічних наук, професор кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту, ЦНТУ;

Петро ПЛЄШКОВ, кандидат технічних наук, професор кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту, ЦНТУ;

Костянтин ЛЕОНТІЄВ, технічний директор ПАТ «НВП «РАДІЙ»;

Сергій РУБАН, завідувач кафедри автоматизації, комп'ютерних наук і технологій, кандидат технічних наук, доцент, Криворізький національний університет;

Віктор КАЛІЧ, кандидат технічних наук, професор кафедри автоматизації виробничих процесів, ЦНТУ;

Валентин ТКАЧЕНКО, кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри електротехнічних систем, Черкаський державний технологічний університет;

Олексій СМІРНОВ, керівник методично-організаційного відділу (далі – МОВ) ЦНТУ;

Лілія РЕЗНІК, фахівець І категорії МОВ ЦНТУ.

Організаційні секретарі:

Дмитро ТРУШАКОВ, кандидат технічних наук, доцент кафедри автоматизації виробничих процесів, ЦНТУ – відповідальний секретар;

Олександр СІРІКОВ, кандидат технічних наук, доцент кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту, ЦНТУ.

Відповідальні за вип.: канд. техн. наук, доц. *Трушаков Д.В.,* канд. техн. наук, доц. Сіріков О.І.

Збірник містить тези доповідей за матеріалами Всеукраїнської науково-практичної on-line конференції «**Автоматика, комп'ютерно-інтегровані технології та електротехніка в промисловості та в АПК**», що відбулася 22-23 листопада 2026 року на базі кафедр: автоматизації виробничих процесів; електротехнічних систем та енергетичного менеджменту Центральноукраїнського національного технічного університету.

Матеріали збірника опубліковано у авторській редакції.

© Колектив авторів, 2026

ЗМІСТ

СЕКЦІЯ № 1. АВТОМАТИЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ КЕРУВАННЯ ТА КОМП'ЮТЕРНО-ІНТЕГРОВАНІ ТЕХНОЛОГІЇ

Роман Чолкан, Євген Рижов
Метод розпізнавання об'єктів на основі об'єднання даних різних модальностей в єдиній системі *13*

Даниїл Коротич, Олеся Пащетник
Інформаційна система забезпечення безпеки комп'ютера від кіберзагроз із використанням криптографічно захищеного автономного агента *16*

Olena Holyk, Roman Zhesan, Olexandr Korsikov, Olexandr Nerush
Prerequisites for developing a meteorological observation database for the city of Kropyvnytskyi *18*

О.Ф. Баранюк, В.М. Каліч
Цифрове керування вихідною напругою імпульсного блока живлення *21*

Maksym Shevelov, Oleksandr Serbul
Automated system for maintaining a specified temperature regime of the soil layer in a sports turf .. *23*

Віталій Тронь
Координація розподіленого модельно-прогнозного керування збагаченням залізної руди з урахуванням невизначеності сепараційних характеристик *25*

Vladislav Shavlovsky Roman Zhesan, Oleksandr Serbul
An automatic control system for the autonomous power supply of a farm *27*

Viktor Bondarchuk, Anatolii Matsui
Introduction of deep learning methods into mineral processing automation systems *29*

Rostislav Tikhiy, Oleksandr Serbul
Automated grain cleaning process control system *30*

Mykola Khliebnikov, Anatolii Matsui
Intelligent optimization of the ball feed rate in a drum mill *31*

Ilya Sokur, Viktor Kalich, Oleksandr Serbul
An automated system for stabilising the operating conditions of an evaporation plant based on pressure parameters *33*

Юрій Пархоменко, Микола Баркаган
Розробка автоматизованої системи очищення води у циклі водопідготовки автомийки *34*

Denis Popov, Oleksandr Serbul
Automated control of the thermal conditions in water treatment within leather production processes *36*

Юрій Пархоменко, Ярослав Григорчук
Дослідження та розробка автоматизованої системи первинної обробки оптичних сигналів на базі пристроїв із зарядовим зв'язком *38*

Anna Demidovich, Iryna Bereziuk, Oleksandr Serbul
Automated system for maintaining a specified indoor microclimate using ventilation and air conditioning *40*

Юрій Пархоменко, Роман Жесан, Сергій Ковтун
Автоматизована система технічного зору для розпізнавання невпорядкованого потоку зернин *41*

Роман Заворуєв, Маріанна Федотова
Огляд систем автоматичного регулювання параметрами сушіння в сушарці з киплячим шаром. Аналіз датчиків температури *44*

Oleksandr Serbul, Volodymyr Yarmolenko, Vladyslav Zubaliy
Intelligent, energy-efficient control of ore crushing and classification based on an invariant approach *46*

Василь Чабан, Федір Матіко
Застосування нейромережі для компенсації відхилень аналітичної моделі обсягу споживання природного газу *48*

Ірина Березюк, Олександр Дідик, Валерій Мікіньов, Ігор Мікіньов
Енергоефективне керування процесом розпилювання деревини на стрічкопликовому верстаті *51*

Олександр Дідик, Ірина Березюк, Валерій Мікіньов
Моделювання динамічних навантажень та оцінювання точності зважування транспортних засобів в русі *53*

Владислав Шавловський, Єгор Царенко, Роман Жесан, Олена Голик
Концепція системи автономного енергозабезпечення фермерського господарства, з використанням відновлюваних джерел енергії та елементів «розумного будинку» *55*

Роман Жесан, Ірина Березюк
Короткі результати аналізу програмного забезпечення, яке може бути використане для організації віртуального лабораторного практикуму зі схемотехніки *58*

Максим Ващенко, Олександр Дідик
Розробка та дослідження мікропроцесорної системи автоматичного регулювання температури в автоклаві *61*

Євгеній Лещенко, Вадим Харламенко
Межі причинної інтерпретації оцінок важливості ознак у моделях якості коксу *62*

Микола Гринишин, Олександр Дідик
Розробка та дослідження системи управління технологічним процесом виготовлення томатного соку *65*

Михайло Маслій, Сергій Плєшков, Андрій Некрасов
Покращення характеристик двигуна постійного струму з незалежним збудженням для технологічного процесу зі змінним навантаженням *66*

Максим Дідик, Віктор Каліч
Розробка та дослідження системи автоматичного регулювання температури сушки харчових продукті 69

Антоніна Тиханська, Михайло Тиханський
Ідентифікація та інтелектуальна діагностика об'єктів автоматизації в комп'ютерно-інтегрованих системах керування..... 70

Василь Самченко, Олександр Дідик
Розробка та дослідження системи автоматичного керування виробництвом тіста в тістомісильній машині..... 72

Богдан Данильців, Федір Матіко, Ольга Химко
Автоматизована система моніторингу втрат газу із магістральних газопроводів у нестаціонарних режимах..... 73

Владислав Єрмолай, Сергій Цвіркун, Олександр Митрофанов
Моделювання процесу автоматичного регулювання температури теплотехнологічного об'єкта 76

Anatolii Matsui
Integration of information technology, the Internet of things and artificial intelligence in automated control systems for agricultural machinery 79

Dmytro Khomenko, Anastasia Tkachenko, Iryna Bereziuk
Improvements to the measurement and control loop of the automatic cabin pressure regulation system..... 81

Микола Бережний, Анатолій Мацуй
Адаптивне керування процесом обробки деталей на станках з ЧПК для підвищення їх точності 83

Yaroslav Les, Andrii Oryshchenko, Anatolii Matsui
Improvements to the automatic control system for regulating the discharge density of a spiral classifier in the ore grinding cycle..... 85

Serhii Rudenko, Anna Slepchenko, Anatolii Matsui
Comprehensive automation of the glass ampoule manufacturing process based on a controlled electric drive and monitoring of process parameters 87

Alina Tkachenko, Valeria Orlenko, Viktor Kalich
A model-based approach to ensuring the stability of continuous casting operating conditions ... 89

Вячеслав Іващук
Особливості управління багатоасортиментними технологічним процесом..... 91

Михайло Лінський, Сергій Рубан
Індекс технічного стану насосного агрегату на основі моделі взаємозв'язків технологічних параметрів і накопичення свідчень про відхилення 94

Назар Ляшок, Сергій Рубан
Оптимізація уставок крупності сирих окатишів у багатоканальному процесі огрудкування з урахуванням транспортного запізнення..... 97

СЕКЦІЯ № 2. ЕЛЕКТРОННІ КОМУНІКАЦІЇ ТА РАДІОТЕХНІКА

В. Смірнов, Н. Смірнова
Організація відкладеної доставки повідомлень в автономній бездротовій мережі ENEW *99*

Костянтин Беглов, Надія Беглова, Дмитро Трушаков, Валерій Щєпін
Спрощене кодування в системах цифрової телеметрії *101*

Віктор Босько, Олександр Середа, Антон Суббота
Імітаційне моделювання та оцінювання репутації вузлів у P2P-мережах *103*

Віктор Босько, Богдан Жиганов, Іван Жиганов
Організація збирання та передавання даних у бездротовій IoT-мережі на основі ESP32 ..... *104*

Віктор Босько, Сергій Пильщик, Юрій Резнік
Оцінювання характеристик мікроконтролера ESP32 у бездротових сенсорних мережах *106*

Олександр Карпець, Віталій Резніченко
Перспективи заміни традиційних алгоритмів стиснення зображень нейромережевими методами генеративного кодування *108*

Тарас Яровець, Віталій Резніченко
Огляд та порівняння сучасних графічних API *110*

Олександр Карпець, Віталій Резніченко
Загрози передачі керування операційною системою ші- агентам *112*

Олександр Карпець, Віталій Резніченко
Розвиток відкритого пз у сфері декомпіляції з використанням штучного інтелект *115*

Вікторія Ситенкова, Віталій Резніченко
Криптографічні технології порівняння симетричних та асиметричних методів шифрування *117*

Сергій Самброс, Віталій Резніченко
Аналіз алгоритмів пошуку шляху ти просторової навігіції автономних агентів у динамічних середовищах *120*

Сергій Самброс, Віталій Резніченко
Методи оптимізації керування оперативною пам'яттю у керованих середовищах виконання програм *122*

Назар Кокіш, Віталій Резніченко
Огляд та порівняння сучасних ігрових рушіїв *124*

Назар Кокіш, Віталій Резніченко
Огляд та порівняння технологій масштабування зображень nvidia dlss та amd fsr *126*

Денис Гребенюк, Віталій Резніченко
Вплив ШІ-асистентів та автономних агентів на продуктивність і якість розробки програмного забезпечення *129*

Денис Гребенюк, Віталій Резніченко
Використання протоколу model context protokol для інтеграції ШІ-агентів із зовнішніми сервізами *131*

Владислав Гончаренко, Віталій Резніченко
Методи виявлення prompt injection атак у системах на базі великих мовних моделей *134*

Владислав Гончаренко, Віталій Резніченко
Вибір архітектурного підходу до розробки MVP мобільного застосунку в умовах обмежених ресурсів стартапу *136*

СЕКЦІЯ № 3. ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ В ЕЛЕКТРО- ТА ТЕПЛОТЕХНОЛОГІЧНИХ СИСТЕМАХ

Кирило Новицький, Ірина Ващишак
Особливості живлення фазозалежного теплотехнічного обладнання від портативних зарядних станцій *138*

Андрій Котиш, Артур Хазан, Олена Котиш
Проблеми оптимізації режимів роботи та підвищення енергоефективності в електричних розподільчих мережах 0,4 кВ *140*

Анатолій Орлович, Оксана Співак
Енергетична ефективність використання деревних пелет і природного газу в ротаційній хлібопекарській печі *142*

Анатолій Орлович, Владислав Кучер
Обґрунтування складу заходів з підвищення енергоефективності системи енергозабезпечення адміністративно-побутової будівлі з урахуванням вимог енергетичної стійкості *145*

Оксана Співак
Порівняльна оцінка енергоефективності різних видів палива для зимової експлуатації спортмайданчика з повітроопорним накриттям *147*

Святослав Страхов, Катерина Петрова
Техніко-економічний аналіз підвищення ефективності локальної електроенергетичної системи в умовах інтеграції розподіленої генерації *150*

Максим Філенко, Катерина Петрова
Моделювання навантажувальних режимів розподільних трансформаторів в умовах інтеграції інфраструктури зарядних станцій електромобілів *152*

Петро Плєшков, Світлана Дубенко, Родіон Дмитриченко
Сценарний підхід до кількісного оцінювання ризиків енергетичної безпеки України в умовах системних загроз *154*

Петро Плєшков, Світлана Дубенко, Михайло Савсюк
Підвищення ефективності компенсації реактивної потужності в електричних мережах з нелінійними навантаженнями 156

Богдан Однокол, Василь Зінзура
Вибір засобу компенсації вищих гармонік у промисловій електромережі 0,4 кВ з імовірнісними обмеженнями на показники несинусоїдності..... 158

Володимир Коряк, Василь Зінзура
Вибір засобів забезпечення якості електроенергії за інтегральним критерієм енергоефективності 161

Дмитро Гревцев, Василь Зінзура
Інтелектуальна система регулювання напруги в розподільній мережі з сонячними електростанціями..... 164

Інна Ярошенко, Валентин Ткаченко
Дослідження перспектив використання вітроенергетики в енергозабезпеченні об'єкта 167

Ярослав Бражніков, Валентин Ткаченко
Дослідження підходів до прогнозування рівнів електроспоживання та забезпечення якості електричної енергії в інтегрованих енергетичних системах..... 169

Дмитро Сергієнко, Петро Плєшков, Тетяна Величко
Оптимізація електричних режимів руднотермічних печей засобами автоматизованого управління..... 171

Євгеній Мішін, Ігор Переверзєв, Тетяна Величко
Дослідження методів визначення місця пошкодження в електричних мережах 6-35 кВ з урахуванням режимів заземлення нейтралі..... 172

Микола Суддя, Володимир Павленко
Оцінювання рівнів енергоефективності автономного електроживлення на основі компенсованого електрогенератора..... 173

Григорій Рендак, Володимир Павленко
Обґрунтування енергоємності системи накопичення енергії для підвищення надійності електропостачання критичного промислового навантаження 175

Максим Маланчук, Володимир Павленко
Адаптивне Volt-VAR регулювання напруги в розподільних мережах з фотоелектричними системами..... 177

Олександр Степанюк, Світлана Макаревич
Вплив складу джерел та автономності накопичувача енергії на надійність комбінованого електроживлення локального об'єкта..... 179

Андрій Чорноштан, Володимир Павленко
Дослідження та оптимізація режимів роботи сільськогосподарських електромереж 10 кВ з урахуванням сучасних вимог до якості електроенергії..... 181

Олександр Бабич, Володимир Павленко
Розробка мікроконтролерної системи моніторингу та адаптивного керування режимами роботи електроприводу *183*

Наталія Коломієць, Володимир Павленко
Розроблення системи енергоінформаційного забезпечення електропостачання споживачів критичної групи *185*

Максим Сіренко, Валерій Кривоносов
Роль диспетчерського управління у мінімізації впливу несиметрії напруг на виткову ізоляцію електродвигунів *188*

Богдан Хомко, Євген Антипов, Володимир Павленко
Надійнісно-вартісні показники модернізації системи електропостачання адміністративної будівлі *190*

Богдан Батієнко, Володимир Павленко
Оцінювання надійності електропостачання закладу освіти з гібридною фотоелектричною станцією в умовах стабілізаційних відключень *192*

Владислав Ястреба, Володимир Павленко
Вибір параметрів і алгоритм керування електроспоживанням домогосподарства з фотоелектричною станцією та накопичувачем енергії *194*

Роман Грищенко, Максим Прусс
Удосконалення системи електропостачання навчального корпусу закладу вищої освіти з урахуванням сучасних вимог до енергоефективності *196*

Ярослав Петренко, Максим Прусс
Оптимізація режимів роботи системи електропостачання промислового підприємства за умов нерівномірного графіка електричних навантажень *199*

Олексій Шамайда, Максим Прусс
Дослідження впливу систем накопичення електричної енергії на режими роботи локальних електричних мереж *202*

Богдан Царенко, Максим Прусс
Дослідження впливу розподіленої генерації на енергоефективність системи електропостачання промислового підприємства *205*

Вероніка Щербак, Максим Прусс
Дослідження режимів роботи системи електропостачання зарядної інфраструктури електромобілів із інтеграцією відновлюваних джерел енергії *208*

Олексій Фидря, Наталія Гарасьова
Обґрунтування параметрів фотоелектричної системи об'єкта агропромислового комплексу із сезонним навантаженням *211*

Володимир Висота, Руслан Телюта
Оцінка енергетичних показників асинхронного двигуна в умовах несиметрії напруги систем електроспоживання *214*

Денис М'ясковський, Руслан Телюта
Підвищення надійності електротехнічних систем електроспоживання шляхом удосконалення діагностики трансформаторних олив *217*

Ксенія Москаленко, Єлізавєта Самокрик, Наталія Гарасьова
Енергетичні та динамічні показники плавного пуску асинхронних двигунів від тиристорних перетворювачів напруги *219*

Павло Вигулярний
Особливості формування режимів електроспоживання активного промислового споживача із СЕС та BESS *222*

Сергій Додатко
Шляхи зниження втрат електроенергії в розподільних мережах підприємств харчової промисловості *224*

Микола Федосенко
Аналіз факторів, що впливають на втрати електричної енергії в повітряних лініях 10 кВ *226*

Іван Савеленко, Андрій Смірнов
Інтелектуальні стратегії заряджання як засіб вирівнювання графіка навантаження розподільчої мережі *227*

Іван Савеленко, Валентин Мельник
Алгоритм пріоритетного керування навантаженням промислового підприємства в умовах дефіциту потужності *230*

Андрій Рекута, Сергій Книш
Підвищення енергоефективності системи електропостачання малого підприємства шляхом впровадження сонячної електростанції з накопичувачем енергії *233*

Микола Бахарєв, Валентин Солдатенко
Імітаційне моделювання енергетичних режимів побутових систем електропостачання з вітротурбінами *236*

Василь Хімоненко, Аріна Хімоненко, Валентин Солдатенко
Оптимізація енергобалансу автономної мікромережі з сонячною електростанцією та акумуляторною батареєю на основі нечіткого регулятора *239*

Владислав Крикотненко, Єлізавєта Самокрик, Валентин Солдатенко
Керування режимами промислового об'єкта з сонячною електростанцією та накопичувачем енергії з урахуванням ризику відключень *242*

Костянтин Руденок, Михайло Слепченко, Валентин Солдатенко
Адаптивне керування інверторами СЕС для стабілізації напруги в розподільних мережах 10 кВ *245*

Максим Ващенко, Ксенія Москаленко, Валентин Солдатенко
Вдосконалення методу диспетчеризації батарейної установки збереження енергії промислового споживача з урахуванням деградації та ризик-орієнтованого резерву *248*

Костянтин Любченко, Анастасія Ткаченко, Олександр Сіріков
Ефективність застосування проміжних ступенів номінальної напруги 20 і 1 кВ у сільських розподільних мережах 251

Павло Семенченко, Олександр Сіріков
Оптимізація компенсації реактивної потужності в мережах 0,4–10 кВ споживачів методом повного перебору 253

Олександр Бабенко, Володимир Павленко
Вплив інтеграції комерційних сонячних електростанцій на функціонування пристроїв релейного захисту в мережах 35 кВ 255

Дмитро Кравчук, Володимир Павленко
Вплив режимів роботи комерційних сонячних електростанцій на рівні напруги в мережах 10 кВ 257

Андрій Шван, Остап Яцун
Ефективне використання сонячної генерації та накопичення електроенергії у приватному будинку 259

Олег Швець, Остап Яцун
Оптимізація гібридної сонячної електростанції із системою накопичення енергії для енергонезалежності приватного домогосподарства 261

СЕКЦІЯ № 4 ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ ТА ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТ

Роксана Дигас, Катерина Петрова
Техніко-економічний аналіз конфігурацій комбінованих систем мікрогенерації для підвищення надійності електропостачання побутових споживачів 264

Валерій Щєпін, Катерина Петрова
Розробка системи енергомоніторингу та контролю ефективності енергоспоживання промислового об'єкта на основі стандарту ISO 50001 266

Сергій Протасов, Наталія Гарасьова
Моделювання режимів регіональної системи енергопостачання при різних рівнях впровадження відновлюваних джерел енергії 268

Іван Тимчук, Євген Доценко
Оцінювання ефективності використання електричної енергії та природного газу в системі енергоменеджменту підприємства 270

Дмитро Бондаренко, Лариса Віхрова, Світлана Дубенко
Підвищення ефективності використання когенераційних установок на основі вдосконалення систем обліку енергоносіїв 272

Valerii Kryvonosov, Serhii Prokopenko
Impact of Diagnostic Systems Implementation on the Reduction of Annual Losses 274

Лариса Віхрова
Енергетичний моніторинг як основа автоматизації управління енерговикористанням на підприємствах промисловості та АПК 276

Андрій Булава, Сергій Осадчий
Енергоефективне керування групою насосів станції підкачування води з адаптивною уставкою тиску *279*

Максим Артьомов, Сергій Осадчий
Прогнозне керування режимами насосної станції з автономним гібридним живленням із використанням напірного резервуара як накопичувача енергії *281*

Денис Руденко, Василь Зінзура
Координований режим напруги системи електропостачання промислового підприємства з локальною сонячною електростанцією *284*

Микола Пеньковський, Руслан Телюта
Керування енергоспоживанням електроводонагрівачів для підвищення енергоефективності та балансування мережі *287*

Іван Мартинюк, Олександр Козловський
Проблема пошуку множинних пошкоджень ПЛ 10 кВ в умовах масових аварій *289*

Іван Савеленко, Тетяна Ляшенко
Критерії обґрунтування впровадження когенераційної установки в систему енергозабезпечення теплопостачального підприємства *291*

Іван Савеленко, Дмитро Малихін
Розробка системи автономного електропостачання та керування навантаженням промислового підприємства в умовах дефіциту потужності в енергосистемі *294*

Іван Савеленко, Олександр Корольов
Підвищення енергоефективності та надійності системи електропостачання багатопрофільної лікарні з інтеграцією гібридних ВДЕ та систем накопичення енергії . *296*

Олександр Черній, Олександр Сіріков
Порівняльний аналіз способів накопичення енергії для систем електроопалення з урахуванням зонних тарифів *299*

Олександр Шкорбут, Олександр Сіріков
Когенераційне виробництво енергії з використанням лузги соняшника на олійно-екстракційному заводі *301*

СЕКЦІЯ № 1. АВТОМАТИЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ КЕРУВАННЯ ТА КОМП'ЮТЕРНО-ІНТЕГРОВАНІ ТЕХНОЛОГІЇ

УДК 004.932:004.8

Роман Чолкан, *аспірант*
Національний університет «Львівська політехніка»
e-mail: roman.cholkan.asp.2026@lpnu.ua
Євген Рижов, *канд. техн. наук, старший дослідник*
Національна академія сухопутних військ імені гетьмана Петра Сагайдачного
e-mail: zheka1203@ukr.net

Метод розпізнавання об’єктів на основі об’єднання даних різних модальностей в єдиній системі

Системи автоматичного виявлення об’єктів, що працюють з одним джерелом даних, втрачають ефективність у складних умовах спостереження. Камери видимого діапазону (RGB) непридатні вночі, за туману чи задимлення, а тепловізійні (ІЧ) сенсори мають нижчу деталізацію і реагують на будь-які теплі об’єкти. Тому актуальним є метод, що об’єднує дані різних модальностей в єдиній системі розпізнавання [1, 2].

Запропонований метод реалізовано як двопотокову трансформерну нейромережу (рис. 1). RGB-кадр (3 канали) та ІЧ-кадр (1 канал) розміром 224×224 пікселі обробляються двома кодувальниками Vision Transformer [4] архітектури ViT-Tiny (12 блоків, розмірність 192, 196 токенів-фрагментів 16×16). Обидва кодувальники ініціалізовано однією моделлю, попередньо навченою на ImageNet. Далі виконується двобічна крос-модальна увага [3, 5]: токени RGB слугують запитами до ІЧ-ознак, і навпаки:

$$F_{\mathrm{RGB}}' = \mathrm{LN}(F_{\mathrm{RGB}} + \mathrm{MHA}(F_{\mathrm{RGB}}, F_{\mathrm{IR}}, F_{\mathrm{IR}})),$$

де MHA – багатоголова увага, LN – нормалізація шару. Взаємно уточнені ознаки конкатенуються і проєктуються у спільний простір (384→192). Об’єднані ознаки надходять до декодера DETR [6] (3 шари, 100 запитів), який для кожного запиту визначає клас «людина/фон» та координати рамки без якірних рамок і постобробки NMS. Модель містить 13,79 млн параметрів: 2 × 5,5 млн – кодувальники, 0,89 млн – крос-увага, 0,07 млн – злиття, 1,87 млн – декодер.

Аналіз вихідної контрольної точки моделі (3-я епоха з 15 запланованих) показав колапс запитів декодера. Прогнозовані рамки практично не залежали від вхідних кадрів: середньоквадратичне відхилення координат між зображеннями становило 0,005, між запитами – до 0,3. Через це AP@0,5 = 0. Причина полягає у відсутності просторової інформації в декодері. Тому запропоновано три удосконалення, які не додають навчуваних параметрів і зберігають сумісність з вихідними вагами: 1) 2D синусоїдальне позиційне кодування токенів пам’яті; 2) додавання позиційних векторів запитів до Q/K на кожному шарі декодера; 3) двоетапний відбір запитів за схемою RT-DETR [7]. За цією схемою ті самі голови класифікації та регресії оцінюють усі 196 токенів пам’яті, а 100 найкращих задають початкові положення запитів декодера.

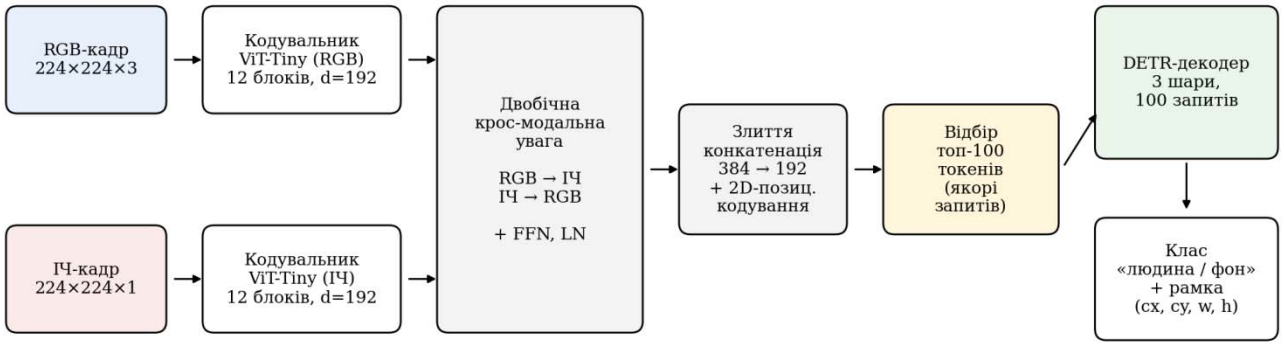


Рисунок 1 – Структурна схема методу розпізнавання з об'єднанням RGB та ІЧ даних

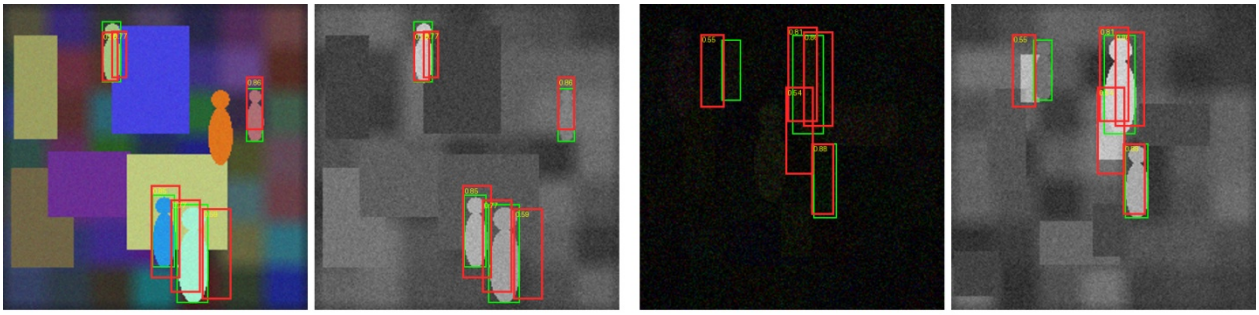
Для експериментальної перевірки розроблено генератор парних RGB/ІЧ сцен з точною розміткою, у яких жодна модальність окремо не є достатньою. Сцени містять 1–4 цілі (людей), а також «манекени», видимі лише в RGB, теплі вертикальні завади, видимі лише в ІЧ, та термоізольовані цілі з низьким тепловим контрастом. Освітленість RGB змінюється від 3 до 100 % з відповідним шумом сенсора. Дотренування виконано за 12 епох (1800 ітерацій × 16 пар = 28 800 сцен) із замороженими кодувальниками. Навчалися 2,84 млн параметрів: оптимізатор AdamW [8], швидкість $2 \cdot 10^{-4}$ з косинусним зменшенням, DETR-втрати (CE + 5·L1 + 2·GIoU) з допоміжними втратами на кожному шарі декодера. З імовірністю 15 % одна з модальностей вимикалася. Функція втрат зменшилася з 8,83 до 4,60, тривалість навчання на CPU – 51 хв. Результати тестування на 200 сценах для кожного рівня освітленості наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Точність AP@0,5 залежно від освітленості та набору модальностей

Освітленість RGB	**RGB + ІЧ**	**лише RGB**	**лише ІЧ**
день, 100 %	**0,580**	0,118	0,521
сутінки, 30 %	**0,559**	0,107	0,521
ніч, 8 %	**0,534**	0,012	0,521
вихідна модель (усі умови)	0,000	0,000	0,000

Об'єднання модальностей забезпечило найвищу точність за всіх умов. Удень AP@0,5 зріс на 11 % відносно кращої одномодальної моделі (0,580 проти 0,521 для ІЧ). Уночі RGB-канал практично втрачає інформативність (0,012), проте об'єднана модель зберігає AP@0,5 = 0,534. Отже, крос-модальна увага переносить вагу рішення на тепловізійні ознаки, а RGB-ознаки допомагають відкидати теплі завади. За порогу впевненості 0,5 повнота становить 0,785, точність – 0,448. Час обробки однієї пари кадрів на CPU (2 потоки) – 64 мс, тобто близько 15 кадрів/с.

Перевірка на 44 реальних нічних парах відкритого набору LLVIP [2] (141 об'єкт, еталонна розмітка отримана детектором YOLOv8) дала AP@0,5 = 0,021. Це свідчить про суттєвий доменний розрив між синтетичними та реальними даними і визначає необхідність дотренування на реальних мультиспектральних наборах.



а б

а – освітленість 100 %; б – освітленість 8 %; зелені рамки – розмітка, червоні – прогноз

Рисунок 2 – Приклади розпізнавання об’єктів об’єднаною моделлю

Отже, запропонований метод об’єднує RGB та ІЧ дані на рівні ознак за допомогою двобічної крос-модальної уваги. Виявлено й усунено колапс запитів DETR-декодера без зміни кількості параметрів (AP@0,5 зросло з 0 до 0,58). Об’єднана модель стійка до втрати освітленості й працює в реальному часі на CPU. Подальші дослідження передбачають навчання на реальних наборах (LLVIP, KAIST), розширення кількості класів і додавання інших модальностей.

Список літератури

1. Hwang S., Park J., Kim N., Choi Y., Kweon I. S. Multispectral pedestrian detection: Benchmark dataset and baseline. Proceedings of the IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition (CVPR). 2015. P. 1037–1045.
2. Jia X., Zhu C., Li M., Tang W., Zhou W. LLVIP: A visible-infrared paired dataset for low-light vision. Proceedings of the IEEE/CVF International Conference on Computer Vision Workshops. 2021. P. 3496–3504.
3. Fang Q., Han D., Wang Z. Cross-modality fusion transformer for multispectral object detection. arXiv preprint arXiv:2111.00273. 2021.
4. Dosovitskiy A. et al. An image is worth 16x16 words: Transformers for image recognition at scale. International Conference on Learning Representations (ICLR). 2021.
5. Vaswani A. et al. Attention is all you need. Advances in Neural Information Processing Systems. 2017. Vol. 30. P. 5998–6008.
6. Carion N. et al. End-to-end object detection with transformers. European Conference on Computer Vision (ECCV). 2020. P. 213–229.
7. Zhao Y. et al. DETRs beat YOLOs on real-time object detection. Proceedings of the IEEE/CVF Conference on Computer Vision and Pattern Recognition (CVPR). 2024. P. 16965–16974.
8. Loshchilov I., Hutter F. Decoupled weight decay regularization. International Conference on Learning Representations (ICLR). 2019.

УДК 004.056.5

Даниїл Коротич, аспірант
Національний університет «Львівська політехніка»
e-mail: danyil.korotych.asp.2026@lpnu.ua
Олеся Пащетник, канд. техн. наук, ст. науковий співробітник
Національна академія сухопутних військ імені гетьмана Петра Сагайдачного

Інформаційна система забезпечення безпеки комп'ютера від кіберзагроз із використанням криптографічно захищеного автономного агента

Цифрова інфраструктура державних установ та об'єктів критичної інформаційної інфраструктури (КІІ) налічує сотні й тисячі кінцевих точок – робочих станцій і серверів, кожна з яких є потенційним вектором проникнення порушника. Ручна перевірка одного вузла на відповідність вимогам безпеки потребує сотень звернень до реєстру, файлів конфігурації, політик і служб, тому повторити її на всьому парку техніки з однаковою повнотою практично неможливо [1]. Задача ускладнюється тим, що на багатьох таких об'єктах вузли з міркувань безпеки фізично ізольовані від мережі (air-gapped).

Поширені засоби контролю конфігурацій – SCAP-сканери (OpenSCAP, Wazuh), системи централізованого управління (SCCM, Group Policy), а також відомі способи автоматизованого усунення кібербезпекових проблем [2, 3] – потребують постійного або періодичного мережевого з'єднання агента із сервером. Крім того, вони, як правило, не використовують національні криптографічні алгоритми та не перевіряють цілісність самого агента перед його запуском, що залишає можливість його підміни.

Метою роботи є створення інформаційної системи, яка забезпечує аудит і автоматичне усунення невідповідностей конфігурацій безпеки комп'ютера без мережевого з'єднання із центральним сервером, зберігаючи криптографічну цілісність та автентичність усіх даних, що передаються.

Запропонована система має архітектуру «сервер + автономний агент» (рис. 1). Сервер містить базу профілів безпеки у форматі XCCDF 1.2 / OVAL 5.11.3, сумісному зі SCAP 1.3 [4], забезпечує розмежування доступу RBAC та захищене з'єднання з адміністраторами через mTLS / TLS 1.3. Профіль описує еталонний стан контрольованого вузла, має версію та підписується кваліфікованим електронним підписом за ДСТУ 4145-2002 [5].

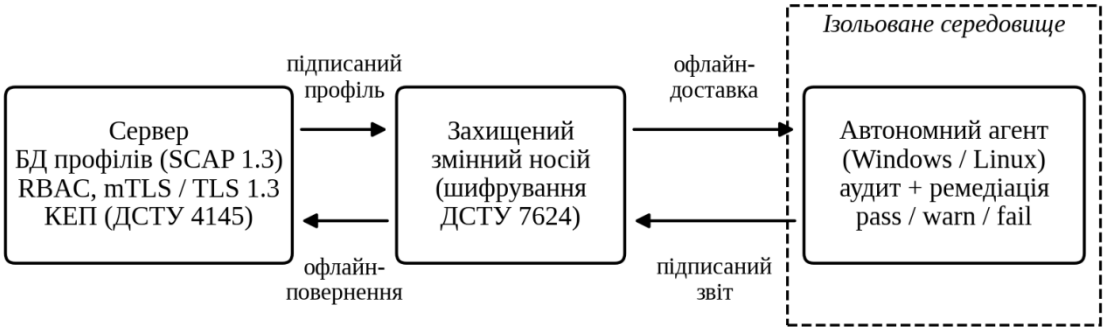


Рисунок 1 – Структурна схема інформаційної системи «сервер + автономний агент»

Робота системи складається з таких етапів. На сервері формують еталонний профіль і записують його разом з агентом на змінний носій, зашифрований за ДСТУ 7624:2014 [6];

носій фізично доставляють до ізольованого середовища. На вузлі агент перевіряє власний підпис і підпис профілю та відмовляє у виконанні в разі порушення цілісності. Далі за кожним правилом профілю агент зчитує фактичне значення параметра операційної системи чи програмного забезпечення, визначає відхилення від еталону та видає висновок pass (відповідає), warn (часткова відповідність) або fail (не відповідає). У разі fail агент локально виконує відповідне правило ремедіації. Результати агент підписує, шифрує та записує у звіт на той самий носій, а сервер після повернення носія перевіряє підпис звіту й агрегує дані всіх вузлів у зведену картину стану захищеності.

Агент реалізовано мовою Go як статично скомпонований виконуваний файл без зовнішніх залежностей, інсталятора та фонових служб, що дозволяє запускати його на вузлі, де нічого не встановлювали. Підтримуються Windows 10/11, Windows Server 2019–2025 та Ubuntu 22.04/24.04. Програму побудовано за шаровим принципом з однобічними залежностями: шар описів перевірок, диспетчер, інтерпретатор декларативних правил і шар звітності. Завдяки цьому додавання нової перевірки не потребує змін у диспетчері чи формувачі звітів.

Отже, поєднання еталонного профілю, виявлення відхилень від нього та криптографічно захищеної офлайн-доставки агента й даних дозволяє виконувати повноцінний аудит і автоматичне усунення невідповідностей у мережах, повністю ізольованих від зовнішньої мережі, без втрати достовірності даних. Цільовий обсяг бази становить не менше 800 правил аудиту та 500 правил ремедіації, а система має залишатися працездатною за відсутності мережевого з’єднання не менше 180 діб. Подальші дослідження спрямовані на експериментальну оцінку системи на парку робочих станцій і серверів.

Список літератури

1. Про основні засади забезпечення кібербезпеки України : Закон України від 05.10.2017 № 2163-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2163-19 (дата звернення: 01.10.2026).
2. System and method for generating cybersecurity remediation in computing environments : пат. US 12095807 B1 США / I. Arbel, S. Raveh, O. Shamli та ін. ; заявник Wiz Inc. Заявл. 14.12.2023 ; опубл. 17.09.2024.
3. System and method for generating cybersecurity remediation in computing environments : заявка на пат. US 2025/0202930 A1 США / I. Arbel, S. Raveh, O. Shamli та ін. ; заявник Wiz Inc. Заявл. 09.08.2024 ; опубл. 19.06.2025.
4. Waltermire D., Quinn S., Booth H., Scarfone K., Prisaca D. The Technical Specification for the Security Content Automation Protocol (SCAP): SCAP Version 1.3 : NIST Special Publication 800-126 Rev. 3. Gaithersburg : NIST, 2018. DOI: 10.6028/NIST.SP.800-126r3.
5. ДСТУ 4145-2002. Інформаційні технології. Криптографічний захист інформації. Цифровий підпис, що ґрунтується на еліптичних кривих. Формування та перевіряння. Вид. офіц. Київ : Держспоживстандарт України, 2003.
6. ДСТУ 7624:2014. Інформаційні технології. Криптографічний захист інформації. Алгоритм симетричного блокового перетворення. Вид. офіц. Київ : Мінекономрозвитку України, 2015.

UDC 004.65:004.414.2:551.58

Olena Holyk, *Candidate of Technical Sciences, Associate Professor,*
Roman Zhesan, *Candidate of Technical Sciences, Associate Professor,*
Olexandr Korsikov, *PhD student,*
Olexandr Nerush, *PhD student*
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: degoelena@gmail.com

Prerequisites for developing a meteorological observation database for the city of Kropyvnytskyi

In many sectors of society such as agriculture, construction, industry, automation, and the energy sector there is a need for data on the climatic conditions of a specific location, including parameters such as relative humidity, air temperature, precipitation, atmospheric pressure, wind speed, and solar radiation intensity. Access to such data allows for the consideration of meteorological indicators, which are significant factors influencing decision-making in scientific research and engineering design. For instance, when designing autonomous energy supply systems based on renewable sources (such as solar and wind energy), it is essential to have information regarding the climatic conditions of the site where the system is to be implemented.

Typically, information regarding local climatic conditions is obtained from relevant meteorological services. However, using this information for statistical analysis is not always feasible, as the data provided may be voluminous, and the measurements may not have been taken at the time intervals required by the developer. Alternatively, such information can be obtained through experimental measurements using appropriate meteorological equipment, which is widely available on the consumer market. Yet, this entails significant costs associated with purchasing the weather station itself and the additional sensors needed to record specific meteorological parameters (such as anemometers, UV sensors, soil moisture sensors, etc.). While installing a weather station may be appropriate if continuous, real-time climate data is required, developers usually need such information only for specific tasks, making the purchase of a weather station impractical in this context.

Therefore, it would be advisable to have a database (DB) of climatic conditions and meteorological parameters based on long-term observations in a specific area. Users of such a database would be able to select the necessary meteorological parameters, perform statistical analysis, and examine correlations. The database should feature a structured design for storing and processing interdependent data on the meteorological parameters of a specific location. Further research was conducted to develop a database of climatic conditions for the Kirovohrad region, specifically the city of Kropyvnytskyi.

Such studies are virtually non-existent for the Kirovohrad region - and the city of Kropyvnytskyi in particular - making it difficult to obtain reliable data for analytical, forecasting, and practical purposes. This creates a need to conduct targeted experimental measurements and subsequently establish a database of climatic conditions. Consequently, the task arises to develop a scientifically grounded methodology for creating an information base of climatic characteristics, which entails:

- defining a set of representative meteorological parameters and their spatiotemporal characteristics;
- organizing the collection, preliminary processing, verification, and standardization of experimental observation data;
- designing a database structure and format suitable for subsequent statistical analysis, forecasting, and climate risk assessment.

As a result, the aim of the study is to create a structured information resource that aggregates current regional climate data and can be utilized in scientific research, forecasting models, and practical applications related to assessing and mitigating the impacts of meteorological factors.

Reference [1] notes that the Department of Production Process Automation at the Central Ukrainian National Technical University is conducting experimental research on measuring climatic parameters in the city of Kropyvnytskyi. A "VantagePRO2" digital weather station (manufactured by Davis Instruments Corp.) [2], [3] is used for these measurements. Experimental research began in 2009; consequently, data on climatic parameters for Kropyvnytskyi over an extended period is currently available. The station comprises the necessary sensors, a console, and specialized software. The WeatherLink software suite integrates the WeatherLink software itself with a separate data logging module. This module connects to the weather station console or data transmission unit, enabling the autonomous collection and storage of meteorological data. This ensures that data collection continues even when the weather station is not connected to a personal computer. The software tools facilitate the retrospective analysis of accumulated data sets across arbitrary time intervals. The processing algorithm employs a measurement cycle with a 60-second interval, followed by the aggregation of results every 30 minutes by calculating their arithmetic mean.

For instance, the database development utilized 2021 monitoring data, including metrics for temperature, humidity, wind speed, atmospheric pressure, and solar radiation intensity. A conceptual model will be used to aggregate physical environmental parameters corresponding to specific timestamps. Developing the database requires creating an operational algorithm, an architecture, and both logical and physical relational database models to store multi-year observations. Key requirements include the unification of time series; data integrity and accuracy; scalability to accommodate extended observation periods; and integration capabilities with analytical tools.

The database design incorporates the following methods and principles: unique keys to prevent record duplication; the separation of reference data (time, date, station); normalization to the third normal form; and the use of foreign keys to maintain referential integrity.

The implementation uses SQLite, meeting the requirements for lightweight climate monitoring systems. The logical database structure comprises four key entities:

- Dates (calendar date reference table): date_id (primary key); date_value (unique date); components: year, month, day;
- Times (time-of-day reference table): time_id, time_value (unique time value);
- Stations (weather station information);
- WeatherRecords (central table containing all weather metrics): UNIQUE (date_id, time_id, station_id) – a unique combination.

The database architecture consists of a three-level model (fig. 1):

1. Data Layer: contains the core tables—Dates, Times, Stations, and WeatherRecords;
2. Business Logic Layer: where the reading, interaction, and analytics modules operate;
3. Presentation Layer.

After the data is loaded, the system reads all rows, converts date and time values into the appropriate format, casts numerical values to the correct data types (int/real), and filters out invalid or empty records. Each table row is synchronized with the database. If the information (date, time) from a row does not yet exist in the corresponding table (Dates, Times, Stations), it is added as a new record; otherwise, the existing record is used. A complete, structured weather record is then created, and the unique combination is verified. This determines whether to update an existing record (UPDATE) if the measurement already exists—or insert a new one (INSERT)—if a measurement for that specific time and station has not yet been recorded. Once the database is populated, the user can retrieve data subsets, generate graphs, and perform analysis based on dates, hours, and meteorological parameters.

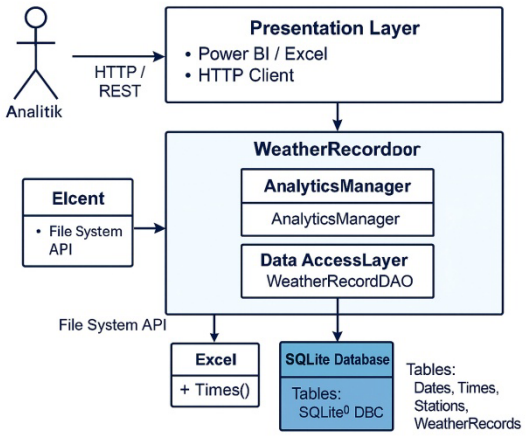


Figure 1 – Database architecture

The system user (Analyst) works with weather data and interacts with the system via analysis tools and interfaces. The presentation layer comprises the interfaces through which the user interacts with the system. It includes the following components: analytics and data visualization tools (Power BI/Excel) and an HTTP client interface for interacting with the REST API server.

The WeatherRecord Processor is the system's core logic module. The Analytics Manager is responsible for performing analytical operations: calculating average, maximum, and minimum values; aggregating metrics by date, hour, and station; preparing data for reports; and processing requests.

The Data Access Layer (WeatherRecord DAO) handles data access. It connects to SQLite via JDBC/ODBC protocols and performs tasks such as executing SQL queries, reading and writing data, ensuring uniqueness and integrity, managing scalability, and optimizing SELECT, INSERT, and UPDATE operations.

The file system, accessed via the File System API, saves Excel files and transfers data to the import module, acting as an intermediary between the user and the server during the import process.

The SQLite database serves as a repository for structured weather data, containing the relevant tables. All components interact using standardized protocols (HTTP, File System API, JDBC/ODBC), ensuring the system is flexible and scalable.

Based on the developed structure, operational algorithm, and database architecture, an ER diagram, a structural schema for the meteorological parameter database, a conceptual schema, a logical schema, a physical model, UML class diagrams, and a Use Case diagram will be constructed; these will describe all interrelationships between the database entities.

The proposed database serves as a foundation for automating climate monitoring. The implemented three-tier architecture ensures data independence and system scalability, allowing for the integration of additional monitoring stations. Future research will focus on integrating machine learning modules for weather forecasting. The proposed model can serve as a core component for information systems in fields such as ecology, meteorology, construction and civil engineering, energy supply automation, agroclimatology, and climate monitoring.

References

1. Holyk, O., Zhesan, R., Volkov, I., Chekanov, O., & Berezjuk, I. (2020). Energhozberezhennja ta vykorystannja ponovljuvanykh dzherel energhiji. Chastyna 1. Lysenko V.F. http://dspace.kntu.kr.ua/jspui/handle/123456789/9295 [In Ukrainian].
2. Wireless vantage pro2 weather station with standard radiation shield and weatherlink console - SKU 6252. *Davis Instruments* : вебсайт. URL: https://www.davisinstruments.com/collections/vantage-pro2-weather-stations/products/wireless-vantage-pro2-weather-station-with-standard-radiation-shield-and-weatherlink-console
3. Meteostantsii Vantage Pro2 - profesiini pohodni stantsii vyrobnytstva Davis Instruments *Macrolab* : https://www.macrolab.com.ua/catalog/meteostancii/vantage_pro_2 [In Ukrainian].

УДК 621.316.722

О.Ф. Баранюк, *доц., канд. техн. наук*
Центральноукраїнський державний університет імені Володимира Винниченка
e-mail: baranyuk60@gmail.com
В.М. Каліч, *проф., канд. техн. наук*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: vmk041954@gmail.com

Цифрове керування вихідною напругою імпульсного блока живлення

Імпульсні блоки живлення (ІБЖ) з аналоговим контуром зворотного зв'язку відомі вже кілька десятиліть, їх теорія, схемотехніка і елементна база добре відпрацьовані. Не зважаючи на це, аналогове керування джерелом живлення не має деяких корисних можливостей, які могли б запропонувати відповідні цифрові системи. Головним недоліком є те, що вони негнучкі, для зміни параметрів схеми потрібно змінювати саму схему, окремі компоненти або здійснювати пере налаштування. Разом з тим, бувають випадки, коли потрібно мати недорогий блок живлення з можливістю керувати його вихідною напругою за заданою програмою. Такі рішення стають привабливими й актуальними у зв'язку з доступністю на ринку численних мікроконтролерів, які можна використовувати для керування різними електронними пристроями, у тому числі для побудови автоматизованих зарядних пристроїв.

Системи під керуванням мікроконтролера можуть контролювати та зберігати технологічні параметри, керувати обладнанням, змінювати налаштування та алгоритми роботи, їх легко модифікувати та перепрограмувати. Джерела живлення з цифровим керуванням мають багатшу функціональність, гнучкість та універсальність. Вони допускають дистанційне керування, довгостроковий моніторинг та сигналізацію, встановлення обмежень на струм та потужність. Звичайно, є й певні труднощі, пов'язані з переходом на цифрові технології. Цифрові системи з програмним забезпеченням значно дорожчі, їх складніше розробляти, тестувати, обслуговувати й ремонтувати.

Сучасні ІБЖ являють собою досить складні і детально розраховані системи автоматичної стабілізації з кількома зворотними зв'язками [4]. Типові однотактні зворотно ходові схеми ІБЖ (типу Flyback) мають зворотні зв'язки за струмом ключового силового транзистора, вторинною напругою імпульсного трансформатора, вторинною постійною вихідною напругою. Деякі з них використовують також зворотний зв'язок за вихідним струмом, переважно з метою захисту від перевантаження.

Для надійної гальванічної ізоляції первинних високовольтних і вторинних низьковольтних кіл зазвичай використовується оптоелектронна пара в колі зворотного зв'язку. Існують різні методи керування імпульсними перетворювачами постійної напруги, зокрема керування за напругою VMC, керування за струмом CMC, пропорційно-інтегрально-диференціальне керування PID, пряме цифрове ШІМ-керування силовим ключем від мікроконтролера та ін. [5, 12]. Відомий виробник мікросхем Texas Instruments у доповіді про застосування [14] розглядає як один із способів керування ІБЖ подачу струму у дільник вихідної напруги, що можливо здійснити через звичайний аналого-цифровий перетворювач (АЦП) або через струмовий АЦП.

Метою даного дослідження є розробка інтерфейсу для цифрового керування вихідною напругою ІБЖ з максимально простим підключенням до цільового блоку живлення без необхідності модифікації його схеми. Для цього пропонується керувати вихідною напругою ІБЖ шляхом подачі додаткового струму у вихідний вимірювальний подільник напруги ІБЖ.

За результатами проведених досліджень авторами розроблена практична схема інтерфейсу для цифрового керування вихідною напругою імпульсного блоку живлення. Встановлено, що для досягнення задач керування вихідною напругою достатньо здійснити ін'єкцію (або відведення) струму у вихідному вимірювальному подільнику напруги блоку живлення. Відведення струму призводить до підвищення вихідної напруги ІБЖ, оскільки схема блоку живлення намагається компенсувати відведений струм шляхом збільшення вихідної напруги. Відповідно, ін'єкція струму в дільник напруги призводить до зниження вихідної напруги ІБЖ. Математичний аналіз схеми показав, що приріст вихідної напруги прямо пропорційний додатковому струму вимірювального подільника напруги. Це забезпечує лінійну залежність приросту вихідної напруги від величини додаткового струму, що зручно для розрахунку параметрів регулювання.

У процесі дослідження встановлено, що схема цифрового інтерфейсу залежить від кількості дискретних рівнів необхідної вихідної напруги. Для дискретної зміни напруги запропоновано схему з кількома паралельними резисторами, кожен з яких підключається через ключ на польовому транзисторі. Затвори транзисторних ключів підключаються безпосередньо до цифрових виходів мікроконтролера, що дозволяє програмно задавати необхідні рівні вихідної напруги ІБЖ.

При невеликій кількості рівнів для керування блоком живлення можуть бути використані ключі на польових транзисторах, що управляються позиційним або двійковим кодом. У випадку використання позиційного коду кількість додаткових резисторів і ключів дорівнює кількості потрібних дискретних рівнів напруги, а у випадку двійкового коду кількість резисторів і ключів дорівнює двійковому логарифму від кількості потрібних рівнів.

При значній кількості рівнів вихідної напруги доцільно використати готові цифро-аналогові перетворювачі. Такий підхід дозволяє як збільшувати, так і зменшувати вихідну напругу ІБЖ. Якщо на виході ЦАП встановити початкову напругу, яка дорівнює напрузі подільника напруги при середньому значенні вихідної напруги ІБЖ, то ЦАП не впливає на роботу ІБЖ. Якщо збільшувати або зменшувати вихідну напругу ЦАП, створюється додатковий додатний або від'ємний струм подільника напруги, який змушує ІБЖ змінювати свою вихідну напругу. Таким чином здійснюється вплив на роботу ІБЖ через середню точку вимірювального подільника напруги.

Слід зазначити, що запропонований метод керування вихідною напругою ІБЖ має деякі обмеження. Більшість промислових ІБЖ розраховані на постійну вихідну напругу або допускають підлаштування вихідної напруги в незначному діапазоні. Це пов'язано з тим, що напруга живлення основного ШІМ-контролера береться від того самого перетворювача, що й вихідна схема. При занадто низькій вихідній напрузі трансформатора напруга живлення контролера падає до граничної величини і він відключається. Не можна також значно підвищувати вихідну напругу ІБЖ через обмежену напругу вихідних конденсаторів фільтра. Якщо потрібно розширити діапазон регулювання напруги, доведеться частково модифікувати схему ІБЖ, зокрема забезпечити додаткове стабільне живлення ШІМ-контролера і замінити вихідні конденсатори фільтра.

Запропонований метод дозволяє легко адаптувати стандартні аналогові ІБЖ під завдання цифрового програмного керування. Перевагою рішення є простота реалізації та підключення, лінійність регулювання та відсутність необхідності переробки плати блока живлення.

Список літератури

1. Turcan G. Flyback SMPS Using a Microcontroller as Control Unit. Microchip Technology, 2016. 72 p.
2. Betten J. Flyback converter design considerations. Dallas: Texas Instruments, 2024. 4 p.
3. Деркач М.В., Єрьоменко А.Ю. Цифровий блок керування імпульсними джерелами живлення на основі мікроконтролера STM32G474RET6. *Вісник Національного технічного університету "ХПІ"*, 2022. № 1–2 (7–8). С. 65–77. DOI: 10.20998/2411-0558.2022.02.07.
4. How to Dynamically Adjust Power Module Output Voltage. Application Report SLVA861. Dallas: Texas Instruments, 2016. 5 p.

UDC 681.5:697.1

Maksym Shevelov, *student in group AK-25M,*
Oleksandr Serbul, *Ph.D. in Engineering, Associate Professor*
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: serbulan@ukr.net

Automated system for maintaining a specified temperature regime of the soil layer in a sports turf

Research Significance. The development of sports infrastructure in Ukraine is accompanied by the modernization of existing stadiums and the construction of new sports arenas, whose operational characteristics must meet contemporary requirements.

One of the key factors in ensuring the proper condition of a soccer field is maintaining optimal conditions for the growth and recovery of the turf.

Soil heating systems play a crucial role in this, and their operational efficiency depends largely on the use of automated temperature control and regulation systems [1].

The purpose of this work is to develop an automated system for controlling the temperature of the heat transfer fluid in a soil-heating system for a sports turf field, which ensures that the temperature conditions set by the operator are maintained and helps improve the operating conditions of the soccer field.

Research Methods. The principles of designing a soil heating system for a soccer stadium are examined, and the main technological approaches to implementing such a heating system are analyzed [2].

It has been established that the use of a liquid heat transfer fluid in the piping system is one of the most promising solutions, given the possibility of controlled distribution of thermal energy within the soil layer.

During the design phase, it is necessary to take into account the construction of the turf, the piping layout, and the characteristics of heat transfer in the soil.

The heating station of the heating system, which consists of process equipment and piping for coolant circulation, is considered as the object of automation.

To ensure safe and efficient operation, the system incorporates devices for measuring process parameters, automatic control, emergency signaling, and equipment condition monitoring.

Research results. A functional diagram of an automated system for maintaining the temperature regime of the soil layer via a temperature control loop has been developed (Fig. 1).

The structure of the automatic control system has been established, and a general algorithm for its operation has been defined.

The heat transfer fluid temperature has been selected as the primary controlled parameter; maintaining it at a set level ensures the necessary conditions for the operation of the heating system.

To study the dynamic properties of the system, the transfer functions of its individual elements were determined and a block diagram was developed.

A stability analysis of the system was performed, the stability region was established, and the control quality of the closed-loop system was evaluated.

Based on an analysis of the transient response of the original system, its key quality indicators were determined, and the need to reduce the control time was justified.

To improve the dynamic characteristics, a correction device was synthesized using the desired logarithmic amplitude-frequency response and by determining the corresponding transfer function.

The results of a comparative analysis of the transient processes of the original and corrected systems confirm the possibility of improving control quality indicators by introducing a correction device into the control loop or by implementing the corresponding algorithm using software.

Based on the developed functional diagram, a schematic diagram of the microprocessor part of the system was also created.

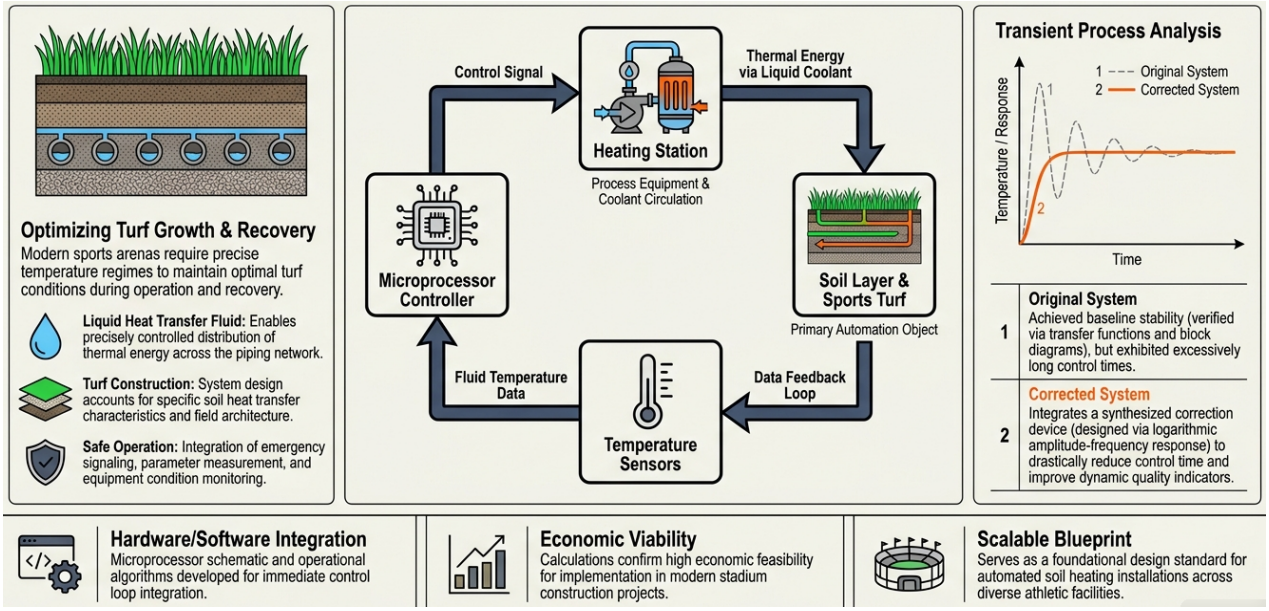


Figure 1 - Generalized system structure

Conclusions. Technical solutions have been developed for the construction of an automated system for controlling the temperature regime of the soil layer beneath a sports turf field.

The studies of dynamic characteristics and the design of a control device lay the groundwork for improving the quality of heat transfer fluid temperature regulation.

The calculation of economic indicators confirmed the feasibility of implementing the proposed system.

The results obtained can be used in the design of automated control systems for soil heating installations on sports fields.

Keywords: automation, sports turf, soil heating, temperature regime, heat transfer fluid, automatic control, system stability, control device, microprocessor control.

Statement on the Use of Generative Artificial Intelligence. During the preparation of the abstract, a generative artificial intelligence tool was used to create a conceptual diagram (Fig. 1). The content, structure, and scientific interpretation of the figure were determined by the authors; the resulting image was reviewed and refined by the authors.

Bibliography

1. Будинки і споруди. Спортивні та фізкультурно-оздоровчі споруди : ДБН В.2.2-13-2003. Додаток Ф. Вимоги до систем підігріву футбольного поля. URL: https://e-construction.gov.ua/files-token/66d6f626d5f0e9662761513a9e1d6b6f.
2. Системи автоматичного керування технологічними комплексами : підручник для здобувачів ступеня бакалавра за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / А. М. Сільвестров, М. Я. Островерхов, О. В. Шефер та ін. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2025. 538 с. URL: https://ela.kpi.ua/handle/123456789/73320.

УДК 681.5:622.7

Віталій Тронь, *канд. техн. наук, доцент*
Криворізький національний університет
e-mail: vtron@knu.edu.ua

Координація розподіленого модельно-прогнозного керування збагаченням залізної руди з урахуванням невизначеності сепараційних характеристик

У технологічних лініях збагачення залізної руди зміна режиму одного технологічного контуру впливає на кількість і склад живлення наступного. Модельно-прогнозне керування (Model Predictive Control, MPC) застосовують для вибору керувальних впливів з урахуванням динаміки подрібнення та класифікації [1]. У розподіленій структурі потрібно додатково узгоджувати локальні рішення за характеристиками потоків залізорудної сировини. За змінних сепараційних характеристик однаковий керувальний вплив може приводити до різних прогнозованих витрат і складу продукту. Тому критерій координації має враховувати спільні технологічні наслідки цих відхилень. Розглянуто модель збагачення з двома локальними MPC-агентами, кожен з яких керує відповідною групою апаратів. Перший агент задає витрату сирої руди. Другий агент керує двома технологічними контурами подрібнення та класифікації у гідроциклонах, задаючи тиск живлення кожного гідроциклона. Ці керувальні впливи відпрацьовують системи керування нижнього рівня через приводи живильника та насосів. Для всіх апаратів прийнято спільну сітку з N_c класів крупності. Рудопотоки характеризуємо масовими витратами сухої твердої фази та заліза за кожним класом крупності та супутньою витратою води. Матеріальні баланси пов'язують апарати, продуктові потоки та рецикли (повернення матеріалу на попередні операції). Сепараційна характеристика визначає частку матеріалу кожного класу, що переходить у злив. Її поточну оцінку уточнюємо за витратами і гранулометричним складом продуктів. Похибки цих спостережень та модель часової зміни поправки до базової характеристики визначають невизначеність оцінювання та прогнозу. На горизонті прогнозу середнє значення поправки утримуємо сталим, зберігаючи залежності між її значеннями для різних класів і моментів часу. Залишкові поправки характеристик двох гідроциклонів прийнято незалежними. Кожна спільна реалізація фізично допустимих характеристик задає взаємно доповнювальні витрати зливу та пісків та поширюється через матеріальні баланси і рецикли. Таким чином одержуємо можливі траєкторії технологічних показників за неточно відомого розділення рудного матеріалу. Вектор виходів першого агента $\boldsymbol{y}_A$ містить витрати твердої фази та заліза за кожним класом крупності та витрату води в рудопотоці між контурами. Вектор $\boldsymbol{y}_B$ другого агента містить масові частки класів кінцевого продукту, його продуктивність і вміст заліза. Для реалізації s на кроці прогнозу ℓ визначаємо нормовані відхилення $\tilde{\boldsymbol{e}}_{i,\ell}^{(s)} = D_i^{-1}(\boldsymbol{y}_{i,\ell}^{(s)} - \boldsymbol{y}_{i,*})$, $i \in \{A, B\}$, де $\boldsymbol{y}_{i,*}$ — виходи спільного опорного режиму, D_i — діагональна матриця сталих додатних масштабів. Ділення відхилень на ці масштаби дає змогу спільно оцінювати величини з різними одиницями вимірювання.

Сумарну нормовану квадратичну міру технологічних відхилень $E^{(s)}$ та критерій координації визначаємо як

$$E^{(s)}(\boldsymbol{U}) = \frac{1}{N_p}\sum_{\ell=1}^{N_p}\left[\frac{\| \tilde{\boldsymbol{e}}_{A,\ell}^{(s)}(\boldsymbol{U}) \|_2^2}{n_A} + \frac{\| \tilde{\boldsymbol{e}}_{B,\ell}^{(s)}(\boldsymbol{U}) \|_2^2}{n_B}\right],$$

$$J_{\text{joint}}(\boldsymbol{U}) = J_{\text{nom}}(\boldsymbol{U}) + \gamma\, \text{CVaR}_\alpha(E(\boldsymbol{U})),$$

де U — послідовність керувальних впливів; N_p — кількість прогнозних кроків; n_A та n_B — кількості компонентів виходів першого та другого агентів; E — випадкова величина зі значеннями $E^{(s)}$; γ — вага складової оцінювання ризику. За визначеного складу виходів $n_A = 2N_c + 1$, $n_B = N_c + 2$. У модельному досліді на матеріальній основі Полтавського ГЗК використано $N_c = 7$, тому $n_A = 15$, $n_B = 9$. Номінальний критерій J_{nom} враховує відхилення виходів, зміни керувальних впливів і термінальну оцінку, яка наближено враховує подальші відхилення за горизонтом прогнозу.

Міра ризику CVaR (Conditional Value-at-Risk) визначає середнє найбільших значень $E^{(s)}$, що охоплюють частку ймовірності , із частковим урахуванням граничної реалізації [2]. У дослідженні використано 64 рівноймовірні реалізації, $\alpha = 0{,}90$ та $\gamma = 1$; отже, оцінюємо найгірші 10% розподілу. Особливість побудованого критерію полягає у складі технологічних показників та підсумовуванні оцінок їхніх відхилень для тієї самої реалізації сепараційних характеристик перед застосуванням CVaR. Це зберігає спільний вплив невизначеності на проміжний рудопотік і кінцевий продукт.

Розподілене розв'язання виконуємо консенсусним методом множників зі зміною напрямків (Alternating Direction Method of Multipliers, ADMM) [3]. Агенти узгоджують локальні копії керувальних впливів і допоміжних змінних для оцінок відхилень; координатор ураховує CVaR сумарної оцінки відхилень та спільний термінальний доданок. Використовуємо спільні залежності прогнозованих показників обох контурів від послідовності керувальних впливів. Оцінки характеристик, набір реалізацій та опорний режим фіксуємо на час внутрішнього циклу. Його завершення визначаємо за двома допусками: на розбіжність локальних копій зі спільними змінними та на масштабовану зміну спільних змінних між ітераціями. Точність координації перевірено відносно централізованого розв'язання тієї самої задачі зі спільним CVaR за однакових інформаційних умов. У замкненому модельному досліді тривалістю 120 хв з односпрямованими додатними змінами характеристик двох гідроциклонів обох допусків досягнуто на 28 із 28 кроків керування. Максимальна абсолютна різниця продуктивності становила 0,00317 т/год, що характеризує точність відтворення централізованого рішення. Окремо перевірено 15 задач із зафіксованими станом моделі та інформацією для прогнозу: обидва допуски виконано за бюджету 500 ітерацій. Поточні стани моделі прийнято відомими, спостереження продуктів сформовано із заданими похибками та затримкою. Технологічний ефект оцінено окремим порівнянням номінального критерію, суми локальних CVaR і спільного CVaR за нульових, односпрямованих і різноспрямованих заданих відхилень характеристик двох гідроциклонів. Для кожного випадку використано одну реалізацію похибок спостережень. Отримано залежний від режиму перерозподіл похибок продуктивності та складу продукту зі збільшенням інтенсивності змін керувальних впливів у варіантах керування з урахуванням ризику; загальної переваги спільного CVaR за всіма перевіреними режимами не встановлено.

Удосконалено критерій координації розподіленого модельно-прогнозного керування через застосування CVaR до сумарної нормованої квадратичної міри технологічних відхилень, сформованої для спільних реалізацій сепараційних характеристик. Це дає змогу узгоджувати локальні рішення з урахуванням одночасних відхилень пов'язаних рудопотоків і кінцевого продукту. Модельна перевірка підтвердила можливість відтворення централізованого рішення двоагентною процедурою в досягнутих допусках та встановила залежність технологічного результату від режиму. Тому вибір критерію координації з урахуванням ризику потребує спільного оцінювання похибок продуктивності, складу продукту та інтенсивності керувальних впливів.

Список літератури

1. Botha S., le Roux J. D., Craig I. K. Hybrid non-linear model predictive control of a run-of-mine ore grinding mill circuit. Minerals Engineering. 2018. Vol. 123. P. 49–62. DOI: 10.1016/j.mineng.2018.04.016.
2. Rockafellar R. T., Uryasev S. Conditional value-at-risk for general loss distributions. Journal of Banking & Finance. 2002. Vol. 26, no. 7. P. 1443–1471. DOI: 10.1016/S0378-4266(02)00271-6.
3. Distributed Optimization and Statistical Learning via the Alternating Direction Method of Multipliers / S. Boyd et al. Foundations and Trends in Machine Learning. 2011. Vol. 3, no. 1. P. 1–122. DOI: 10.1561/2200000016.

UDC 621.311.243:681.5

Vladislav Shavlovsky, *student in group AK-25M*,
Roman Zhesan, *Ph.D. in Engineering, Associate Professor,*
Oleksandr Serbul, *Ph.D. in Engineering, Associate Professor*
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: serbulan@ukr.net

An automatic control system for the autonomous power supply of a farm

Research Significance. Ensuring a reliable power supply is one of the key conditions for the effective operation of a modern farm. Electricity is used to power pumping equipment, lighting systems, ventilation systems, automation devices, and other technological consumers. At the same time, interruptions in the centralized power supply, fluctuations in the cost of electricity, and the need for the rational use of energy resources make the use of autonomous and hybrid power supply systems a practical solution.

A promising approach to solving this problem is the use of a solar power plant, a battery energy storage system, and a backup generator, all integrated by an automatic control system. The efficiency of such a system depends not only on the characteristics of individual components but also on the algorithm for coordinating electricity generation, storage, and consumption, taking into account the current energy balance and load priorities [1].

The objective of this work is to develop the structure and operational algorithm for an automatic control system for the autonomous power supply of a farm, aimed at improving the reliability of power supply to process consumers, promoting the rational use of energy from renewable sources, and reducing the need for a backup generator.

Research Methods. This study employs methods of systems analysis, mathematical modeling of energy processes, automatic control theory, and comparative evaluation of energy efficiency. The object of automation considered is an autonomous power supply system for a farm based on a solar power plant, a battery energy storage system, and a backup generator.

During the development of the control system, the variability of solar power generation, the unevenness of electricity consumption, and limitations related to the battery's state of charge were taken into account. The main controlled parameters are defined as current generation power, load power, mains voltage, and the battery system's state of charge.

A structure for an automated system is proposed (Fig. 1), in which an energy management controller receives information from measuring devices and generates control commands to coordinate the operation of power sources and loads. The control algorithm provides for the use of solar energy to meet current consumption, charging the battery when there is excess generation, using stored energy during power shortages, and automatically switching on the backup generator when specified conditions are met.

Special attention is given to the prioritization of electrical loads. The system classifies consumers as critical or non-critical, which allows for the prioritized power supply to equipment necessary for maintaining the farm's core operational processes when energy resources are limited.

Research Results. A conceptual framework for an automated control system for an autonomous power supply at a farm has been developed, and the functions of its main components have been defined. The proposed technical solution involves coordinating the operation of a solar power plant, a battery energy storage system, a backup generator, and electrical loads in accordance with the current energy balance.

A general algorithm for the system's operation has been developed, which involves determining available power, assessing the battery's state of charge, selecting a power supply mode, and generating control signals. When solar generation is sufficient, the electricity is directed to

power consumers and, if reserve capacity is available, to charge the battery. If generation decreases, the system uses stored energy; if available resources are insufficient, a backup generator is activated. In the event of a critical power shortage, the algorithm may also limit non-essential loads.

The main criteria for further mathematical modeling and evaluation of the system's efficiency have been identified: the proportion of consumption covered by solar generation, the operating time of the backup generator, the number of battery charge and discharge cycles, and the proportion of time during which critical consumers are supplied with electricity. These indicators can be used to compare the proposed algorithm with the baseline control mode, which does not include intelligent coordination of sources and loads.

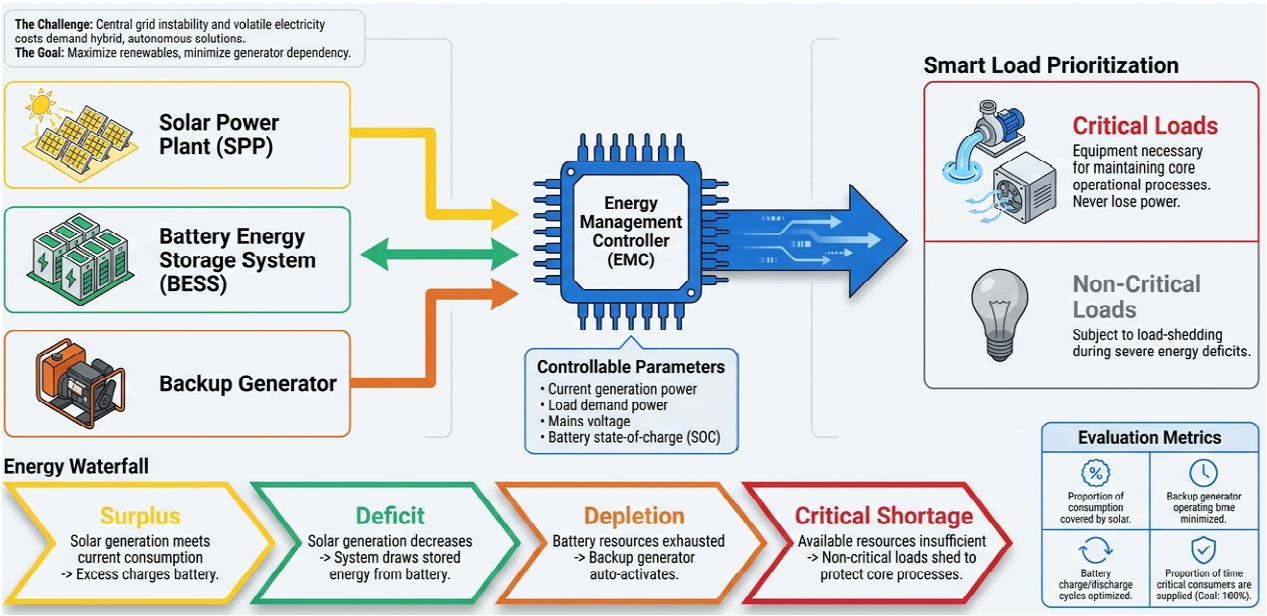


Figure 1 – Smart energy management for autonomous farms.

Conclusions. A concept for an automatic control system for an autonomous power supply at a farm has been proposed, based on a combination of a solar power plant, a battery energy storage system, and a backup generator. The main controllable parameters, the principles for coordinating power sources, and an algorithm for prioritizing the supply of electrical loads have been identified.

The developed concept provides a foundation for further mathematical modeling of energy processes, research into automatic control algorithms, and quantitative assessment of energy efficiency. The practical application of this approach can help improve the reliability of the farm's power supply and promote a more efficient use of renewable energy sources.

Keywords: automation, autonomous power supply, farm, solar power plant, battery energy storage system, backup generator, energy management, automatic control system, energy balance.

Statement on the use of generative artificial intelligence. During the preparation of the abstract, a generative artificial intelligence tool was used to create a conceptual diagram (Fig. 1). The content, structure, and scientific interpretation of the figure were determined by the authors; the resulting image was reviewed and refined by the authors.

Bibliography

1. Мироненко В. Г., Веремейчик Н. В. Обгрунтування структури автономної електроенергетичної системи агропромислового підприємства. Механіка та автоматика агропромислового виробництва. 2023. Вип. 1 (115). URL: https://journal.imaap.org.ua/info/index.php?id=645.
2. Системи автоматичного керування технологічними комплексами : підручник для здобувачів ступеня бакалавра за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / А. М. Сільвестров, М. Я. Островерхов, О. В. Шефер та ін. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2025. 538 с. URL: https://ela.kpi.ua/handle/123456789/73320.

UDC 681.5

Viktor Bondarchuk, *PhD student,*
Anatolii Matsui, *Dr. of Tech. Sc., Prof.,*
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: barbaross2@ukr.net

Introduction of deep learning methods into mineral processing automation systems

Modern mineral processing plants generate large amounts of data from cameras, sensors, and process control systems. Continuous analysis of these data can help detect changes in the technological process and identify abnormal conditions. Convolutional neural networks (CNNs) are suitable for such tasks because they can automatically extract useful features from images and other structured data. Previous studies also show that CNN architectures can be adapted for processing continuous signals and data streams. One of the important applications of CNNs in mineral processing is flotation monitoring. The surface of flotation froth contains useful information about the current state of the process. Bubble size, color, texture, movement, and other visual features can change depending on ore properties and operating parameters. Traditionally, these characteristics can be evaluated by an operator or processed using predefined image analysis methods. CNN-based methods provide another approach, where important features can be learned directly from the available data. Recent studies show the potential of this approach. Liu and Aldrich compared convolutional neural networks, vision transformers, and traditional feature extraction methods for monitoring platinum group metals flotation [1]. Their work showed that features extracted by pretrained neural networks can provide useful information about the operating state of the flotation process. This can reduce the need for manual feature selection and simplify the development of machine vision systems.

Another important direction is the use of temporal information. A single image represents only one moment of the flotation process, while the real industrial process changes over time. Bendaouia et al. proposed a ConvLSTM model that combines convolutional processing with temporal analysis of flotation froth video [2]. The model uses both spatial and temporal features and was applied to monitoring the elemental composition in a polymetallic flotation circuit. Such an approach is useful for continuous industrial data because it can analyze both the current state of the froth and its changes over time. For industrial use, model stability is also important. Camera images can be affected by changes in lighting, noise, blur, and other disturbances. Jia et al. proposed a CNN-based method for flotation process assessment with additional attention to model robustness under image distortions [3]. This shows that practical CNN systems should provide not only good accuracy but also stable operation under changing production conditions. Therefore, CNN-based methods can be used for automatic analysis of visual and temporal data in mineral processing. Their application in flotation monitoring shows the possibility of identifying process states, evaluating process characteristics, and detecting abnormal conditions with less manual analysis. Further research can focus on lightweight CNN architectures, real-time processing, and combining image data with other technological parameters.

References

1. Liu X., Aldrich C. Froth Image Based Monitoring of Platinum Group Metals Flotation with Vision Transformers and Convolutional Neural Networks // Minerals Engineering. - 2024. - Vol. 215. - 108790. - DOI: 10.1016/j.mineng.2024.108790.
2. Bendaouia A., Abdelwahed E.H., Qassimi S. et al. Artificial Intelligence for Enhanced Flotation Monitoring in the Mining Industry: A ConvLSTM-Based Approach // Computers & Chemical Engineering. - 2024. - Vol. 180. - 108476. - DOI: 10.1016/j.compchemeng.2023.108476.
3. Jia R., Ren M., Wang J., Yu F., He D. Robust Operating Performance Assessment of Flotation Processes Using Convolutional Neural Networks and Feature Learning // Advanced Engineering Informatics. - 2025. - Vol. 64. - 103087. - DOI: 10.1016/j.aei.2024.103087.

UDC 621.311:664.723

Rostislav Tikhiy, *student in group AK-25M*,
Oleksandr Serbul, *Ph.D. in Engineering, Associate Professor*
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: serbulan@ukr.net

Automated grain cleaning process control system

Relevance of the Study. The effectiveness of post-harvest grain processing determines the quality of the final product and its potential for further use. Grain cleaning equipment, particularly separators, is used to remove foreign impurities; these machines vary in terms of productivity, cleaning quality, and level of automation. Insufficient automation of individual machines requires constant operator involvement, which justifies the need to develop automated control systems for grain cleaning processes.

The objective of this work is to develop an automated control system for the grain cleaning process based on the ISM-100 separator, aimed at automating the adjustment of the working dampers' positions, improving the stability of the operating conditions, and reducing the labor intensity of equipment maintenance.

Research Methods. The ISM-100 grain cleaning separator, which is widely available on the agricultural machinery market, was selected as the subject of modernization. The study analyzed the specifics of its operation and the factors affecting the equipment's productivity and the efficiency of impurity separation. It was determined that the position of the control dampers plays a significant role in establishing the operating mode, and their adjustment must account for the characteristics of the input grain mixture. To implement automated control, the selection of the system's main technical components-specifically, sensors for process parameters and the actuator for adjusting the dampers – is justified. During development, consideration was given to the need to coordinate measuring and actuating devices and to ensure stable system operation under specified conditions.

Research Results. A functional diagram for automating the grain separation process, a block diagram of the control system, and an algorithm for its operation have been developed. The proposed technical solution provides for automatic adjustment of the damper positions in accordance with specified process parameters, thereby reducing the need for constant manual adjustment of equipment settings. To evaluate the dynamic properties of the developed system, a study of its stability and control quality indicators was conducted. The system's stability was analyzed using appropriate stability criteria; stability margins in terms of magnitude and phase were determined; and a stability region was plotted as a function of one of the system's parameters. Based on the transient response graph, direct control quality indicators were determined.

Conclusions. Technical solutions have been developed for automating the grain cleaning process using the ISM-100 separator, which ensure automatic control of the damper positions and reduce manual labor. An analysis of the system's stability and control quality confirms that it can be used to modernize grain cleaning equipment, improve its ease of operation, and enhance the stability of the technological process.

Bibliography

1. Нєдєльський Д. С., Петренко Д. І., Лещенко С. М., Васильковський О. М. Мехатронний аналіз роботи пневмогравітаційного сепаратора зернових сумішей. Центральноукраїнський науковий вісник. Технічні науки. 2025. № 12(43), ч. 1. С. 245–252. DOI: https://doi.org/10.32515/2664-262X.2025.12(43).1.245-252.
2. Бунь В. П., Баган Т. Г. Теорія автоматичного керування : підручник для здобувачів ступеня бакалавра за спеціальністю «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка». У 2 ч. Ч. 1. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2025. 160 с. URL: https://ela.kpi.ua/items/bada5317-5234-4aee-91bc-ea769342bba3

UDC 681.5

Mykola Khliebnikov, *PhD student,*
Anatolii Matsui, *Dr. of Tech. Sc., Prof.*,
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: khlebnikov97@gmail.com

Intelligent optimization of the ball feed rate in a drum mill

The grinding process is one of the most energy-intensive stages in the preparation of iron ore. Grinding takes place mainly in ball mills, the efficiency of which is determined by the condition of the grinding media, namely its mass, particle size distribution and the degree of wear on the balls. The task of automatically stabilising the optimum mixed-size ball charge is of particular importance, as the balls wear out during the ore grinding process and their initial distribution by diameter changes.

An analysis of existing systems shows that modern automatic ball-feeding systems primarily employ algorithms based on mill operating time, the mass of ground ore, the specific consumption rate of the grinding media, or the power of the electric drive. Whilst this approach allows for compensation for the overall consumption of grinding balls, it does not enable the determination of the actual size distribution of the grinding media or its suitability for the current properties of the ore. Furthermore, known automatic control systems do not ensure optimal operating conditions in all possible process situations.

To address this issue, it is proposed to supplement the traditional mill control system with an intelligent predictive module based on machine learning. Its function is not to directly control the mill drive, but to assess the condition of the grinding medium and generate an optimal control objective for the ball feeding system. Such a system can utilise a combination of available process signals (output ore production rate, ore particle size and physical-mechanical properties, water consumption, pulp dilution, active power and current of the mill drive, vibration and acoustic signals, circulating load, product particle size distribution, history of previous ball additions, liner wear and others). This approach will compensate for the shortcomings of using a single parameter in particular, electric motor power to assess the condition of the mill.

Based on accumulated process data, the machine learning model can predict the remaining mass of balls, their distribution by size, the rate of wear and the expected change in ore grinding efficiency. The control system determines the required mass and ratio of balls of several sizes that need to be fed into the mill under the current operating conditions.

A more promising approach is to combine machine learning with a digital twin of the mill and DEM (discrete element method) modelling. The digital twin can be used to generate virtual operating modes for the mill, whilst the results of the actual process can be used to continuously refine the predictive model. Recent research has already demonstrated the effectiveness of combining machine learning, digital twins and optimisation algorithms for controlling grinding processes [1]. Moreover, in recent years, ML models have been demonstrated for predicting the performance of industrial mills and optimising their operating modes, as well as digital twins incorporating neural network models and automatic anomaly detection [2, 3].

To improve the efficiency of the iron ore grinding process, an intelligent system for predicting and optimising the mixed-size ball charge in a drum mill is proposed. Its distinctive feature is the combination of an indirect assessment of the current state of the grinding media, based on process, electrical, vibration and acoustic parameters, with the prediction of ball wear and the determination of optimal parameters for their replenishment.

The system is based on a virtual sensor (AI soft sensor), which uses data from the mill's information system to estimate the parameters of the ball charge, in particular their total mass, the filling factor and the degree of wear of the grinding media. Based on these estimates, the AI model predicts changes in the grinding process parameters, whilst the optimiser determines the required

mass of balls of various sizes and the timing of their feed. The resulting control actions are implemented via the ball feeder control system.

Feedback enables the accumulation of new process data, the recording of pre-training results, and the periodic or ad hoc retraining of the AI model. This lays the groundwork for the system to adapt to changes in ore properties and mill operating conditions. A block diagram of the proposed intelligent system is shown in Fig. 1.

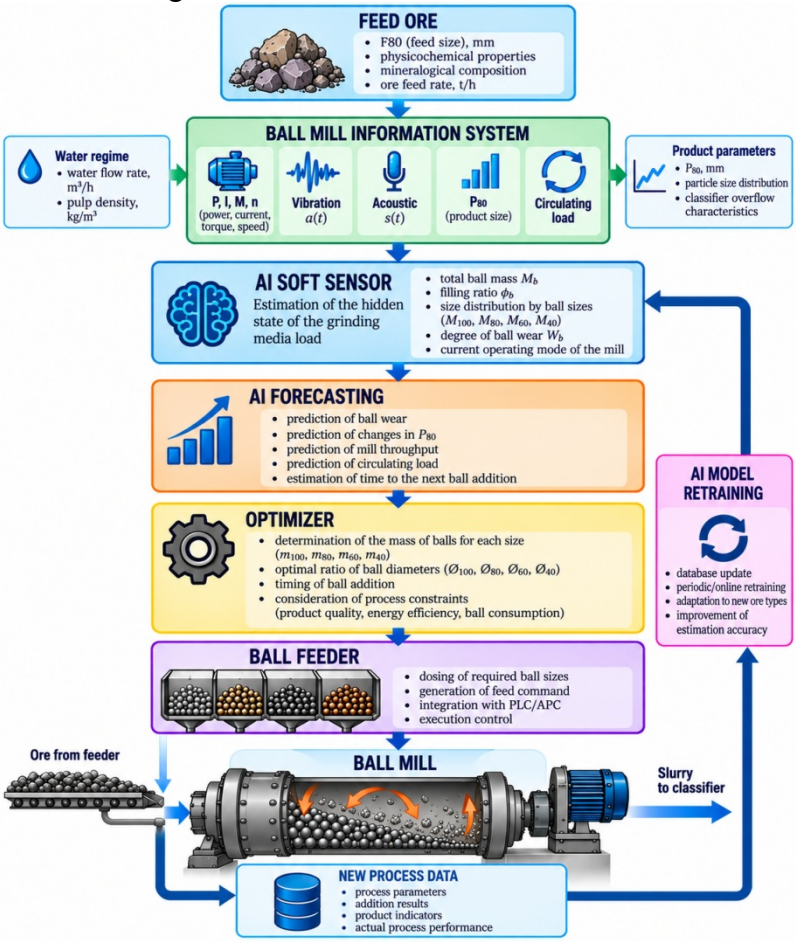


Figure 1 – Block diagram of an intelligent system for predicting and optimising the mixed-size ball charge in a drum mill

Therefore, the proposed approach makes it possible to shift the ball replenishment system from the principle of 'when the balls are worn out, add a specified quantity' to the predictive principle of 'when a change in the condition of the grinding media is forecast, determine the optimal replenishment in advance'. This paves the way for stabilising the mixed-size ball composition, reducing unproductive expenditure on electricity and grinding media, and improving the stability of the particle size distribution of the ground product.

References

1. Ghasemi Z., Neshat M., Aldrich C., Karageorgos J., Zanin M., Neumann F., Chen L. An integrated intelligent framework for maximising SAG mill throughput: Incorporating expert knowledge, machine learning and evolutionary algorithms for parameter optimization. *Minerals Engineering*. 2024. Vol. 212. 108733. – https://doi.org/10.1016/j.mineng.2024.108733.
2. Peng J., Sun W., Xu J., Zhou G., Xie L., Han H., Xiao Y., Chen J., Li Q. Analyzing process parameters for industrial grinding circuit based on machine learning method. *Advanced Powder Technology*. 2023. Vol.34, Iss.9. 104113. https://doi.org/10.1016/j.apt.2023.104113.
3. Collao C., Akhtar H., Toro C., Ocampo-Martínez C., Schor R., Pinto Prieto R. An Agentic AI-based Architecture for Digital Twins Specialized in Predictive Maintenance: Application to Ball Mills. *IFAC-PapersOnLine*. 2025. Vol.59, Iss.32. P.96-101. https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2025.12.403.

UDC 664.1:681.5

Ilya Sokur, *student in group AK-25M,*
Viktor Kalich, *Ph.D. in Engineering, Professor*,
Oleksandr Serbul, *Ph.D. in Engineering, Associate Professor*
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: serbulan@ukr.net

An automated system for stabilising the operating conditions of an evaporation plant based on pressure parameters

Relevance of the Study. The efficiency of sugar production from sugar beets depends to a large extent on the stability of the main technological processes. One of the critical stages of production is the evaporation and concentration of juice at the sugar plant's evaporation station. Pressure fluctuations in the first chamber of the evaporation unit affect the temperature regime and conditions of the evaporation process, necessitating the improvement of automatic control systems for this parameter [1]. **The objective** of this work is to develop and study an automated system for stabilizing the operating conditions of the evaporation plant based on the pressure parameter, as well as to improve the quality of control through the synthesis of a control device.

Research Methods. This paper employs methods of process flow analysis, mathematical modeling of the dynamics of the controlled object, automatic control theory, and the study of the stability and performance of control systems. A film-type direct-flow evaporator was selected as the object of automation. The transfer functions of the open-loop and closed-loop systems were calculated, the stability region was plotted, and the main quality indicators of the transient process were determined.

Research Results. As a result of the study, the dynamic characteristics of the controlled object were determined, a structural electrical diagram of the system was developed, and the transfer functions of its main components were obtained. An assessment of the stability and performance indicators of the automatic pressure control system was conducted. Based on the results obtained, a correction device was synthesized, its transfer function was determined, and its parameters – in particular, the time constants and gain – were refined [2].

Simulation of transient processes showed that the use of the correction device makes it possible to reduce the control time, provided that the overshoot does not exceed the permissible value of 20%. The effectiveness of the correction was evaluated by comparing the transient characteristics and performance metrics of the original and corrected systems. In addition, a schematic diagram of the microprocessor section of the automatic control system was developed.

Conclusions. A technical solution has been developed for the automated stabilization of pressure in the first vessel of a sugar refinery's evaporation plant. The results of modeling and calculations confirm that the dynamic characteristics of the system can be improved through the use of a control device.

Bibliography

1. Грама М. П. Автоматизоване керування випарною установкою на основі інтелектуальних регуляторів : дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології». Київ : Національний університет харчових технологій, 2023. URL: https://uacademic.info/ua/document/0823U101499.
2. Бунь В. П., Баган Т. Г. Теорія автоматичного керування : підручник для здобувачів ступеня бакалавра за спеціальністю «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка». У 2 ч. Ч. 1. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2025. 160 с. URL: https://ela.kpi.ua/items/bada5317-5234-4aee-91bc-ea769342bba3.

УДК 628.3:681.5

Юрій Пархоменко, *канд. техн. наук, доцент*
Микола Баркаган, *здобувач групи АК-25М*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: parhomenkoym@ukr.net

Розробка автоматизованої системи очищення води у циклі водопідготовки автомийки

Раціональне використання водних ресурсів на автомийках потребує організації оборотного водопостачання з видаленням завислих частинок, нафтопродуктів та інших забруднень.

Ефективність водопідготовки залежить не тільки від складу очисного обладнання, а й від підтримання технологічних параметрів потоків за змінного навантаження.

Тому актуальним є розроблення автоматизованої системи, яка поєднує контроль стану води, керування насосним обладнанням та регулювання режимів гідроциклонного очищення [1, 2].

Метою роботи є обґрунтування структури автоматизованої системи очищення води у циклі водопідготовки автомийки та визначення алгоритмів керування насосним агрегатом для стабілізації тиску на вході гідроциклона.

Як базову технологічну схему розглянуто послідовність: первинне відстоювання, насосна подача, гідроциклонне розділення, фільтраційне доочищення, накопичення оборотної води та повторне її використання [1].

У гідроциклоні тверді частинки видаляються під дією відцентрових сил, а якість сепарації визначається, зокрема, тиском і витратою потоку, геометрією апарата та гранулометричним складом забруднень.

Регулювання частоти обертання насоса дає змогу змінювати гідродинамічні параметри без надлишкового дроселювання.

Для цього застосовується частотний перетворювач, керований програмованим логічним контролером (ПЛК).

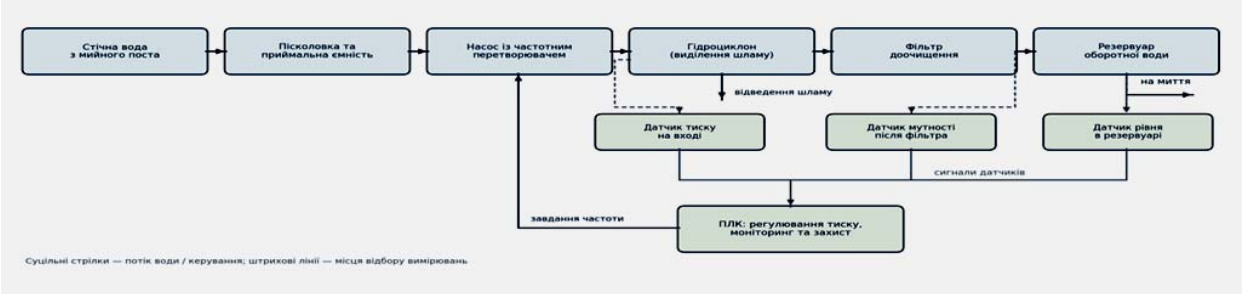


Рисунок 1 – Структурна схема автоматизованої системи очищення води автомийки

Сигнали датчиків тиску, рівня та мутності надходять до ПЛК. Контур регулювання підтримує заданий тиск на вході гідроциклона, а логіка блокувань запобігає роботі насоса за недостатнього рівня води, перевантаження електроприводу або недопустимого тиску.

Контроль мутності до і після доочищення дає змогу оцінювати зміну якості води та формувати попередження про необхідність обслуговування фільтра.

Для опису впливу частоти обертання насоса на параметри процесу використовують наближені закони подібності відцентрових насосів (для незмінної геометрії та близьких умов роботи):

$$Q / Q_0 \approx n / n_0; \quad p / p_0 \approx (n / n_0)^2 \tag{1}$$

де Q, p, n — відповідно подача, тиск та частота обертання насоса; індекс 0 позначає базовий режим.

Співвідношення (1) використовують для попередньої оцінки зміни режимів; фактичний тиск визначається також гідравлічним опором системи.

Закон керування тиском у цифровому контурі можна представити у вигляді дискретного ПІ-регулятора:

$$u(k) = u(k-1) + K \ [e(k) - e(k-1)] + K_i T \ \ e(k) \tag{2}$$

де *e(k)* = рзад − *p(k)* — похибка регулювання; *u(k)* — керуючий вплив на частотний перетворювач; K_p□, K_i — параметри регулятора; T_s□ — період дискретизації.

Налаштування регулятора має враховувати інерційність електроприводу, насоса, трубопроводу та гідроциклона [2].

Для кількісного оцінювання ступеня очищення за обраним показником забрудненості доцільно застосовувати співвідношення:

$$\eta = (C\text{вх} - C\text{вих}) / C\text{вх} \cdot 100\ \% \tag{3}$$

де *С*вх та *С*вих — значення концентрації відповідного забруднення до та після очищення.

У разі використання датчика мутності показник (3) є оцінкою зменшення мутності, а не прямою оцінкою масової концентрації всіх домішок.

Запропонований алгоритм передбачає перевірку готовності обладнання, запуск насосного агрегату, плавне підвищення частоти обертання, стабілізацію тиску, поточний контроль технологічних параметрів і перехід у захисний режим у разі аварійних відхилень. Показники стану можуть передаватися на панель оператора або автоматизоване робоче місце для реєстрації історії процесу та діагностики роботи обладнання [1, 2].

Отже, автоматизація циклу водопідготовки автомийки на основі частотно-регульованого насосного агрегату, ПЛК і датчиків технологічних параметрів створює передумови для стабілізації режимів гідроциклонного очищення, повторного використання технічної води та раціональнішого енергоспоживання.

Подальші дослідження доцільно спрямувати на перевірку ефективності керування за змінного складу стічної води та оцінювання якості очищення за експериментальними даними.

Список літератури

1. Мошноріз М. М., Романюк І. Р. Ефективна система управління електроприводом мережевого насосу котельні. Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2023). Вінниця : ВНТУ, 2023. Режим доступу: https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/44175
2. Паянок О. А., Марценюк Є. О. Модернізація системи керування електропривода циркуляційного насосу системи опалення. Вінниця : ВНТУ, 2023. Режим доступу: https://ir.lib.vntu.edu.ua/items/7a9a2317-7bb5-401e-a6d1-4bc89901c9b8

UDC 681.5

Denis Popov, *student in group AK-25M*,
Oleksandr Serbul, *Ph.D. in Engineering, Associate Professor*
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: serbulan@ukr.net

Automated control of the thermal conditions in water treatment within leather production processes

Research Significance. Ensuring the competitiveness of leather industry products requires improving the efficiency of technological processes, reducing material and energy costs, and maintaining stable technological parameters.

One of the key factors determining the conditions for production operations is the temperature of the process water.

Specifically, in the liming shop, regulating this temperature helps ensure the necessary thermal conditions for processing raw hides.

The use of automation systems makes it possible to improve the accuracy of maintaining the set temperature and reduce the process's dependence on operator actions [1].

The objective of this work is to improve the quality of thermal regime control in water treatment by developing a system for automatic regulation of water temperature in the ash plant's main pipeline, capable of maintaining the setpoint value in the presence of external disturbances.

Research Methods. This study employs methods of technological process analysis, structural modeling of automatic control systems, automatic control theory, and frequency analysis. Based on a study of leather production technology, the specific features of regulating the temperature of water supplied to the processing drums were identified, and the need to automate the operation currently performed manually by an operator was established.

The principle for designing the automatic control system was substantiated, its functional diagram was developed, and a generalized operating algorithm was formulated.

The locations for installing the automation equipment were determined, a water temperature sensor was selected, and the use of an existing device for regulating water flow in the pipeline was planned.

To evaluate the dynamic properties of the system, a block diagram was constructed, and the transfer functions of the open-loop and closed-loop control loops, as well as the characteristic equation, were determined. Stability analysis was performed using the D-decomposition method in a single-parameter plane.

Additionally, a frequency analysis was performed to determine the stability margins in terms of magnitude and phase using logarithmic amplitude-frequency and phase-frequency characteristics.

Research Results. As a result of the research, a functional diagram of an automated water temperature control system for the main pipeline of the ash treatment plant in a leather manufacturing facility was developed, and the basic principles of its operation were determined (Fig. 1). To evaluate the system's dynamic properties, an analysis of stability and control quality was performed.

Calculations using the D-decomposition method showed that the selected gain coefficient falls within the system's stability region. Based on the frequency response, the stability margins in terms of magnitude and phase were determined, which made it possible to assess the system's ability to maintain stability under possible changes in its parameters [2].

An analysis of the transient response graphs of the original system revealed the need to improve its dynamic characteristics, specifically to reduce the control response time.

To meet the specified control quality requirements, a correction device was synthesized, and its logarithmic amplitude-frequency response was plotted. A comparison of the transient responses

of the original and corrected systems made it possible to evaluate the effectiveness of the proposed correction. Simulation results confirmed the feasibility of using the correction device to improve dynamics and ensure the required quality of temperature control.

Based on the developed functional diagram, a schematic electrical diagram of the automatic water temperature control system for the ash handling plant's main pipeline was created.

The proposed technical solutions form the basis for the subsequent implementation of the system and the automation of maintaining the specified temperature conditions for process water.

Conclusions. Technical solutions have been developed for constructing an automatic water temperature control system in the main pipeline of the ash handling shop at a leather manufacturing plant. A stability analysis of the system was performed using the D-decomposition method and based on frequency characteristics; stability margins were determined, and control quality indicators were evaluated.

To improve the dynamic characteristics, the use of a corrective device has been justified, and its effectiveness has been confirmed by the results of transient process simulations.

The developed functional and schematic electrical diagrams lay the groundwork for the practical implementation of the system and for improving the efficiency of automated temperature control of process water.

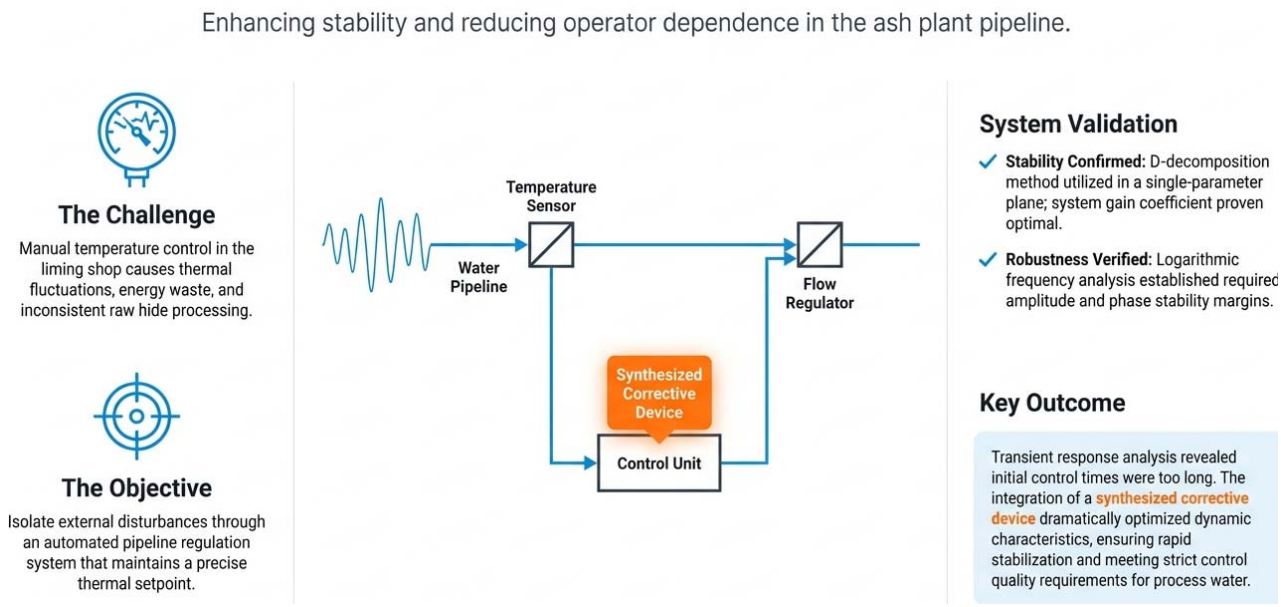


Figure 1 – Automating thermal regimes in leather water treatment

Keywords: automation of technological processes, leather production, ash treatment plant, water treatment, water temperature, automatic control, system stability, D-decomposition method, frequency characteristics, corrective device.

Statement on the use of generative artificial intelligence. During the preparation of the abstract, a generative artificial intelligence tool was used to create a conceptual diagram (Fig. 1). The content, structure, and scientific interpretation of the figure were determined by the authors; the resulting image was reviewed and refined by the authors.

Bibliography

1. Данилкович А. Г. Основні матеріали і технології виробництва шкіри : навч. посіб. Київ : Фенікс, 2016. 175 с. URL: https://stud.knutd.edu.ua/handle/123456789/33722.
2. Бунь В. П., Баган Т. Г. Теорія автоматичного керування : підручник для здобувачів ступеня бакалавра за спеціальністю «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка». У 2 ч. Ч. 1. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2025. 160 с. URL: https://ela.kpi.ua/items/bada5317-5234-4aee-91bc-ea769342bba3.

УДК 004.932:621.383.7

Юрій Пархоменко, *канд. техн. наук, доцент*
Ярослав Григорчук, *здобувач гр.АК-25М*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: parhomenkoym@ukr.net

Дослідження та розробка автоматизованої системи первинної обробки оптичних сигналів на базі пристроїв із зарядовим зв'язком

Автоматизована реєстрація оптичного випромінювання є важливою складовою спектральних вимірювальних систем, зокрема лазерних газоаналізаторів. Традиційна фотофіксація спектрів потребує додаткового опрацювання і залежить від умов проявлення та зчитування, тоді як пристрої із зарядовим зв'язком (ПЗЗ) перетворюють просторовий розподіл освітленості на послідовність електричних сигналів. Це створює передумови для автоматичного накопичення, оцифрування та попередньої обробки вимірювальної інформації [1, 2].

Метою роботи є дослідження принципів побудови автоматизованої системи первинної обробки оптичних сигналів на основі ПЗЗ-лінійки та обґрунтування структури апаратно-програмних засобів її синхронізованого зчитування, корекції й передавання даних. Як приклад застосування розглянуто реєстрацію спектрального розподілу випромінювання лазерного газоаналізатора, описаного у вихідних матеріалах роботи.

У досліджуваній установці випромінювання проходить через оптичну систему, взаємодіє з газовим середовищем і розкладається на спектральні складові дифракційною ґраткою. Сформована спектральна картина проєктується на ПЗЗ-лінійку. Кожен фоточутливий елемент накопичує заряд, величина якого залежить від освітленості та часу експозиції. Після передавання зарядів до вихідного вузла формується аналогова послідовність відліків, придатна для подальшого перетворення в цифровий код [1].

Запропонована структура системи (рисунок 1) містить ПЗЗ-лінійку, вузол формування тактових імпульсів, аналоговий тракт підсилення й аналогово-цифровий перетворювач (АЦП), мікроконтролер та інтерфейс зв'язку з ПК. Мікроконтролер координує тактування, контролює часові параметри накопичення заряду, приймає цифрові відліки і виконує первинну обробку. На ПК можуть виконуватися спектральна ідентифікація та оцінювання концентрацій газових компонентів.



Рисунок 1 – Структурна схема автоматизованої системи первинної обробки оптичних сигналів на основі ПЗЗ

Основними етапами первинної обробки є компенсація темнового сигналу, корекція нерівномірності чутливості елементів, цифрова фільтрація та нормування спектральних відліків. Для j-го елемента ПЗЗ скоригований сигнал можна записати як

$$S_j = \frac{D_j - B_j}{K_j} \quad (1),$$

де D_j – результат поточного вимірювання; B_j – усереднений темновий відлік; K_j – коефіцієнт відносної чутливості j-го елемента (за умови $K_j > 0$). Коефіцієнти B_j та K_j визначаються під час калібрування. Така корекція дає змогу зменшити вплив темнового фону й неоднорідності фоточутливої лінійки.

Для порівняння спектра досліджуваного середовища з опорним спектром доцільно використовувати спектральну оптичну густину

$$A_j = -lg \frac{S_j}{S_{0j}} \quad (2)$$

де S_j і S_{0j}– скориговані інтенсивності відповідно для досліджуваного та опорного вимірювань за однакових умов; обидві величини повинні бути додатними. Оцінювання концентрацій за значеннями A_j здійснюється на наступному рівні обробки з урахуванням спектральних характеристик газових компонентів.

Важливою умовою працездатності системи є погодження частоти тактування ПЗЗ, часу експозиції, швидкодії АЦП та пропускної здатності інтерфейсу. Для лінійки з N елементами мінімальний час зчитування у спрощеній моделі визначається співвідношенням

$$t_{зч} \geq \frac{N}{f_т} \quad (3)$$

де fт – ефективна частота видавання відліків. У вихідних матеріалах розглядається можливість високочастотної роботи ПЗЗ до 10 МГц; практичне значення залежить від типу сенсора та параметрів аналогового тракту.

При визначенні повного циклу додатково необхідно враховувати час накопичення заряду і службові інтервали.

Первинна цифрова фільтрація може виконуватися за допомогою ковзного усереднення суміжних відліків для зменшення випадкової складової шуму. Водночас параметри фільтра потрібно вибирати з урахуванням необхідної спектральної роздільної здатності, оскільки надмірне згладжування може спотворювати вузькі лінії поглинання.

Отже, застосування ПЗЗ-лінійки у поєднанні з синхронізованим зчитуванням, АЦП і мікроконтролерною корекцією створює основу автоматизованої системи первинної обробки оптичних сигналів.

Очікуваними перевагами є відтворюваність цифрової реєстрації, зменшення обсягу ручних операцій та підготовка каліброваних спектральних даних для наступного аналізу. Кількісну оцінку точності й швидкодії необхідно виконати під час експериментальної перевірки розробленого пристрою.

Список літератури

1. Кравченко І. В., Мамута М. С. Цифрова обробка сигналів та зображень. Рекомендації до виконання розрахунково-графічної роботи : навч. посіб. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. - 90 с. Режим доступу: https://frie.kpi.ua/ua/2024/10/01/czyfrova-obrobka-sygnaliv-ta-zobrazhen-rgr/
2. Рубіш В. В., Плекан Р. М. Цифрова обробка сигналів : навч.-метод. посіб. Ужгород : УжНУ «Говерла», 2024. - 46 с. Режим доступу: https://dspace.uzhnu.edu.ua/jspui/handle/lib/67055
3. Котенко А. М., Хлапонін Ю. І. Цифрова обробка сигналів : конспект лекцій. Київ : КНУБА, 2024. - 96 с. Режим доступу: https://repositary.knuba.edu.ua/handle/123456789/13418
4. Єгоров О. П., Рибальченко М. О., Михайловський М. В., Маначин І. О. Цифрова обробка сигналів. Комп'ютерні методи цифрової обробки сигналів в системах автоматичного управління : навч. посіб. Дніпро : УДУНТ, 2024. - 132 с. Режим доступу: https://crust.ust.edu.ua/handle/123456789/19329

UDC 681.5:697.9

Anna Demidovich, *student in group AK-25M,*
Iryna Bereziuk, *Ph.D. in Engineering, Associate Professor,*
Oleksandr Serbul, *Ph.D. in Engineering, Associate Professor*
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: serbulan@ukr.net

Automated system for maintaining a specified indoor microclimate using ventilation and air conditioning

Relevance of the Study. Ensuring a standard microclimate in industrial, public, and administrative facilities requires the use of automated ventilation and air conditioning systems. These systems maintain the specified parameters of the indoor air environment, create appropriate working conditions, and protect equipment from unacceptable operating conditions. Given the fluctuations in outdoor air temperature and humidity, the supply air must be pretreated in accordance with established technical and sanitary-hygienic requirements.

The purpose of this work is to develop an automated ventilation and air conditioning control system that ensures the necessary precision in maintaining the indoor temperature and the appropriate dynamic characteristics of the control process.

This study analyzes methods for automating ventilation and HVAC systems, identifies control principles, and develops functional and block diagrams of the system, taking into account control accuracy, reliability, cost-effectiveness, microclimate requirements, and equipment characteristics.

The main focus is on automatic temperature control as one of the key parameters of the microclimate. Based on the developed block diagram, the dynamic properties of a closed-loop automatic control system were investigated. The stability and control quality were evaluated using the logarithmic amplitude-frequency and phase-frequency characteristics of the open-loop system, as well as an analysis of the transient response of the initial system. The results obtained were used to determine control quality indicators and to justify the need to reduce the duration of the transient response.

To improve the system's dynamic characteristics, a correction device was synthesized by constructing the desired logarithmic amplitude-frequency response and determining the corresponding transfer function. A comparison of the transient processes of the original and corrected systems made it possible to evaluate the effect of correction on control quality. In addition, a schematic diagram of the microprocessor section of the system and a diagram of external connections necessary to ensure the coordinated operation of measurement, control, and actuator devices were developed.

Conclusions. Technical solutions have been developed for the automated maintenance of a specified indoor microclimate, and functional, structural, and electrical schematic diagrams of the control system have been drawn up. The use of a correction device helps improve the dynamic characteristics and quality of temperature control. The system's effectiveness is determined by a rational combination of accuracy, response time, reliability, and cost-effectiveness.

Bibliography

1. Євсєєнко О., Качанов П. Побудова SCADA-системи керування мікрокліматом приміщень торговельного центру. Вісник Хмельницького національного університету. Серія: Технічні науки. 2022. Т. 309, № 3. С. 168–176. DOI: https://doi.org/10.31891/2307-5732-2022-309-3-168-176.
2. Човнюк Ю., Чередніченко П., Москвітіна А. Моделювання та алгоритм розрахунку параметрів системи регулювання мікроклімату приміщення з елементами штучного інтелекту. Містобудування та територіальне планування. 2022. Вип. 79. С. 446–462. DOI: https://doi.org/10.32347/2076-815x.2022.79.446-462

УДК 631.331:004.932

Юрій Пархоменко, *канд. техн. наук, доцент*
Роман Жесан, *канд. техн. наук, доцент*
Сергій Ковтун, *здобувач групи АК-25мз*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: parhomenkoym@ukr.net

Автоматизована система технічного зору для розпізнавання невпорядкованого потоку зернин

Підвищення точності контролю роботи висівних апаратів зернових сівалок безпосередньо пов'язане з можливістю оперативно реєструвати параметри потоку насіння.

На відміну від впорядкованого потоку окремих об'єктів, зерновий потік у зоні контролю має випадковий характер: зернини рухаються з різними швидкостями, займають довільне положення відносно чутливих елементів і можуть одночасно перетинати площину реєстрації.

За таких умов традиційні засоби підрахунку імпульсів не завжди забезпечують достовірне визначення кількості та взаємного розташування зернин.

Актуальним є застосування методів технічного зору, які дають змогу перейти від реєстрації одиничних сигналів до формування й аналізу дискретного зображення контрольованого потоку.

Для високоінтенсивного невпорядкованого потоку характерною є інтенсивність до 400 зернин за секунду, а площину контролю одночасно можуть перетинати декілька об'єктів. Це істотно ускладнює сегментацію та подальше розпізнавання, оскільки контури окремих зернин можуть частково перекриватися, а форма їх проекцій змінюється залежно від швидкості та положення відносно реєструючої рамки.

Отже, система повинна забезпечувати високу швидкодію, мінімальні затримки під час формування даних і стійкість до короткочасних завад у фотоприймальних каналах.

Метою роботи є обґрунтування структури автоматизованої системи технічного зору та алгоритму формування бінарних зображень, придатних для подальшого розпізнавання невпорядкованого потоку зернин.

Запропонований підхід передбачає послідовне виконання чотирьох основних етапів: реєстрацію стану площини контролю, попередню обробку сигналів, формування бінарного коду зображення та виділення ознак зареєстрованих об'єктів.

Функціонально систему доцільно будувати на основі реєструючої рамки з лінійками дискретних оптронних пар.

Після фотоприймальних каналів сигнали надходять до формувачів логічних рівнів з гістерезисом, далі - до вузла послідовного опитування (мультиплексора).

Мікроконтролер задає синхронізацію сканування, формує бінарні рядки зображення та виконує первинну фільтрацію.

Через інтерфейс обміну дані передаються до ПК, де виконуються сегментація, виділення ознак, розпізнавання та накопичення статистики.

Такий розподіл функцій відповідає задачі швидкодіючої реєстрації невпорядкованого зернового потоку [3].



Рисунок 1 – Структурна схема автоматизованої системи технічного зору

Суттєвим фактором, що впливає на достовірність реєстрації, є нестабільність рівнів сигналів на виходах оптронних пар. Вона може бути спричинена зміною освітленості, забрудненням оптичних елементів, розкидом параметрів випромінювачів і фотоприймачів. Для зменшення кількості помилкових перемикань доцільно застосовувати порогове перетворення з гістерезисом та подальшу фільтрацію бінарних зображень [1, 2].

Для оцінювання параметрів дискретизації та формування бінарного зображення використаємо такі основні співвідношення:

$$\square\square = \square \cdot \square\square = \frac{\square}{\square_{\square}}; \square_{\square} \geq \frac{\square_{\square\square\square}}{\square\square_{\square\square\square}} \tag{1}$$

де Δt — період сканування; f□ = 1/Δt — частота сканування; v — швидкість руху зернини; Δy — еквівалентний крок дискретизації вздовж напряму руху; Δyadm — допустимий крок дискретизації при максимальній швидкості vmax.

$$\square\square_{\square}(\square) = \left|\square_{\square}(\square) - \square_{\square}^{0}\right| \tag{2}$$

де $U_i(k)$ — поточний рівень сигналу і-го фотоприймального каналу; U_i^0 — його опорний рівень; $\delta U_i(k)$ — модуль відхилення сигналу.

$$\square_{\square}(\square) = \begin{cases} 1, \square\square_{\square}(\square) \geq \square_{\square\square} \\ 0, \square\square_{\square}(\square) \leq \square_{\square\square\square} \\ \square_{\square}(\square - 1), \square_{\square\square\square} < \square\square_{\square}(\square) < \square_{\square\square} \end{cases} \tag{3}$$

де T_o□ і $T_o$ff — відповідно верхній і нижній пороги гістерезису (T_o□ > $T_o$ff); $b_i(k) \in \{0,1\}$ — бінарний стан каналу. У проміжній зоні зберігається попередній стан, що запобігає багаторазовим перемиканням біля порога.

$$\square = \square_{\square} \cdot \square\square \cdot \square\square; \square_{\square} = \frac{\square_{(\square,\square)\epsilon\square\square\square}}{\square_{\square}}; \square_{\square} = \frac{\square_{(\square,\square)\epsilon\square\square\square}}{\square_{\square}} \tag{4}$$

де Ω — множина активних пікселів виділеної зв'язаної компоненти; N□ — кількість її активних пікселів; Δx, Δy — кроки дискретизації; A — оцінка площі проєкції; xc, yc — координати центра мас.

Після бінаризації мікроконтролер виконує первинну обробку сформованого зображення: пригнічення одиничних завад і формування послідовності бінарних рядків. На ПК здійснюються об'єднання зв'язаних фрагментів, визначення меж об'єктів і формування набору ознак.

Для розпізнавання зернин доцільно використовувати площу, координати центра мас, ширину та висоту проєкції. Такий розподіл обчислень зменшує обсяг даних і не порушує стабільність циклу сканування [1, 4].

Апаратна частина системи містить реєструючу рамку, формувачі сигналів із гістерезисом, вузол послідовного опитування каналів, мікроконтролер та інтерфейс передачі даних.

Мікроконтролер формує керуючі сигнали сканування, зчитує стани каналів, виконує бінаризацію та накопичує рядки зображення у буфері.

Подальша сегментація і розпізнавання виконуються на ПК, що дає змогу поєднати детермінований цикл реєстрації з більш складною обробкою верхнього рівня.

Під час розроблення алгоритму необхідно враховувати, що зображення зернини в дискретному масиві залежить не лише від її геометричних розмірів, а й від швидкості руху. Чим менший період сканування, тим більше часових зрізів припадає на проходження одного об’єкта і тим точніше відтворюється його форма.

Водночас збільшення частоти опитування підвищує навантаження на мікроконтролер і канал передачі даних. Тому період дискретизації доцільно визначати з урахуванням максимальної швидкості зернин, розміру зони контролю та необхідної просторової роздільної здатності.

Для практичної реалізації запропонована структура блоку спряження реєструючої рамки з ПК, у якій функції реєстрації, синхронізації та первинного формування зображення виконуються на мікропроцесорному рівні.

Програмне забезпечення ПК може виконувати візуалізацію сформованих бінарних зображень, накопичення статистики, визначення кількості зареєстрованих зернин та аналіз режиму роботи висівного апарату. Така побудова створює передумови для інтеграції системи з автоматизованими засобами контролю сівби та формування сигналів про порушення технологічного процесу.

Таким чином, застосування дискретної оптичної реєструючої рамки і бінарного подання зображень дозволяє адаптувати методи технічного зору до умов високоінтенсивного невпорядкованого потоку.

Використання порогової обробки з гістерезисом підвищує завадостійкість каналів, а попередня обробка безпосередньо в мікропроцесорному блоці зменшує вимоги до швидкості обміну з ПК.

Подальші дослідження доцільно спрямувати на експериментальне визначення оптимальних параметрів сканування, порогів спрацювання та критеріїв розділення групових проходжень зернин, а також на оцінку точності системи для різних зернових культур.

Список літератури

1. Кобилін О. А., Творошенко І. С. Методи цифрової обробки зображень : навч. посіб. Харків : ХНУРЕ, 2021. - 124 с. Режим доступу: https://openarchive.nure.ua/handle/document/15870.
2. Лавер В. О. Моделювання та обробка відеозображень : навч.-метод. посіб. Ужгород : ПП «АУТДОР-ШАРК», 2021. - 51 с. Режим доступу: https://dspace.uzhnu.edu.ua/jspui/handle/lib/35666.
3. Кондратець В. О., Пархоменко Ю. М., Пархоменко М. Д., Бокій А. Р. Теоретичне обґрунтування типу променевих перетворювачів при ідентифікації зернового потоку. Конструювання, виробництво та експлуатація сільськогосподарських машин. 2022. Вип. 52. С. 177–189. DOI: 10.32515/2414-3820.2022.52.177-189.
4. Загородня Д. І., Биковий П., Ліп’яніна-Гончаренко Х., Дорош В., Кіт І., Каньовський А. Методи та засоби ідентифікації та класифікації об’єктів за характерними точками їх контурів / за ред. А. О. Саченка. Тернопіль : Економічна думка ЗУНУ, 2020. - 164 с.

УДК 631.365.22+621.317

Роман Заворуєв, *аспірант*
Маріанна Федотова, *канд. техн. наук, асистент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
Skrynnik_2002@ukr.net

Огляд систем автоматичного регулювання параметрами сушіння в сушарці з киплячим шаром. Аналіз датчиків температури

Сушіння в киплячому (псевдозрідженому) стані є високоінтенсивним тепло- та масообмінним процесом, який широко застосовується в хімічній, харчовій, фармацевтичній та будівельній галузях. Через нестабільність фізико-механічних властивостей вологих матеріалів ефективність процесу безпосередньо залежить від надійрості систем автоматичного керування (САК).

Для забезпечення стабільного режиму сушіння та високої якості готової продукції САК мають забезпечувати стабільність наступних параметрів: температуру сушильного агентаю, гідродинамічний режим, продуктивність за матеріалом, кінцева вологість матеріалу

Регулювання здійснюють за наступними контурами:

1. Каскадне регулювання температури теплоносія. Використовується для точної підтримки температурного режиму в киплячому шарі. Первинний регулятор вимірює температуру безпосередньо в шарі матеріалу та коригує завдання для вторинного регулятора, який керує подачею теплоносії (наприклад, витратою пари в калорифері або палива в топці).

2. Стабілізація аеродинамічного опору решітки. Для підтримки стабільного киплячого стану регулюється витрата повітря за допомогою частотного перетворювача нагнітача або керування положенням регулювальної заслінки на основі перепаду тиску в апараті.

3. Керування часом перебування та рівнем продукту. У неперервно діючих сушарках рівень шару матеріалу або швидкість його вивантаження (за допомогою шнеків із регульованим приводом чи вібраційних живильників) регулюється за сигналами датчиків рівня або температури відхідних газів.

Сучасна елементна база та алгоритми.

Промислові контролери (PLC): забезпечують збір даних з датчиків (термопари, манометри, датчики вологості та витрати) і виконання алгоритмів ПІД-регулювання в реальному часі.

- SCADA-системи та HMI-панелі: надають оператору візуалізований інтерфейс для моніторингу параметрів, зміни уставки, ведення архівів аварійних ситуацій та трендів процесу.
- Інтелектуальні алгоритми: у сучасних складних установках застосовуються адаптивні та нечіткі (fuzzy logic) регулятори, оскільки об'єкти з киплячим шаром мають нелінійні характеристики та значне запізнення за часом.

Вимірювання температури в сушарках із киплячим (псевдозрідженим) шаром має свої специфічні труднощі: середовище характеризується високою інтенсивністю теплообміну, інтенсивною вібрацією та підвищеним абразивним зносом через постійний рух твердих часток.

Основні точки контролю температури. Для ефективного керування процесом сушіння температурні датчики встановлюються у трьох ключових зонах:

- На вході в сушарку (теплоносій): вимірює температуру повітря або газу після калорифера/топки. Контролює енергетичний потенціал сушильного агента.

- Безпосередньо в киплячому шарі: найважливіша точка регулювання. Температура шару матеріалу тісно пов'язана з його кінцевою вологістю і є основним сигналом для регулювання подачі тепла або продуктивності.
- На виході з сушарки (відхідні гази): відображає температуру газу після контакту з вологим матеріалом. Використовується в каскадних схемах регулювання як додатковий параметр контролю вологості.

Типи датчиків температури. У таких сушарках найчастіше застосовують два основні типи первинних перетворювачів:

1. Термоперетворювачі опору (RTD, наприклад, Pt100 або Pt1000).

- Особливості: забезпечують високу точність і стабільність вимірювань у діапазоні низьких та середніх температур (зазвичай до 500–600 °C).
- Застосування: найкраще підходять для вимірювання температури безпосередньо в киплячому шарі та на виході з апарату, де важлива мінімальна похибка для точного керування якістю продукту.

2. Термопари (наприклад, ТХА (K) або ТХК (L)).

- Особливості: витримують значно вищі температури (понад 1000 °C) і мають більш міцну конструкцію порівняно з деякими типами термоопорів.
- Застосування: використовуються переважно на вході сушарки (у гарячих газоходах, топках або камерах змішування), де температура теплоносія може бути високою.

Специфічні конструктивні вимоги до датчиків.

Через складні умови роботи в псевдозрідженому шарі датчики повинні відповідати таким вимогам.

- Зносостійкі захисні гільзи (термокишені): частинки продукту, що перебувають у киплячому стані, діють як абразив (ефект піскоструменя). Гільзи виготовляють із товстостінної неіржавкої сталі або спеціальних зносостійких сплавів/покриттів (карбід кремнію тощо).
- Вібростійкість: псевдозріджений шар створює постійні механічні коливання та пульсації тиску. Внутрішній елемент датчика має бути надійно зафіксований (часто заповнений спеціальним порошком або компаундом), щоб уникнути обривів провідників від вібрації.
- Мала теплова інерційність (швидкодія): оскільки процес сушіння динамічний, датчик повинен швидко реагувати на зміну температури середовища, щоб система автоматичного регулювання вчасно коригувала подачу енергії.

Загальний висновок. Ефективність систем автоматичного керування (САК) та правильний вибір датчиків температури для сушарок із киплячим шаром є ключовими чинниками, від яких залежить стабільність всього технологічного процесу та якість кінцевої продукції. Обидва елементи працюють у тісній синергії: найсучасніші алгоритми не зможуть забезпечити точне регулювання, якщо первинні дані надходять із запізненням або похибкою.

Список літератури

1. Fedotova M.O. Avtomatyzatsiia protsesu stabilizatsii vysoty kypliachoho sharu nasinnia u zernosushartsi za nepovnymy vymiramy: dysertatsiia na zdobuttia naukovoho stupenia kandydata tekhnichnykh nauk: 05.13.07. Kropyvnytskyi, 2017. 276 s.
2. Monohrafiia/ Fedotova M.O., Skrynnik I.O., Dariienko V.V. Avtomatyzatsiia protsesu sushinnia dyspersnoho materialu v kypliachomu shari Findings of modern engineering research and developments: Scientific monograph. Riga, Latvia : «Baltija Publishing», 2022. 554 p. [http://baltijapublishing.lv/omp/index.php/bp/catalog/view/217/5995/12512-1]
3. Trushakov D. Kozlovskyi O., Rendziniak S., Korud V., Fedotova M Avtomatyzovana systema filtratsii zavad pid chas vymiriuvannia temperatury sushylnoi shafy. Elektronika ta informatsiini tekhnolohii. 2021. Vypusk 15. S. 80–89 Electronics and information technologies. 2021. Issue 15. P. 80–89 [http://elit.lnu.edu.ua/en/15/8.html]
4. Azarskov V.N. Metodolohyia konstruyrovanyia optymalnыkh system stokhastycheskoi stabylyzatsyy / V.N. Azarskov, L.N. Blokhyn, L.S. Zhytetskyi, – monohrafyia. K.: NAU, 2006.– 438 s.
5. Osnovy suchasnoi teorii upravlinnia: Navch posibnyk / A.A. Tunik, O.O. Abramovych . – K.: NAU, 2010. – 260 s.

UDC 622.73:004.8:681.5

Oleksandr Serbul, *Ph.D. in Engineering, Associate Professor,*
Volodymyr Yarmolenko, *Graduate Student,*
Vladyslav Zubaliy, *Graduate Student*
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: serbulan@ukr.net

Intelligent, energy-efficient control of ore crushing and classification based on an invariant approach

Abstract. This paper examines the methodological foundations for developing an intelligent system for the energy-efficient control of ore crushing and classification processes at the first stage of ore preparation. The relevance of this work stems from the high energy consumption of the crushing process and the significant impact of variable feed characteristics on the operational performance of the ball mill and classifier. A combination of artificial intelligence technologies-specifically, the recognition of different types of ore, the prediction of disturbances and the indirect assessment of equipment condition – is proposed, together with an invariant control method. This approach creates the conditions for compensating for major disturbances before significant deviations in the controlled parameters occur, and for improving the energy efficiency of ore preparation.

Keywords: artificial intelligence, intelligent control, invariant method, ore grinding, ball mill, classification, ore processing, energy efficiency.

Grinding is one of the most energy-intensive processes in mineral processing. Its efficiency depends significantly on the particle size and physical-mechanical properties of the feed ore, the characteristics of the ball charge, the pulp parameters, and the classifier operating mode. Changes in these factors cause fluctuations in the unit's throughput, the particle size of the ground product, the circulating load, and specific energy consumption. Traditional deviation-based control for such systems is complicated by significant inertia, pure time delays, and the presence of interrelated disturbances.

Modern automation systems for grinding processes are based on mathematical modeling, model-based predictive control, adaptive and expert systems, fuzzy logic, and neural control. Further development in this area holds great promise through the combination of intelligent methods for processing process information with the invariant control principle. The essence of the latter lies in the formation of an additional control channel that compensates for the effect of the main disturbance on the controlled variable [1,2].

For the first stage of ore preparation, it is advisable to establish an intelligent control loop in which artificial intelligence technologies perform recognition, prediction, and evaluation functions. Based on process data, it is possible to identify different types of ore, assess its particle size, and predict changes in the characteristics of the ore feed. Based on this information, optimal control parameters can be established for mill productivity, the solid-to-liquid ratio, classification parameters, and ball charge characteristics.

It is advisable to extend the invariant approach to the main components of the process cycle. For a ball mill, these components include stabilizing the optimal ball charge, compensating for the effect of ore particle size, maintaining the required pulp viscosity, and accounting for lining wear. For a mechanical classifier, these components include stabilizing the pulp density, estimating sand consumption, and controlling product particle size [3]. In this context, intelligent algorithms can use indirect measurements and accumulated process data to estimate parameters that are difficult to measure directly.

A key feature of the proposed approach is the transition from reactive to predictive-compensatory control (Fig. 1). If a change in the characteristics of the ore feed is detected or predicted before a significant deviation in the output parameter occurs, the intelligent module determines the necessary control action, and the invariant loop implements its compensation. This makes it possible to stabilize the product size and other process parameters despite varying raw material properties, without direct operator intervention.

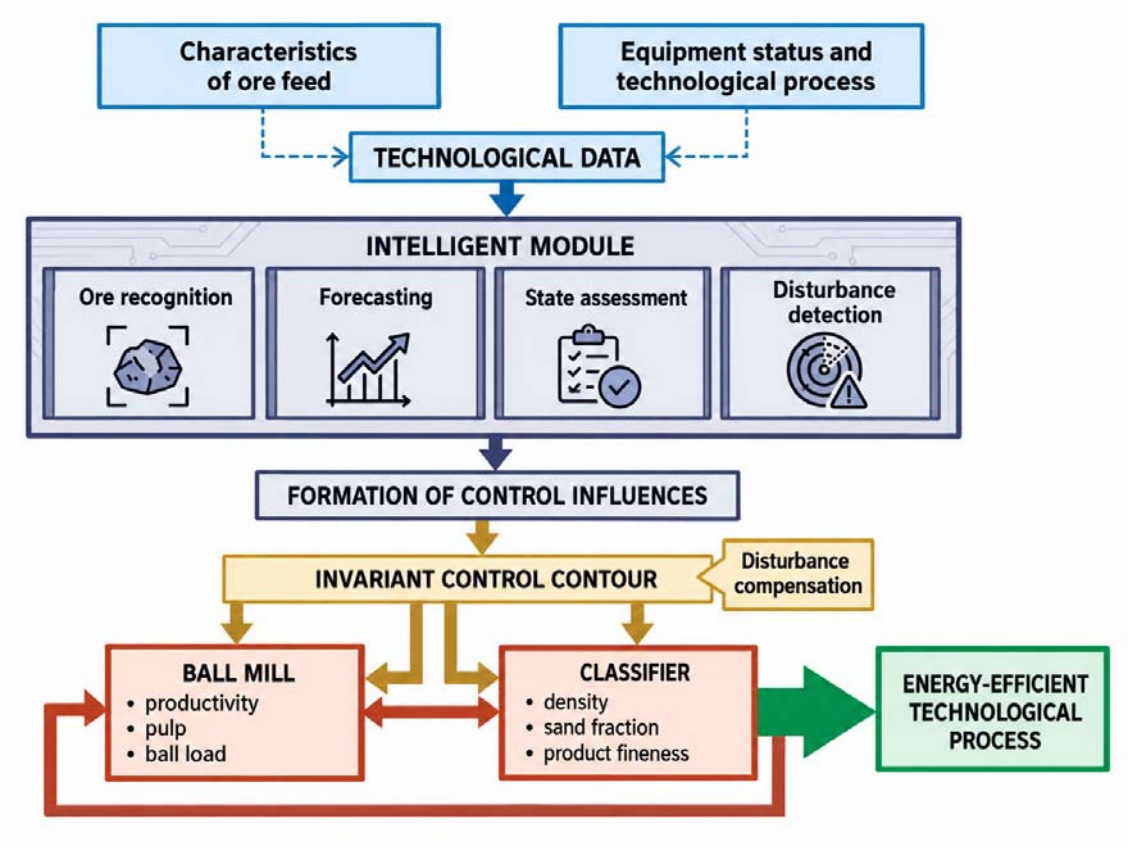


Figure 1 – Conceptual structure of an intelligent, energy-efficient control system for the ore crushing and classification process based on an invariant approach

Thus, the combination of artificial intelligence technologies with the invariant method forms a promising methodological foundation for the creation of energy-efficient control systems for ore crushing and classification. Further research should focus on developing mathematical models of technological processes, machine learning algorithms for recognizing ore characteristics and equipment status, methods for predicting disturbances, and technical means for implementing local invariant control loops in industrial settings.

Statement on the Use of Generative Artificial Intelligence. During the preparation of the abstract, a generative artificial intelligence tool was used to create a conceptual diagram (Fig. 1). The content, structure, and scientific interpretation of the figure were determined by the authors; the resulting image was reviewed and refined by the authors.

Bibliography

1. Кондратець В. О., Сербул О. М. Обгрунтування системи комп'ютерної ідентифікації та регулювання розрідження пульпи у кульових млинах з циркулюючим навантаженням. *Вісник Криворізького національного університету : збірник наукових праць*. 2013. Вип. 34. С. 45–50.
2. Мацуй А. М., Кондратець В. О. Моделювання підходів подрібнення різнотипів руд конкретного родовища у кульових млинах замкненого циклу. *Математичне моделювання*. 2017. № 2 (37). С. 43–49.
3. Кондратець В. О., Мацуй А. М., Сербул О. М. Удосконалення рудного живлення кульових млинів щодо ліквідації збурюючих впливів при подрібненні сировини : монографія. Кропивницький : Видавництво «КОД», 2024. 216 с. ISBN 978-617-653-089-3.

УДК 681.5.015:004.032.26

Василь Чабан, *аспірант,*
Федір Матіко, *д-р техн. наук, професор*
Національний університет «Львівська політехніка»
e-mail: vasyl.ya.chaban@lpnu.ua

Застосування нейромережі для компенсації відхилень аналітичної моделі обсягу споживання природного газу

Постановка проблеми. Лічильники природного газу, обладнані пристроями дистанційного передавання даних (надалі smart-лічильники), надають газорозподільному підприємству добові покази кожного абонента, проте під час прогнозування обсягів споживання газу ці дані зазвичай використовують лише для оцінювання параметрів моделі. Аналітична модель для прогнозування обсягів споживання газу, запропонована в [1, 3], враховує вплив температури повітря та вид доби, описує усереднену поведінку групи абонентів і не може врахувати особливості окремого домогосподарства, зокрема зміну споживання внаслідок переїзду мешканців, приймання гостей, змін налаштування котла. Вплив такої великої кількості факторів можна врахувати за допомогою застосування нейромереж.

Нейронні мережі для прогнозування споживання газу застосовують давно [2], але здебільшого як самостійну модель обсягу, яку важко пояснити і треба перенавчати за зміни складу абонентів. У цій роботі нейромережі відведено вужчу роль: вона оцінює лише відхилення аналітичної моделі від фактичного споживання, а мета дослідження – з'ясувати, які вхідні дані для цього справді потрібні: ознаки самої доби чи недавня поведінка абонента.

Аналітична модель та її відхилення. За основу взято аналітичну модель добового споживання, отриману на попередньому етапі дослідження за даними smart-лічильників; добовий обсяг абонента *i* за добу *d* за цією моделлю описано як:

$$\hat{q}_{i,d} = s_i \cdot g(T_d) \cdot k_\tau(T_d), \tag{1}$$

де s_i – характерний добовий обсяг споживання *i*-го абонента, визначений за температурою, близькою до середньорічної; $g(T)$ – логістична залежність від згладженої середньодобової температури, однакова для всіх абонентів групи; її масштаб обрано так, що середнє значення g за температурами типового року дорівнює одиниці; k_τ – множник, який враховує, що в суботу, неділю і святкову добу споживання за тієї самої температури інше, ніж у робочий день. Параметри моделі (1) оцінено раніше за навчальними роками; тут їх не переглядають. Предметом цієї роботи є дослідження відхилення $e_{i,d}$ фактичного споживання від обсягу, отриманого за моделлю (1), та правило його компенсації (3). Відхилення для абонента *i* за добу *d*, виражене у частках s_i, дорівнює:

$$e_{i,d} = (q_{i,d,\text{ф}} - \hat{q}_{i,d}) / s_i, \tag{2}$$

де $q_{i,d,\text{ф}}$ – фактичний добовий обсяг споживання за даними smart-лічильника; $\hat{q}_{i,d}$ – обсяг за моделлю (1). Завдяки поділу на s_i відхилення різних абонентів порівнянні між собою, і їх можна подавати на вхід однієї нейромережі. Комбінований прогноз має вигляд:

$$\hat{y}_{i,d} = g(T_d) \cdot k_\tau(T_d) + \alpha \cdot \Delta(x_{i,d}), \tag{3}$$

де $\Delta(\mathbf{x})$ – оцінка відхилення, яку дає нейромережа за вектором ознак $\mathbf{x}$; α – коефіцієнт чутливості поправки (від 0 до 1). Його визначають на валідаційній вибірці (наборі даних, які не брали участі у навчанні) як значення з найменшою середньоквадратичною похибкою

прогнозу. Якщо нейромережа не відтворює відхилення на нових даних, то $\alpha \approx 0$ і поправка буде вимкнена, тому комбінована модель не гірша за аналітичну. Прогноз обсягу в м³ отримують множенням: $s_i \cdot \hat{y}_{i,d}$.

Застосування нейромережі. Використано багатошаровий перцептрон – мережу прямого поширення, в якій сигнал проходить від вхідного шару через два приховані шари до одного вихідного нейрона [5]. Перший прихований шар містить 32 нейрони, другий – 16. Кожен нейрон обчислює зважену суму своїх входів, додає зсув і пропускає результат через функцію активації – гіперболічний тангенс, який обмежує вихід нейрона діапазоном від –1 до 1 і робить залежність нелінійною. Вихідний нейрон лінійний, бо відхилення може мати будь-який знак і величину. Усього мережа має 1,1–1,3 тис. параметрів (ваг і зсувів).

Вхідні ознаки утворюють два набори. Базовий набір описує добу й абонента: згладжену, середню, мінімальну та максимальну температури доби; значення $g(T)$ і k_τ; місяць і день тижня, подані парою значень синуса й косинуса, щоб грудень і січень (так само неділя й понеділок) були для мережі сусідніми; ознаки суботи, неділі та святкової доби; опалювану площу, кількість мешканців, розміщення лічильника, населений пункт і логарифм масштабу s_i. Розширений набір додає до базового чотири значення – відхилення (2) того самого абонента за одну, дві, три та сім діб до прогнозованої (сім діб – той самий день попереднього тижня). Перед подачею на вхід кожну ознаку нормують (віднімають середнє і ділять на стандартне відхилення), щоб усі входи мали однаковий масштаб.

Одна мережа навчається на даних про всіх абонентів регіону разом (один запис – один абонент за одну добу); абонента вона розрізняє за його ознаками та власними відхиленнями. Ваги підбирають так, щоб середньоквадратична похибка оцінки відхилення на навчальних записах була найменшою; для цього застосовано алгоритм Adam з бібліотеки scikit-learn [4] – різновид градієнтного спуску, який крок за кроком зміщує ваги у бік зменшення похибки, опрацьовуючи записи пакетами по 512; повних проходів по навчальній вибірці (епох) виконують не більше 150. Щоб мережа не запам'ятовувала випадковий шум навчальних даних (не перенавчалася), застосовано ранню зупинку: 10 % навчальних записів відкладають, після кожної епохи обчислюють на них похибку, і якщо вона не зменшується вісім епох поспіль, навчання припиняють і залишають ваги найкращої епохи. Як контрольний метод використано градієнтний бустинг над деревами рішень – послідовність простих дерев, кожне з яких виправляє похибку попередніх.

Дані та схема перевірки. Використано добові покази smart-лічильників побутових абонентів Львівської області (приватний сектор, 1 401 абонент, 2018–2022 рр.) і будинкових вузлів обліку Київської області (445 вузлів, 2017–2020 рр.); температури взято з реаналізу ERA5 (відновлених моделлю атмосфери значень) для кожного населеного пункту. Після вилучення повторів та аномальних показів параметри моделі (1) оцінено за навчальними роками (2018–2021 і 2017–2019); контрольними є 2022 і 2020 роки. Для нейромережі навчальні роки розділено в часі: перші 85 % діб – навчання, останні 15 % – валідація і вибір α; після вибору α мережу навчено заново на всіх навчальних роках (близько 158 тис. записів для Львівської і 250 тис. – для Київської області). Точність оцінено за MAPE – середньою абсолютною похибкою добового обсягу групи абонентів у відсотках (табл. 1).

Таблиця 1 – Кореляція відхилень у часі та точність прогнозу на контрольному році

Регіон, контрольний рік	***r*** **(сусідні доби)**	***r*** **(через тиждень)**	**MAPE аналітичної моделі, %: усі / з історією**	**MAPE з поправкою, %: базові ознаки**	**MAPE з поправкою, %: з історією**	**α**
Львівська обл., 2022 р.	0,66	0,50	17,9 / 17,1	17,2	8,2	0,85
Київська обл., 2020 р.	0,79	0,66	10,0 / 10,2	9,0	5,1	0,90

Структура відхилень. На навчальних роках відхилення становлять 48 % дисперсії відносного споживання індивідуального абонента і 58 % – будинкового вузла. Систематична

частина мала: групування за місяцем, температурою, днем тижня, площею чи кількістю мешканців пояснює не більше 5,7 % дисперсії відхилень. Натомість зв'язок у часі виражений (табл. 1): коефіцієнт кореляції між відхиленнями одного абонента за сусідні доби дорівнює 0,66 і 0,79, а між відхиленнями з інтервалом у тиждень – ще 0,50 і 0,66. Отже, відхилення – не випадковий шум доби, а інерційна поведінка домогосподарства, і вчорашнє відхилення абонента несе більше інформації про сьогоднішнє, ніж місяць, день тижня чи температура.

Результати. З базовим набором ознак поправка зменшує MAPE з 17,9 до 17,2 % (Львівська область) і з 10,0 до 9,0 % (Київська), а валідація обирає α = 0,10–0,30: мережа відтворює лише малу систематичну частину відхилень. Розширений набір можна застосувати лише до діб, для яких відомі відхилення абонента за всі сім попередніх діб (81 і 93 % записів контрольного року; аналітична модель дає на них 17,1 і 10,2 %). З відхиленнями за попередні доби MAPE зменшується до 8,2 і 5,1 %, середня абсолютна похибка окремого абонента – з 0,59 до 0,36 і з 0,21 до 0,13 частки s_i, а α = 0,85–0,90. Для Київської області зникає і систематичне зміщення контрольного року (+5,9 → +1,2 %): параметри моделі оцінено за 2017–2019 рр., у 2020 р. рівень споживання змінився, і відхилення за попередні доби підтягують прогноз до нового рівня без перенавчання моделі. Важливість ознак оцінено для контрольної моделі бустингу перемішуванням: значення однієї ознаки випадково переставляють між записами і вимірюють, наскільки зростає похибка. Найбільше зростання – 0,38 – дає відхилення попередньої доби; наступні три місця займають відхилення за дві, сім, три доби, а всі ознаки доби й абонента разом – лише 0,04. Бустинг на тих самих ознаках дає 8,4 і 4,4 %, а пряма модель бустингу, яка прогнозує обсяг без аналітичної частини за споживанням попередніх діб, – 6,7 і 4,7 %: ефект зумовлений інформацією про недавню поведінку абонента, а не алгоритмом чи структурою моделі. Середнє відхилення в опалювальні місяці після компенсації зменшується у три-чотири рази (рис. 1).

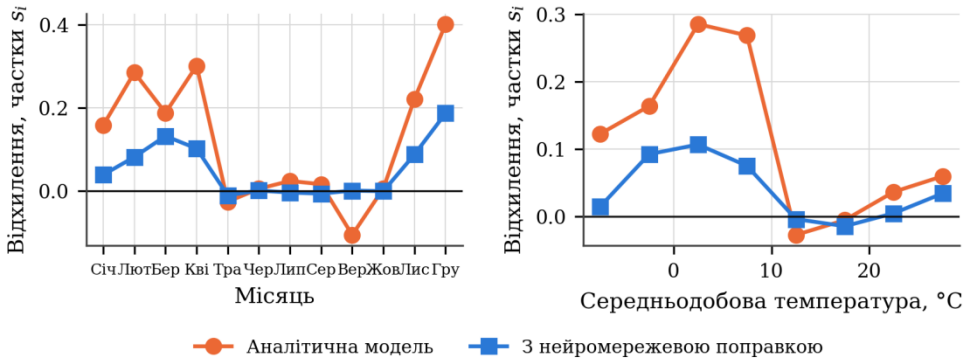


Рисунок 1 – Середнє відхилення до і після компенсації, Львівська область, 2022 р.

Висновки. Для побутових абонентів відхилення аналітичної моделі споживання газу визначаються головним чином поточною поведінкою абонента і слабко пов'язані з ознаками доби; кореляція відхилень за сусідні доби становить 0,66–0,79. Нейромережа, якій відомі лише ознаки самої доби (температура, місяць, день тижня, вихідний чи святковий день), зменшує похибку прогнозу групи менш ніж на 2 процентні пункти, а з відхиленнями абонента за попередні доби – приблизно вдвічі (MAPE 8,2 і 5,1 % проти 17,1 і 10,2 %). Умова застосування – щоденне дистанційне зчитування показів; без нього мережа працює з базовим набором ознак.

Список літератури

1. Soldo B. Forecasting natural gas consumption. *Applied Energy*. 2012. Vol. 92. P. 26–37. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.11.003.
2. Szoplik J. Forecasting of natural gas consumption with artificial neural networks. *Energy*. 2015. Vol. 85. P. 208–220. DOI: 10.1016/j.energy.2015.03.084.
3. Novák J., Jiřina M., Novák P. Popis TDD modelu verze 3.11. Praha : OTE, 2020. 42 s.
4. Pedregosa F. et al. Scikit-learn: Machine learning in Python. *Journal of Machine Learning Research*. 2011. Vol. 12. P. 2825–2830.
5. Haykin S. Neural Networks and Learning Machines. 3rd ed. Upper Saddle River : Pearson, 2009. 936 p.

УДК 621.937.5

Ірина Березюк, *канд. техн. наук, доцент*
Олександр Дідик, *канд. техн. наук, доцент*
Валерій Мікіньов, *аспірант*
Ігор Мікіньов, *аспірант*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: shapovalovai@ukr.net

Енергоефективне керування процесом розпилювання деревини на стрічкопликовому верстаті

Ефективність лісопильного виробництва визначається не лише продуктивністю обладнання, а й раціональним використанням деревної сировини та електроенергії, а також здатністю забезпечувати стабільну якість пиломатеріалів. Однією з важливих операцій первинної обробки деревини є розпилювання на стрічкопилкових верстатах. Енергетичні витрати під час цієї операції залежать від режиму різання, властивостей деревини, технічного стану верстата й різального інструмента. Через неоднорідність та анізотропію деревини навантаження на пилкове полотно не залишається сталим упродовж обробки.

Зміни опору різанню, зношування зубців пилки та коливання навантаження на привод можуть спричиняти відхилення потужності різання від бажаного рівня. Це позначається на точності геометричних розмірів, якості поверхні та стабільності технологічного процесу. Щоб запобігти перевантаженням і погіршенню якості, режими розпилювання часто встановлюють із певним запасом. Однак надмірний запас означає додаткове споживання електроенергії, можливі втрати сировини та недостатньо ефективне використання продуктивних можливостей обладнання. Тому актуальним є розроблення систем керування, які враховують реальні умови різання й дають змогу зменшувати вплив випадкових збурень.

Мета роботи - обґрунтувати підхід до створення системи енергоефективного керування процесом розпилювання деревини шляхом оптимальної стохастичної стабілізації потужності різання на основі динамічного проєктування.

Динамічне проєктування передбачає, що структура та параметри системи керування визначаються з урахуванням експериментально встановлених властивостей об’єкта й збурень. Це відрізняється від підходів, у яких структура регулятора задається заздалегідь, а оптимізуються лише його налаштування. Для стрічкопилкового верстата об’єктом дослідження є взаємопов’язана система «деревообробний верстат — процес різання», динаміка якої залежить від властивостей деревини та стану пилкового полотна.

Першим етапом є проведення натурних випробувань у виробничих умовах. Під час експерименту реєструють вхідні й вихідні сигнали, зокрема сигнал датчика струму двигуна головного руху та сигнал керування приводом подачі. На основі отриманих даних визначають статистичні характеристики сигналів, спектральні й взаємні спектральні щільності. Надалі відповідні залежності апроксимують аналітичними виразами класу дробово-раціональних функцій. Це дає змогу перейти від експериментальних спостережень до математичних моделей динаміки об’єкта керування та збурювальних впливів.

Під час структурної ідентифікації встановлюють, як зміни фізико-механічних властивостей деревини й різальної здатності пилкового полотна відображаються на параметрах моделі. Адекватність отриманих моделей перевіряють за обраними критеріями; якщо складність опису є надмірною, допускається його редукування зі збереженням властивостей, суттєвих для синтезу регулятора. Така послідовність важлива для того, щоб система керування спиралася не на умовне уявлення про процес, а на характеристики, встановлені під час реальної роботи обладнання.

Особливе значення має опис збурень. Згідно з результатами дослідження,

збурювальний вплив у робочих умовах можна розглядати як стаціонарний випадковий процес із нульовим математичним сподіванням і дробово-раціональною спектральною щільністю. Спектральні характеристики для різних умов різання мають подібну структуру, тоді як окремі параметри змінюються незначно. Водночас динамічні властивості узагальненого об'єкта можуть істотно залежати від умов обробки, тому цей чинник необхідно враховувати під час проєктування.

Синтез оптимального регулятора здійснюється на основі спектрального алгоритму з використанням квадратичного критерію якості. Критерій поєднує дисперсію відхилення сигналу струму статора двигуна головного руху, що характеризує енергетичне навантаження, та дисперсію сигналу керування швидкістю подачі. Таким чином, під час розрахунку враховують не тільки точність стабілізації потужності різання, а й інтенсивність керувального впливу. Після визначення передаточної функції регулятора аналізують якість керування, стійкість системи й чутливість до зміни параметрів об'єкта.

За результатами експериментів отримано оцінки динамічних характеристик сигналів, пов'язаних із роботою головного приводу та системи подачі. Застосування спектрального алгоритму дало змогу визначити структуру й параметри оптимального регулятора. Наведені у вихідній праці результати свідчать про підвищення точності стабілізації потужності різання на два порядки за незмінної потужності сигналу керування. Встановлено також, що зміни параметрів об'єкта та збурювальних впливів у досліджених межах не призводять до перевищення заданих граничних значень дисперсій сигналів.

Синтезована система має властивість робастності щодо неструктурованих адитивних і мультиплікативних невизначеностей. Це означає, що за певних відхилень характеристик реального об'єкта від математичної моделі система здатна зберігати стійкість і встановлені показники якості. Цей результат підкреслює потенціал запропонованого підходу для практичного підвищення енергоефективності лісопильного обладнання.

Динамічне проєктування системи стохастичної стабілізації потужності різання дає змогу поєднати експериментальне дослідження процесу, статистичний і спектральний аналіз, структурну ідентифікацію та оптимальний синтез регулятора. Урахування випадкової природи збурень і фактичних динамічних властивостей системи «верстат - процес різання» створює передумови для точнішого керування, зменшення невиправданих енергетичних витрат і підтримання необхідної якості пиломатеріалів. Подальша практична реалізація передбачає схемне впровадження регулятора, виробничі випробування та оцінювання ефекту в реальних умовах експлуатації.

Список літератури

1. Березюк І. А., Голик О. П., Солдатенко В. П. Динамічне проєктування оптимальної системи стохастичної стабілізації потужності різання для стрічкопилкового верстата. *Центральноукраїнський науковий вісник. Технічні науки*. 2020. Вип. 3(34). С. 169–174.
2. Блохін Л. М., Буриченко М. Ю., Білак Н. В. Статистична динаміка систем управління : підручник. Київ : НАУ, 2014. 300 с.
3. Васильєв А. Ю., Поляков С. М. Динамічний аналіз конструкції верстата для деревообробки. *Наукові вісті НТУУ «КПІ»*. 2015. № 6. С. 23–28.
4. Кірик М. Д. Механічне оброблення деревини та деревних матеріалів : підручник. Львів : Вид-во «Кольорове небо», 2006. 412 с.
5. Технології конструювання сучасних конкурентоспроможних комплексів керування стохастичним рухом об'єктів : монографія / за ред. С. І. Осадчого. Кропивницький : Видавець Лисенко В. Ф., 2023. 292 с.

УДК 621.937.5

Олександр Дідик, *канд. техн. наук, доцент*
Ірина Березюк, *канд. техн. наук, доцент*
Валерій Мікіньов, *аспірант*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: shapovalovai@ukr.net

Моделювання динамічних навантажень та оцінювання точності зважування транспортних засобів в русі

Достовірне визначення маси транспортних засобів є важливою умовою ефективної організації перевезень, обліку матеріальних ресурсів і планування логістичних операцій. Особливого значення точність вагових даних набуває в аграрному секторі, де обсяги продукції, що надходять на зберігання або відвантажуються покупцям, безпосередньо впливають на управлінські рішення. Похибки під час визначення маси можуть ускладнювати контроль запасів і знижувати надійність облікової інформації.

Традиційне статичне зважування забезпечує високу точність, однак потребує зупинки автомобіля, використання габаритної платформи та, у багатьох випадках, спеціально підготовленого фундаменту. Такі вимоги збільшують капітальні витрати й обмежують пропускну здатність вагового пункту. Динамічне зважування дає змогу вимірювати навантаження під час руху транспортного засобу, використовувати компактніші платформи та прискорювати проходження транспортного потоку. Водночас досягнення точності, співмірної зі статичними вагами, ускладнюється коливаннями автомобіля, зміною швидкості, властивостями шин і підвіски, а також похибками вимірювальних перетворювачів.

Мета роботи - обґрунтувати підхід до підвищення точності динамічного поосьового зважування транспортних засобів шляхом поєднання методів цифрової обробки сигналів із засобами штучного інтелекту, зокрема оптимальної багатовимірної фільтрації та нейронних мереж.

У системах динамічного зважування широко застосовують тензометричні датчики, які перетворюють механічну деформацію елементів вагоприймального пристрою на електричний сигнал. Його величина пов’язана з навантаженням, що виникає під час проходження колеса через платформу. Попри відносну простоту реалізації та можливість застосування у статичних і динамічних системах, тензометричний метод чутливий до температурних змін, механічних коливань, нелінійності характеристики, гістерезису, нестабільності живлення й електромагнітних завад.

Сумарний сигнал містить декілька складових. Корисна регулярна компонента пов’язана зі статичним навантаженням осі, а також із динамічними силами, що виникають під час вертикальних коливань підресореної та непідресореної мас автомобіля. На неї накладаються випадкові компоненти, спричинені роботою двигуна й трансмісії, нерівностями колеса та дорожньої поверхні, коливаннями підвіски й похибками датчика. Отже, вимірювальний сигнал не є ідеальним відображенням маси: він формується внаслідок взаємодії корисного навантаження, динаміки транспортного засобу та технічних особливостей вимірювального комплексу.

Тривалість сигналу залежить від швидкості руху автомобіля й довжини вагоприймальної платформи. За короткого інтервалу вимірювання алгоритм має виокремити інформацію про навантаження осі з сигналу, спотвореного коливаннями та шумами. Додаткову невизначеність створюють параметри автомобіля: швидкість, радіус колеса, довжина контактної ділянки, розподіл підресореної та непідресореної мас, жорсткість шин і ресор, а також характеристики амортизаторів. Неврахування цих чинників може призводити до суттєвих похибок у розрахунку маси.

Для підвищення точності пропонується поєднати два взаємодоповнювальні засоби: нейронну мережу для оцінювання маси осі за формою регулярної складової сигналу та оптимальний багатовимірний фільтр для виділення корисного сигналу на фоні випадкових перешкод. Нейронна мережа може враховувати нелінійні залежності між параметрами сигналу й масою, а фільтр зменшує вплив шумових складових, використовуючи статистичні характеристики вимірювань.

Особливістю методології є комплексне врахування статистичної природи завад і невизначеності параметрів транспортного засобу. На відміну від використання лише традиційної фільтрації або регресійного оцінювання, комбінована структура розділяє завдання: фільтр пригнічує небажані випадкові компоненти, а нейронна мережа виконує інтелектуальне оцінювання маси за обробленою інформацією. Ефективність системи слід оцінювати не лише за точністю, а й за стійкістю до зміни швидкості, конструктивних характеристик автомобіля та зовнішніх умов.

Практичне застосування такого підходу може бути корисним для підприємств транспортної й аграрної галузей, де необхідно оперативно визначати масу вантажів без тривалої зупинки транспортних засобів. Компактність динамічних ваг і потенційно висока пропускна здатність роблять їх придатними для пунктів приймання зерна, складських майданчиків та логістичних вузлів. Для впровадження необхідні експериментальна перевірка, калібрування, оцінювання похибок у різних режимах руху й аналіз економічних показників.

Точність динамічного зважування залежить не лише від характеристик тензометричних датчиків, а й від способу опрацювання сигналу, у якому корисна складова поєднується з динамічними та випадковими компонентами. Перспективним напрямом є комплексування оптимальної багатовимірної фільтрації з нейронною мережею: фільтр забезпечує виділення регулярної складової навантаження, а нейронна мережа - оцінювання маси за умов невизначеності параметрів автомобіля. Реалізація підходу потребує моделювання, синтезу алгоритмів і випробувань у реальних умовах. Очікуваним результатом є підвищення достовірності вагових даних і створення передумов для ефективнішого управління транспортними та складськими потоками.

Список літератури

1. Технології конструювання сучасних конкурентоспроможних комплексів керування стохастичним рухом об'єктів : монографія / за ред. С. І. Осадчого. Кропивницький : Видавець Лисенко В. Ф., 2023. 292 с.
2. Осадчий С. І., Дідик О. К. Метод синтезу оптимального багатовимірного фільтру для виділення регулярного сигналу на фоні випадкових перешкод. *Конструювання, виробництво та експлуатація сільськогосподарських машин*. 2021. Вип. 51. С. 210–215.
3. Терещенко Т. А. Ефективність застосування систем WIM на автомобільних дорогах. Світова практика. *Дороги і мости*. 2023. Вип. 27. С. 279–288.
4. Masud M. M., Haider S. W. Guidelines for effective weigh-in-motion (WIM) equipment calibration, application for modeling WIM errors, and comparison of the ASTM and LTPP accuracy protocols. *International Journal of Pavement Research and Technology*. 2024. Vol. 17, no. 5. P. 1124–1144.

УДК 631.171:681.5 / 620.91

Владислав Шавловський, *здобувач групи АК-25М,*
Єгор Царенко, *здобувач групи АК-25М,*
Роман Жесан, *канд. техн. наук, доцент,*
Олена Голик, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: zherom@ukr.net

Концепція системи автономного енергозабезпечення фермерського господарства, з використанням відновлюваних джерел енергії та елементів «розумного будинку»

Вступ. Україна є потужною агропромисловою державою, яка не тільки здатна повністю забезпечити своє населення продуктами харчування, але й експортує велику їх кількість до країн Африки, Азії, Латинської Америки і, навіть, успішно конкурує із європейськими країнами на ринку продовольства ЄС – саме Європа залишається найбільшим покупцем [1].

За даними Міністерства економіки України, у 2025 році частка агропродукції склала 56 % від загального експорту товарів з України, принісши країні $22,6 млрд. валютної виручки – це третій найвищий результат за часи незалежності [2]. До списку найприбутковіших категорій українського сільськогосподарського експорту торік увійшли соняшникова олія – $5,2 млрд. (23 % від загального агроекспорту), кукурудза – $3,9 млрд. (17 %), пшениця – $3 млрд. (13 %), соєві боби – $1,3 млрд. (6 %) та м’ясо птиці – $1,1 млрд. (5 %) [1]. І ці досягнення відбулися як зусиллями великих агрохолдингів, так і завдяки фермерським господарствам різних масштабів.

Технологічні процеси у фермерських господарствах вимагають великої кількості електричної та теплової енергії [3]. А, в умовах війни, коли агресор щоденно руйнує енергетичну інфраструктуру нашої держави, і, з урахуванням подальшого повоєнного реформування й децентралізації Об’єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, постає актуальне завдання створення систем автономного електро- і теплозабезпечення фермерських господарств. При цьому, виклики сучасності, щодо енергетичної та екологічної стійкості, спонукають до все ширшого використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та оптимізації енергоспоживання, що може бути забезпечене за допомогою сучасних систем автоматичного керування (САК).

Метою даної роботи є розробка концепції системи автономного енергозабезпечення фермерського господарства, із ВДЕ та САК, яка дозволить: забезпечити стабільність постачання, оптимізувати енергетичні потоки, знизити загальні витрати і, як результат, – підвищити енергоефективність базового господарства.

Основна частина. Для досягнення поставленої мети, необхідно розв’язати наступні задачі:

– вияснити обсяги енергоспоживання та особливості систем енергозабезпечення індивідуальних споживачів у конкретних територіальних умовах;

– проаналізувати існуючі системи САК енергозабезпеченням, визначити їхні переваги та недоліки;

– визначити наявні енергетичні ресурси ВДЕ;

– розробити структуру системи автономного енергозабезпечення фермерського господарства, що включатиме всі необхідні компоненти для ефективного керування

енергоресурсами;

– визначити оптимальні алгоритми роботи САК для різних умов експлуатації;

– оцінити економічну доцільність та енергоефективність проєктованої системи автономного енергозабезпечення фермерського господарства.

Для того, щоб, з достатнім рівнем точності, обрахувати добові енергопотреби конкретного фермерського господарства, необхідно побудувати графіки електричних навантажень: добові; сезонні; річний; річний за тривалістю [4].

Аналіз існуючих систем САК енергозабезпеченням можна зробити, зокрема, за джерелами [5-7]. В умовах взаємодії з автономними споживачами, такі САК, як правило, нині поєднують у собі безліч підсистем – виробничих, життєзабезпечення та інженерних комунікацій, мікроклімату (нагрівання, кондиціонування, підтримки рівня вологості), безпеки тощо. Ефективність керування всім технологічним обладнанням може бути підвищена, завдяки комплексному вирішенню завдань автоматизації, як на рівні локальних систем, так і на рівні систем диспетчеризації та САК в цілому. При розробці САК, як і при будь-якому керуванні складними системами, має витримуватися комплексний підхід і поглиблене вивчення питань переходу від програмованих логічних контролерів (англ. PLC), що базуються переважно на простих алгоритмах керування, до більш сучасних – на основі технологій нечіткої логіки, штучного інтелекту, Інтернету речей тощо [8].

Виходячи з сучасного рівня розвитку технологій, фермерське господарство може розглядатись, як енергоефективна будівля, тобто споруда, спроєктована і збудована із використанням комплексу архітектурних, конструктивних та інженерних рішень, які забезпечують мінімальне споживання енергетичних ресурсів на опалення, вентиляцію, кондиціювання, освітлення та гаряче водопостачання, водночас підтримуючи нормативно допустимий мікроклімат і комфортні умови для життєдіяльності людей [9, 10]. Головний принцип такої будівлі – споживати якомога менше енергії з традиційних зовнішніх мереж та максимально ефективно використовувати ту енергію, що вже є всередині

Аналіз наявних енергетичних ресурсів ВДЕ у тій місцевості, де знаходиться фермерське господарство, робимо за джерелами [10-12]: найбільш перспективними можна вважати застосування сонячних електростанцій (СЕС), вітрових електростанцій (ВЕС) і, у окремих гірських районах, – геотермальні електростанції (ГеоТЕС).

Також мають бути проаналізовані та підібрані інші джерела енергії, які можуть бути застосовані у якості локальних (когенераційні установки, дизельні, бензинові та газові генератори, акумулятори тощо).

На основі аналізу праць [3, 5-7, 13, 14], у якості структури системи автономного енергозабезпечення фермерського господарства обираємо наведену у [14].

Визначаючи оптимальні алгоритми роботи САК для різних умов експлуатації, маємо обов'язково застосовувати сучасні технології «розумного будинку», коли функціонально пов'язуються між собою усі електроприлади та теплові установки, щоб ними можна було «інтелектуально» керувати централізовано [5].

Для оцінки економічної та енергетичної доцільності й ефективності проєктованої системи автономного енергозабезпечення фермерського господарства необхідно задаватись конкретними фізичними і фінансовими параметрами.

Висновки. У подальшій роботі необхідно:

– продовжити дослідження наявного енергопотенціалу ВДЕ;

– дослідити можливість використання автономної системи енергозабезпечення фермерського господарства спільно (узгоджено) з ОЕС України;

– поглибити аналіз щодо практичного втілення у САК технологій «розумного будинку», нечіткої логіки, штучного інтелекту, Інтернету речей та ін.;

– конкретизувати фізичні параметри та економічні показники для конкретного макетного фермерського господарства.

Список літератури

1. Сільськогосподарська продукція забезпечила 56 % експорту України у 2025 році, незважаючи на зменшення частки. // *Ukrainian Shipping Magazine (USM)*. 17 лютого 2026. URL: https://ontu.edu.ua/download/konfi/2025/Collection-of-abstracts-of-the-conference-ITIA-2025.pdf (дата звернення: 01.10.2026).
2. Експерти назвали найприбутковіші категорії українського агроекспорту у 2025 році. // *Ukraine Business News (UBN)*. 11 лютого 2026. URL: https://ubn.news/uk/eksperty-nazvaly-naiprybutkovishi-ka/ (дата звернення: 01.10.2026).
3. Зубенко В. О., Жесан Р. В. Універсальна система енергопостачання фермерського господарства. *Сучасні технології та досягнення інженерних наук в галузі гідротехнічного будівництва та водної інженерії* : збірн. наук праць. 6-й вип. Кропивницький, Херсон : ХДАЕУ, 2024. С. 48-54. URL: https://www.ksau.kherson.ua/files/konferencii/2024/06/mater_04_06_24.pdf (дата звернення: 01.10.2026).
4. Конспект лекцій з навчальної дисципліни «Енергозбереження та використання поновлюваних джерел енергії». Ч. 1. / за ред.: Р. В. Жесана, О. П. Голик. Кропивницький : ЦНТУ, 2023. 63 с. URL: http://dspace.kntu.kr.ua/jspui/handle/123456789/12696 (дата звернення: 01.10.2026).
5. Кравцов С., Жесан Р., Голик О., Зубенко В. Місце енергоефективних будівель із системами керування в розподіленій генерації енергії. *Проблеми енергоефективності та автоматизації в промисловості та сільському господарстві* : збірн. тез допов. Всеукр. наук.-практ. on-line конф., м. Кропивницький, 13-14 листопада 2024 р. Кропивницький : ЦНТУ, 2024. С. 181-183. URL: https://kntu.kr.ua/file/content/13789/zbirnyk-tez.pdf (дата звернення: 01.10.2026).
6. Кравцов С. В., Жесан Р. В. Застосування нечіткої логіки у системах керування енергоефективними будівлями. *Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології – 2026 (АКІТ – 2026)* : матер. XII Міжнар. наук.-практ. конф. мол. учених, аспірантів і студ., м. Київ, 07 травня 2026 р. [Електронний ресурс] / уклад. М. В. Лукінюк. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2026. С. 93-94. URL: https://tpza.kpi.ua/conferences/proceedings/AKIT-2026.pdf (дата звернення: 01.10.2026).
7. Жесан Р. В., Кравцов С. В. Застосування штучного інтелекту та нечіткої логіки у системах автоматичного керування енергоефективними будівлями. *Науково-практичні аспекти сталого розвитку малотоннажних підприємств агропромислового виробництва* : матер. Всеукр. наук.-практ. конф. ім. В. А. Дідура, м. Умань, 19-20 травня 2026 р. [Електронний ресурс]. Умань : УНУ, 2026. С. 71-74. URL: https://pmoapv.udau.edu.ua/assets/files/materiali-vseukrainskoi-naukovo-praktichnoi-konferencii-imeni-v.-a.-didura.-5.pdf (дата звернення: 01.10.2026).
8. Жесан Р., Голик О., Кравцов С., Зубенко В. Основні складові зростання енергоефективності в Україні. *Прикладні науково-технічні дослідження* : матеріали VI міжнар. наук.-прак. конф., м. Івано-Франківськ, Академія технічних наук України, 14-16 травня 2024 р. Івано-Франківськ : Видавець Кушнір Г. М., 2024. С. 77-80. DOI: https://doi.org/10.63048/978-617-7926-61-9.0, URL: https://ukrtsa.org.ua/wp-content/uploads/2024/05/conf2024.pdf (дата звернення: 01.10.2026).
9. Про енергетичну ефективність будівель. Закон України від 22 черв. 2017 р. № 2118-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2118-19#Text (дата звернення: 01.10.2026).
10. Кравцов С. В., Жесан Р. В., Голик О. П. Відновлювані джерела енергії й інші базові компоненти зростання енергоефективності та енергонезалежності. *Центральноукраїнський науковий вісник. Технічні науки.* Вип. 8(39). Ч. І. Кропивницький : ЦНТУ, 2023. С. 48-56. DOI: https://doi.org/10.32515/2664-262X.2023.8(39).1.48-56, URL: https://mapiea.kntu.kr.ua/pdf/8(39)_I/8.pdf (дата звернення: 01.10.2026).
11. Пащенко В. Ф., Жесан Р. В. Карти енергетичних потенціалів відновлюваних джерел енергії як джерело інформації для проектування автономних систем енергопостачання із САК. *Збірник наукових праць Національної гірничої академії України*. 2001. № 11. Т. 2. С. 86–89.
12. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України. Вид. 3-є, оновл. / за заг. ред. С. О. Кудрі. Київ : Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2024. 56 с. URL: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/atlas_2024_publication.pdf#page=52&zoom=100,0,142 (дата звернення: 01.10.2026).
13. Голик О. П., Жесан Р. В., Каліч В. М. Методика автоматизації процесу керування електропостачанням фермерського господарства від автономних джерел енергії. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Технічні науки. Вип. 130. «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. Харків : ХНТУСГ, 2012. С. 76-78.

УДК 681.5:004.94 / 37.02

Роман Жесан, *канд. техн. наук, доцент,*
Ірина Березюк, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: zherom@ukr.net

Короткі результати аналізу програмного забезпечення, яке може бути використане для організації віртуального лабораторного практикуму зі схемотехніки

Вступ. У навчальному процесі будь-якого ЗВО лабораторний практикум має суттєве значення для засвоєння здобувачами вищої освіти програм навчальних дисциплін і набуття ними спеціальних (фахових, предметних) компетентностей. Не є винятком, у цьому плані, і спеціальності, за якими ведеться підготовка на кафедрі автоматизації виробничих процесів (АВП) Центральноукраїнського національного технічного університету (ЦНТУ) – G7 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка» (освітня програма «Інтелектуальні комп'ютеризовані системи») і G5 «Електроніка, електронні комунікації, приладобудування та радіотехніка» (освітня програма «Інтернет речей та електронні комунікації»).

Сучасне електронне устаткування, зокрема телекомунікаційне, є досить дороговартісним. А бурхливий розвиток комп'ютерних, телекомунікаційних технологій та систем зв'язку потребує оновлення як окремих компонентів та стандартів, так і електронного устаткування в цілому. Між тим, бюджетне фінансування на дані цілі залишається досить скромним і суттєво обмеженим. Все це створює суттєві складнощі у обладнанні лабораторій спеціальних дисциплін сучасними засобами і, відповідно, в постановці циклів лабораторних чи практичних робіт. Крім того, спочатку епідемія COVID-19, а потім війна неодноразово змушували керівництво ЗВО переводити навчальний процес з денної на дистанційну (змішану) форму навчання.

У таких умовах розробка і впровадження віртуальних лабораторних та практичних робіт, з використанням пакетів прикладних комп'ютерних програм, може дозволити оперативно корегувати й осучаснювати лабораторний практикум, у відповідності до прогресивного розвитку комп'ютерно-інтегрованих технологій. А також дає можливість засвоєння теоретичного матеріалу і набуття практичних навичок дистанційно.

Метою даної роботи є представлення коротких результатів аналізу існуючого програмного забезпечення (ПЗ), доступного і придатного для організації віртуального лабораторного практикуму зі схемотехніки, формулювання критеріїв відбору такого ПЗ.

Основна частина. За кілька останніх десятиліть моделювання електричних та електронних пристроїв, за допомогою спеціальних програмних пакетів, стало одним з найпоширеніших інструментів для дослідження досить складних систем і процесів. Нині для моделювання електромеханічних систем існує багато популярних і поширених програмних продуктів. Таке ПЗ продовжує розвиватися й вдосконалюватися, відображаючи тенденцію стійкого попиту на нього [1-7]. В ході аналізу було розглянуто 8 пакетів прикладних комп'ютерних програм, які можуть бути застосовані для організації віртуального лабораторного практикуму зі схемотехніки: *LabVIEW*; *Micro-Cap*; *Proteus VSM*; *KTechlab*; *QUCS*; *KOMPAS-Electric; MATLAB*; *Electronics Workbench*. Проаналізовані їх функціональні та технічні можливості, узагальнені основні переваги та недоліки. Було сформульовано 2 групи критеріїв відбору такого ПЗ:

- юридичні;
- технічні.

Юридичні аспекти полягають в тому, що, згідно законодавства України, ПЗ відноситься до продуктів інтелектуальної власності, права на які охороняються міжнародними і вітчизняними законами [4, 8, 9]. У зв'язку з цим, незаконним є копіювання та розповсюдження будь-якого комерційного ПЗ, і це суттєво обмежує можливості його використання у навчальному процесі. Окрім цього, необхідність придбання ліцензійного ПЗ для навчання студентів створює наступні проблеми [4, 5]:

– ліцензійне ПЗ можна використовувати тільки в комп'ютерних класах з лімітованою кількістю робочих місць;

– немає можливості передавати ліцензійні програмні продукти необмеженому колу здобувачів освіти для установки на домашніх комп'ютерах, для самостійної роботи;

– ліцензійні програми вимагають оплати і періодичного продовження терм термінів ліцензії.

Для навчальних закладів, досить обмежених у фінансуванні, використання безкоштовного ПЗ може бути єдиним варіантом організації навчального процесу [4].

Технічний же аспект полягає у специфіці кожного різновиду ПЗ, в його призначенні, узгодженні з сучасними операційними системами (ОС), обчислювальних та демонстраційних можливостях і, навіть, у вимогах до знань та рівня підготовки користувачів.

Маючи на увазі організацію віртуального лабораторного практикуму, через комерціалізованість (високу вартість ПЗ й ліцензій на його використання) були відсіяні *Micro-Cap* та *Proteus VSM*. Додатковими аргументами для відмови від *Micro-Cap* є також відсутність віртуальних приладів і припинення, з 2019 року, технічної підтримки та оновлення версій, а для відмови від *Proteus VSM* – специфічний інтерфейс і висока планка вимог до знань та рівня підготовки користувачів.

Потреба у додаткових зовнішніх програмах (оболонках) змусила відмовитись від *KTechlab*, *QUCS* та *KOMPAS-Electric* (*КОМПАС-Электрик*). Додатковим аргументом для відмови від *KTechlab* та *QUCS* стала обмежена кількість віртуальних приладів, а також мала кількість довідкової інформації, літератури та методичних вказівок. Ще одним з суттєвих недоліків *KTechlab* відзначена орієнтація виключно на ОС Linux. Виходячи з категоричного небажання контактувати з резидентами країни-агресорки, а, тим паче, фінансувати їх, однозначно відкинуте ПЗ виробництва російської федерації – *KOMPAS-Electric* (*КОМПАС-Электрик*).

Зважаючи на функціональні можливості, найбільш придатним ПЗ для організації віртуального лабораторного практикуму зі схемотехніки були обрані 3 пакети: *Electronics Workbench* (*EWB*), *LabVIEW* та *MATLAB*. *Electronics Workbench* (*EWB*) може бути рекомендований для здобувачів освіти бакалаврського рівня. Відносна проблемність використання *Electronics Workbench* (*EWB*) на комп'ютерах із ОС Windows версій 10 та старше може бути легко нівельована нескладними технічними прийомами. У якості наступного етапу розвитку може бути використаний перехід на ПЗ *NI Multisim*, яке є наступником *EWB* від National Instruments. *LabVIEW* та *MATLAB* доцільніше застосовувати для магістрантів, а також для студентів, які займаються науковою роботою (здобувачів наукового ступеня доктор філософії (Ph.D.)). Вартості ліцензій на використання цих пакетів програм з лишком перекриваються дуже багатим функціоналом, орієнтованим на потреби фахівців з інженерії (системотехніків, електротехніків, електронників та ін.): наявність великої кількості бібліотек прикладних програм та пакетів віртуальних інструментів; елементи візуального програмування, які дозволяють, без знання мов програмування, моделювати схеми і системи з окремих блоків; значна кількість документації та Інтернет-групи.

При організації віртуального лабораторного практикуму, обране ПЗ дозволяє гармонійно інтегрувати фізичний експеримент і математичне моделювання.

Висновки. У результаті проведеного аналізу, з урахуванням юридичних та технічних критеріїв, для організації віртуального лабораторного практикуму зі схемотехніки на кафедрі АВП ЦНТУ було обрано пакети ПЗ: *Electronics Workbench* (*EWB*) – для здобувачів освіти

рівня «бакалавр»; *LabVIEW* та *MATLAB* – для здобувачів освіти рівнів «магістр» та «доктор філософії» (Ph.D.).

Серед основних переваг ПЗ, обраного для впровадження у навчальний процес, зокрема, при організації лабораторних і практичних занять зі схемотехніки, можна виділити наступні:

– проведення експериментів на відсутньому реально обладнанні;

– можливість вільного цілодобового доступу до лабораторного обладнання для студентів, що навчаються заочно або дистанційно;

– оперативна зміна параметрів експериментального обладнання (буквально, в ході виконання роботи);

– краще сприйняття студентами навчальних матеріалів, за рахунок використаннях різних форм представлення інформації (візуалізації);

– можливість швидкого оновлення інформації, що у друкованих виданнях є проблематичним і дороговартісним;

– можливість самостійного розподілу часу на освоєння матеріалу здобувачем освіти, через визначення пріоритетів;

– доступність і зручність здобуття освіти різними соціальними чи віковими групами населення;

– використання модульного принципу побудови матеріалу, що в подальшому дозволяє формувати, на його основі, навчальні програми, які забезпечуватимуть індивідуальний підхід у навчанні.

Список літератури

1. Wong W.-K., Chen K.-P., Chang H.-M. A Comparison of Virtual Lab and a Microcomputer-based Lab for Scientific Modelling by College Students. Journal of Baltic Science Education. 2020. Vol. 19, № 1. P. 157-173. DOI: https://doi.org/10.33225/jbse/20.19.157 URL: http://oaji.net/articles/2020/987-1581270043.pdf (дата звернення: 01.10.2026).
2. Гергало А. Н., Лебеденко Ю. А., Рудакова А. В. Моделирование функционирования электронных компонентов компьютеризированных систем. Вісник Херсонського національного технічного університету. Херсон : Гельветика. 2015. № 3(54). С. 98-102. URL: https://journals.kntu.kherson.ua/index.php/visnyk_kntu/issue/view/33/33 (дата звернення: 01.10.2026).
3. Голубєва С. М., Морнева М. О. Порівняльна оцінка програмних пакетів комп'ютерного моделювання інженерних процесів. *Вісник Східноукраїнського національного університету ім. Володимира Даля*. 2017. № 3. С. 44-47. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/VSUNU_2017_3_9 (дата звернення: 01.10.2026).
4. Тришин В., Дем'яненко С. Використання інформаційних технологій при вивченні електроніки. *Освітні інновації у вищих навчальних закладах: проблеми використання інформаційно-комунікаційних технологій* : збірн. наук. праць за матеріалами IV Всеукр. наук.-практ. конф. Ізмаїл : РВВ ІДГУ, 2018. С. 32-34. URL: http://idgu.edu.ua/wp-content/uploads/2018/01/osvitni-innovaciyi-u-vyshchyh-navchalnyh-zakladah.pdf (дата звернення: 01.10.2026).
5. Мнушка О. В., Ксензик А. В. Выбор и применение электронных компьютерных лабораторий для электротехнических дисциплин в дистанционном обучении. *Проблеми інженерно-педагогічної освіти*. 2010. № 26-27. С. 125-131. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Pipo_2010_26-27_20 (дата звернення: 01.10.2026).
6. Дон Н. Л., Савченко С. О, Войцеховський О. Н. До питання впровадження інформаційних технологій в лабораторному практикумі з електроніки. *Вісник Херсонського національного технічного університету*. Херсон : Гельветика. 2018. № 1(64). С. 194-198. URL: https://journals.kntu.kherson.ua/index.php/visnyk_kntu/issue/download/22/22 (дата звернення: 01.10.2026).
7. Андрієнко В. О. Особливості навчання основ робототехніки студентів комп'ютерних і технічних спеціальностей в університеті. *Тези доповідей V Міжнародної науково-практичної конференції «Інформаційні технології в освіті, науці і техніці» (ІТОНТ-2020) : Черкаси, 21-23 травня 2020 р.* Черкаси : ЧДТУ, 2020. С. 188-189. URL: https://knsa.chdtu.edu.ua/itont-2020 (дата звернення: 01.10.2026).
8. Про авторське право і суміжні права : Закон України від 01 груд. 2022 р. № 2811-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2811-20#Text (дата звернення: 01.10.2026).
9. Цивільний кодекс України : Закон України від 16 січ. 2003 р. № 435-IV. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/435-15#Text (дата звернення: 01.10.2026).

УДК 681.5

Максим Ващенко, *здобувач гр. АК-25МЗ*
Олександр Дідик, *доцент, канд. техн. наук, завідувач кафедри АВП*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: didyk_s79@ukr.net

Розробка та дослідження мікропроцесорної системи автоматичного регулювання температури в автоклаві

Анотація. Розглянуто питання автоматизації процесу теплової стерилізації харчових продуктів в автоклаві ІПКС-128-500. Розроблено слідкуючу систему автоматичного регулювання температурного режиму, виконано синтез оптимального регулятора та алгоритм його дискретної реалізації на базі мікроконтролера.

Теплова стерилізація в автоклавах залишається найпоширенішою та найефективнішою технологією консервування харчових продуктів. Коректність виконання стерилізації безпосередньо визначає стійкість консервів при тривалому зберіганні, їхню харчову цінність та економічну ефективність виробництва.

Об’єктом дослідження є автоклав ІПКС-128-500, призначений для стерилізації продуктів у скляній або бляшаній тарі. Технологічний процес включає 6 основних етапів, ключовим з яких є стерилізація. Задачею системи автоматичного регулювання (САР) є підтримання заданого значення температури відповідно до формули стерилізації.

Для реалізації завдання розроблено слідкуючу САР. Як датчик температури використано термометр опору ТС 1288/2-Pt100. Виконавчими механізмами слугують: на етапах нагріву та стерилізації — трубчатий електронагрівач ТЕН 140/5,0 J220-12-01, а на етапі охолодження — електромагнітний клапан 15-Б-859-П (подача холодної води). Зовнішні збурення, що діють на об'єкт, змодельовано у вигляді обмеженого білого шуму.

Оскільки програмний сигнал змінюється повільно, для синтезу оптимального регулятора застосовано алгоритм синтезу системи стабілізації. Після виконання структурних перетворень було розраховано передаточну функцію оптимального регулятора.

Оцінку якості роботи регулятора виконано шляхом комп'ютерного моделювання у середовищі MATLAB/Simulink. Дослідження показали високу точність відтворення програмного сигналу:

- на етапі стерилізації перерегулювання не перевищує 0,4 °C;
- у подальших режимах відхилення температури від заданої становить менше 0,04 °C;
- розроблена САР забезпечила зменшення впливу зовнішніх збурень більше ніж у 100 разів.

Цифровий регулятор реалізовано на базі мікроконтролера PIC16F873. Для переходу до дискретного алгоритму обрано період дискретизації T_d = 0,01 с, отримано різницеві рівняння та розроблено відповідну принципову електричну схему й програмний алгоритм.

Список літератури

1. А.П. Ладанюк Теорія автоматичного керування технологічних об’єктів: Навч. посіб. / А.П. Ладанюк, К.С. Архангельська, Л.О. Власенко – К.: НУХТ, 2014. – 274 с.
2. Matlab Documentation.[Електронний ресурс]. - Режим доступу: - http://www.mathworks.com/ access/ helpdesk/help/toolbox/control.
3. Технології конструювання сучасних конкурентоспроможних комплексів керування стохастичним рухом об’єктів : монографія / Л. М. Блохін, С. І., Осадчий, О. К. Дідик [та ін.]. – Кропивницький : Лисенко В.Ф., 2023. – 292 с

УДК 662.749.2:004.85

Євгеній Лещенко, *аспірант,*
Вадим Харламенко, *канд. техн. наук, старший викладач*
Криворізький національний університет
e-mail: jenyleshenkoo@gmail.com

Межі причинної інтерпретації оцінок важливості ознак у моделях якості коксу

Постановка проблеми. Моделі прогнозування якості металургійного коксу будують переважно за властивостями вугільної сировини [1]-[4], а оцінки важливості ознак регулярно тлумачать технологічно: на вибірці з 630 зразків установлено, що вихід летких речовин впливає на післяреакційну міцність коксу негативно, а відбиття вітриніту та вологість - позитивно [2]; в іншій роботі з прямою кореляцією з міцністю пов'язано й зольність [4], що фізично сумнівне й саме по собі ілюструє хибне причинне прочитання. Водночас автори [2] в переліку обмежень зазначають, що умови коксування до складу ознак не включені через недоступність даних; винятки, що поєднують властивості шихти з параметрами процесу, відомі [5].

Розмежування прогнозування й причинної інтерпретації. Для прогнозування модель без режимних параметрів не є помилковою: її коефіцієнти правильно описують умовне середнє показника якості в сукупності, з якої взято дані. Спотворення виникає лише за причинного тлумачення - як відповідь на питання, що станеться, якщо змінити властивість вугілля. Адитивні пояснення Шеплі та перестановна важливість розкладають прогноз моделі й не є причинними величинами [6].

Причинна схема. Позначимо через y показник якості коксу, %, далі - післяреакційна міцність; через $s \in R^k$, k = 6, - вектор властивостей шихти з компонентами A (зольність, %), S (сірка, %), V (вихід летких речовин, %), R (відбиття вітриніту, %), товщина пластичного шару, мм, та індекс основності золи; через θ - кінцеву температуру осі коксового пирога, °C, фізично визначальну характеристику режиму; через w - неспостережувані наслідки постачання та зберігання, зокрема окиснення вугілля й неоднорідність шихти. Істинна залежність:

$$y = f(s, \theta, w) + \varepsilon. \tag{1}$$

Позначимо через L забезпеченість підприємства коксівним концентратом. За його дефіциту частка газового вугілля в шихті зростає, тобто V збільшується, і водночас підприємство подовжує період коксування, знижуючи продуктивність відповідно до наявної сировини; разом зі зміною уставки витрати газу це змінює θ, а тривале зберігання породжує w. Отже, L є спільною причиною для s, θ і w [7], причому шляхи від L до y через w лишаються відкритими незалежно від урахування режиму.

Розклад зміщення. У локальному лінійному наближенні запишемо:

$$y = \beta^T s + \alpha\theta + \eta, \quad \eta = \delta^T w + \varepsilon, \tag{2}$$

де $\beta \in R^k$ - коефіцієнти прямого впливу властивостей шихти, % на одиницю властивості; α - коефіцієнт впливу кінцевої температури, % на градус. Нехай $\theta = \gamma^T s + u$, де γ є коефіцієнтом лінійної проєкції, тобто u некорельоване з s. Тоді оцінка коефіцієнтів моделі без режимних ознак збігається не до β, а до:

$$\beta^* = \beta + \alpha\gamma + \lambda, \tag{3}$$

де αγ - внесок режимного каналу, а λ - коефіцієнт проєкції залишку η на s. Співвідношення (3) є класичною формулою зміщення через пропущену змінну [8], застосованою тут до задачі коксування. За точного вимірювання θ доданок αγ зникає, проте замість λ з'являється коефіцієнт проєкції η на s за фіксованого θ; оскільки w корельоване з θ через спільну причину L, ці коефіцієнти не збігаються і другий загалом не нульовий. Отже, введення режимних ознак усуває режимний канал, але залишає складову від неспостережуваних наслідків постачання, причому обидві складові структурні й зі зростанням вибірки не зменшуються.

Спостережуваний замінник режиму. Кінцева температура осі пирога вимірюється епізодично, тому на практиці її замінюють парою z = (τ, T), де τ - тривалість періоду коксування, год, а T - усереднена температура в обігрівальних простінках, °C. Жодна зі складових окремо структурного змісту не має: коефіцієнт при τ неоднозначний за знаком, бо за незмінної подачі газу подовження періоду спричиняє перегрів, а за коригованого обігріву дає повнішу готовність; та сама температура обігріву за різної тривалості дає різну готовність. У поданні через z коефіцієнти стають вектором α_z з одиницями «% на годину» та «% на градус» і матрицею Γ_z з рядками в одиницях «год» та «°C на одиницю властивості», а внесок каналу дорівнює $\alpha_z^{T}\Gamma_z$. Пара z замінює θ лише в моделі з взаємодією τ і T, бо кінцева температура визначається їх спільною дією; для лінійної за z моделі це не гарантовано.

Для θ знак визначений чіткіше: у робочому діапазоні вища кінцева температура дає повнішу готовність і нижчу реакційну здатність, тобто $\alpha > 0$; за межами діапазону посилюється тріщиноутворення й відкладається піровуглець, тому $\alpha > 0$ є локальною властивістю. Істотно, що α на пасивних даних ідентифікується лише за тих самих припущень, що й β, бо залишок η корельований з θ через спільну причину L; незміщене оцінювання потребує варіації обігріву, не пов'язаної з постачанням, або дослідних коксувань.

Напрям зміщення та оцінка порядку. Знак γ є емпіричним питанням. За ідеального коригування обігріву кінцева температура не залежить від складу шихти, тобто $\gamma = 0$ і зміщення немає, хоча обидві складові z зі складом шихти пов'язані й їхні внески в $\alpha_z^{T}\Gamma_z$ компенсуються. Оскільки коригування виконує оператор вручну, воно неповне, і знак γ визначається напрямом цієї неповноти: за недостатнього зниження подачі газу кінцева температура зростає разом із виходом летких і γ додатне, за надмірного - від'ємне. Відповідно за $\alpha > 0$ добуток αγ має або протилежний знак до прямого впливу $b < 0$, і тоді модель применшує негативний вплив летких, або той самий, і тоді перебільшує. Відношення режимного зміщення до прямого впливу дорівнює:

$$|\alpha\gamma / b|. \tag{4}$$

За ілюстративних значень $|\alpha\gamma| = 0{,}45$ % на 1 % V та b від −1 до −2 % на 1 % V воно становить від 23 до 45 %. Щоб зіставити зміщення з похибкою методики, його треба перерахувати на типовий розмах виходу летких: за розмаху близько 4 % зміщення дає приблизно 1,8 пункту післяреакційної міцності, що вже порівнянно з відтворюваністю випробування - близько ±2 пунктів в одиничному визначенні [9]. Наведені числа ілюструють порядок, а не є встановленим фактом.

Інші структурні зміщення. Розклад (3) не є вичерпним: похибки визначення компонент s зміщують коефіцієнти - для окремої ознаки це ослаблення в бік нуля, за кількох корельованих регресорів напрям довільний; те саме стосується похибки вимірювання режиму. Додає невизначеності й розрахунок властивостей шихти як зваженого середнього, хоча пластометричні показники неадитивні.

Діагностика та її межі. Для лінійної моделі з точно виміряним θ порівняння коефіцієнтів при s з режимною ознакою і без неї є легітимною перевіркою типу Гаусмана. Для дерев і нейромереж воно некоректне: додавання корельованої ознаки перерозподіляє важливості навіть за нульового причинного ефекту [6], а їх незмінність не доводить

відсутності зміщення. Некоректно й перевіряти зв'язок замінника z зі складом шихти, оскільки $\Gamma_z \neq 0$ сумісне з нульовим зміщенням: діагностичне значення має лише добуток $\alpha_z^T \Gamma_z$.

Коректнішою є регресія кінцевої температури θ на s за епізодичними вимірюваннями: тут θ є залежною змінною, тому похибка її вимірювання лише розширює довірчий інтервал і γ не зміщує. Проте незначущість γ нічого не доводить - потрібен тест еквівалентності з порогом, що відповідає межі виявності; цей поріг залежить від α, яка на пасивних даних не ідентифікується, тож перевірка потребує порядкової оцінки α з дослідних коксувань. Обмеженням є й те, що епізодичні виміри доступні лише для частини партій, а якщо їх роблять під час налагодження обігріву чи за підозри на недококсування, вибірка сама пов'язана з режимом і γ буде зміщеним. Потрібні також похибки, стійкі до автокореляції, а сильна кореляція V і R робить частковий коефіцієнт γ при V відмінним від парного зв'язку. Навіть за всіх цих умов перевірка закриває лише режимний канал: подвійне машинне навчання [10] так само вимагає, щоб усі змішувачі було виміряно.

Висновки. Модель якості коксу без режимних параметрів коректна для прогнозування, і спотворення виникає лише під час причинного прочитання атрибуцій. Зміщення розкладається на режимну складову та складову від неспостережуваних наслідків постачання, причому введення режимних ознак усуває лише першу за точного вимірювання режиму. Структурний зміст має кінцева температура коксу; її замінник у вигляді пари «тривалість періоду - температура обігріву» здатен замістити режим лише в моделі з взаємодією цих величин. Напрям зміщення визначається знаком γ: якщо кінцева температура зростає разом із виходом летких речовин, модель применшує його негативний вплив, якщо спадає - перебільшує. Коректнішою перевіркою є регресія кінцевої температури на склад шихти, яка потребує апріорної оцінки α й діагностує лише режимний канал. Результати визначають умови включення режимних параметрів до моделі якості коксу в системі адаптивного керування формуванням коксового пирога [11].

Список літератури

1. Mamabolo S. V., Kannaiyan G. N., Pappula B., Makgato S. Machine learning enhanced model for predicting coking coal blend performance with low-rank coal additions. Results in Engineering. 2025. Vol. 28. Art. 108121. DOI: 10.1016/j.rineng.2025.108121.
2. Zhang Q., Hamzah S. K., Doshi H. et al. Machine-learning-assisted prediction of coke strength after reaction for coke plants. Energy Exploration & Exploitation. 2026. Vol. 44, No. 1. P. 492–525. DOI: 10.1177/01445987251365291.
3. Qiu Y., Chen H., Xie J. et al. The development of a multimodal learning framework based on coal properties for coke reactivity index and coke strength after reaction prediction. Fuel Processing Technology. 2026. Vol. 286. Art. 108440. DOI: 10.1016/j.fuproc.2026.108440.
4. Al-Nabulsi J. I., Alsalami Z. A., Routray A. et al. Development of evolutionarily optimized random forest models to accurately estimate coke strength after reaction. Results in Engineering. 2026. Vol. 29. Art. 109045. DOI: 10.1016/j.rineng.2026.109045.
5. Agarwal S., Singh R. K., Ganguly A. et al. Prediction of coke CSR using time series model in coke plant. OPSEARCH. 2021. Vol. 58, No. 4. P. 1238–1259. DOI: 10.1007/s12597-020-00506-0.
6. Janzing D., Minorics L., Bloebaum P. Feature relevance quantification in explainable AI: a causal problem. Proceedings of the 23rd International Conference on Artificial Intelligence and Statistics (AISTATS). PMLR, 2020. Vol. 108. P. 2907–2916.
7. Pearl J. Causality: Models, Reasoning, and Inference. 2nd ed. Cambridge : Cambridge University Press, 2009.
8. Angrist J. D., Pischke J.-S. Mostly Harmless Econometrics: An Empiricist's Companion. Princeton : Princeton University Press, 2009.
9. Kumar D., Saxena V. K., Tiwari H. P. et al. Variability in metallurgical coke reactivity index (CRI) and coke strength after reaction (CSR): an experimental study. ACS Omega. 2022. Vol. 7, No. 2. P. 1703–1711. DOI: 10.1021/acsomega.1c04270.
10. Chernozhukov V., Chetverikov D., Demirer M. et al. Double/debiased machine learning for treatment and structural parameters. The Econometrics Journal. 2018. Vol. 21, No. 1. P. C1–C68. DOI: 10.1111/ectj.12097.
11. Zhao P., Hui Y., Qiu Y. et al. Surrogate model-integrated deep reinforcement learning for temperature and pyrolysis behavior control in the coal coking process. Fuel. 2026. Vol. 405. Art. 136770. DOI: 10.1016/j.fuel.2025.136770.

УДК 681.5

Микола Гринишин, *здобувач гр. АК-25М*
Олександр Дідик, *канд. техн. наук, доцент, завідувач кафедри АВП*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: didyk_s79@ukr.net

Розробка та дослідження системи управління технологічним процесом виготовлення томатного соку

У роботі розглянуто питання удосконалення системи автоматичного керування технологічним процесом виготовлення томатного соку. Розроблено та синтезовано систему автоматичного регулювання температури подрібненої маси в підігрівачі із застосуванням цифрового регулятора на базі мікроконтролера.

Сучасний розвиток автоматизації харчової промисловості спрямований на вдосконалення керування безперервними процесами та створення комплексних АСУ. З погляду динамічних властивостей відділення приготування безалкогольних напоїв і соків характеризуються відносно малою інерційністю та різною тривалістю перебування середовища в окремих апаратах, що потребує високої точності системи автоматичного регулювання (САР). Виробництво томатного соку включає етапи підготовки (мийка, сортування), подрібнення, відокремлення насіння, підігрів та розділення маси на сік і жом. Структура технологічної лінії складається з відділення підготовки подрібненої маси та відділення приготування томатного соку. Розроблена схема автоматизації вирішує завдання комплексно: забезпечує управління потоковою лінією, контроль і сигналізацію рівня, температури й тиску в основних точках, регулювання тиску пари в магістралі, а також облік об’єму готової продукції.

Ключовою задачею дослідження є автоматичне регулювання температури подрібненої маси в підігрівачі. У розробленій структурній схемі САР температура об’єкта регулювання вимірюється датчиком температури, сигнал з якого оцифровується і порівнюється із значенням програмного задавача температури. Відхилення надходить на регулятор, який за розрахованим законом формує керуючий сигнал на виконавчий механізм (електромагнітний клапан), що регулює подачу пари у сорочку підігрівача.

Аналіз стійкості вихідної системи за ЛАЧХ та ЛФЧХ підтвердив її стійкість, проте якісні показники перехідного процесу виявилися недосконалими: час регулювання становив 725 с, а перерегулювання 59%. Для покращення динамічних властивостей методом побудови бажаної ЛАЧХ визначено передаточну функцію коректуючого пристрою. За графіком перехідного процесу скоригованої системи встановлено значне підвищення швидкодії та якості: час регулювання скоротився до 18,5 с, а перерегулювання зменшилося до 6 %.

Для практичної реалізації регулятора обрано мікропроцесорну систему. Отримано різницеві рівняння, що лягли в основу алгоритму програмного забезпечення. Принципову схему цифрового регулятора реалізовано на базі однокристальної мікроЕОМ AVR AT90S8515, яка забезпечує контроль тиску теплоносія та прецизійне регулювання температури подрібненої томатної маси.

Список літератури

1. А.П. Ладанюк Теорія автоматичного керування технологічних об’єктів: Навч. посіб. / А.П. Ладанюк, К.С. Архангельська, Л.О. Власенко – К.: НУХТ, 2014. – 274 с.
2. Matlab Documentation.[Електронний ресурс]. - Режим доступу: - http://www.mathworks.com/ access/ helpdesk/help/toolbox/control.
3. Технології конструювання сучасних конкурентоспроможних комплексів керування стохастичним рухом об’єктів : монографія / Л. М. Блохін, С. І., Осадчий, О. К. Дідик [та ін.]. – Кропивницький : Лисенко В.Ф., 2023. – 292 с.

УДК 62-83:621.313.2

Михайло Маслій, *аспірант*
Сергій Плєшков, *аспірант*
Андрій Некрасов, *канд. техн. наук, доцент*
Кременчуцький національний університет імені Михайла Остроградського

Покращення характеристик двигуна постійного струму з незалежним збудженням для технологічного процесу зі змінним навантаженням

Сучасне промислове виробництво широко використовує автоматизовані електромеханічні системи, які забезпечують точність, продуктивність і надійність технологічних процесів. Особливе значення мають електроприводи механізмів, що працюють в умовах змінного навантаження, зокрема верстатів, транспортних установок, підйомних механізмів, компресорів і насосів. Для таких об'єктів характерна зміна моменту опору під час пуску, гальмування та виконання робочих операцій.

У таких умовах електропривод повинен не лише забезпечувати задану швидкість, а й підтримувати стійкість роботи при зміні навантаження. Зростання моменту опору спричиняє збільшення струму двигуна, зниження швидкості та погіршення якості регулювання. Тому актуальним є покращення статичних і динамічних характеристик електропривода, забезпечення плавного пуску, точного регулювання швидкості та обмеження струму.

Двигуни постійного струму з незалежним збудженням широко застосовуються у регульованих електроприводах завдяки високому пусковому моменту, широкому діапазону регулювання швидкості та зручності керування. Використання системи тиристорний перетворювач — двигун постійного струму дає змогу плавно змінювати напругу якоря та стабілізувати швидкість.

Одним із прикладів такого механізму є електроприводах головного руху токарного верстату з числовим програмним керуванням 16А20Ф3

Метою роботи є покращення характеристик двигуна постійного струму з незалежним збудженням шляхом розробки системи керування електроприводом для технологічного процесу зі змінним навантаженням..

В роботі [1] розглянуто два взаємодоповнювальні напрями: вивчення властивостей двигунів і перетворювачів та аналіз систем керування. Автори систематизують принципи роботи електричних машин, перетворювачів, двигунів постійного струму й вибору привода для конкретного застосування. В роботі [2] розглядаються характеристики електроприводів, режими розгону та гальмування, а також вплив силових перетворювачів на роботу двигуна. Запропонований в цих роботах опис електричної та механічної частин і попередній вибір обладнання дозволяє представити математичну модель електропривода, що відповідає реальному технологічного обладнанню.

У роботах [3; 4] акцент зроблено на математичному описі приводних систем і керуванні ними: від моделей двигуна та перетворювача до динамічного аналізу й побудови контурів регулювання. Праця [5] доповнює цю теорію прикладними питаннями електроприводів виробничих механізмів, де важливо узгодити навантажувальну діаграму, режим роботи та параметри двигуна.

Огляд показує, що теоретичні засади моделювання, регулювання швидкості й струму та перевірки двигуна за навантаженням достатньо висвітлені. Водночас у розглянутих джерелах ці методи подано переважно узагальнено; вони не дають готового кількісного зіставлення базової та вдосконаленої системи саме для привода верстата 16А20Ф3 з двигуном 2ПФ200М за заданим циклом змінного навантаження. Тому в цій статті поєднано

розрахунок навантажувальних режимів із моделлю ТП–Д, а для перевірки ефекту модернізації визначено показники, які розраховані під час математичного моделювання.

Відомо, що за сталого магнітного потоку електрична рівновага якірного кола та рух механічної частини описуються рівняннями:

$$U_d = R_d i_d + L_d \frac{di_d}{dt} + K_E \omega \quad (1)$$

$$J \frac{d\omega}{dt} = K_M i_d - M_c \quad (2)$$

де U_d – напруга якоря; i_d — струм якоря; R_d та L_d — активний опір та індуктивність якірного кола; K_E — коефіцієнт проти-ЕРС; K_M — коефіцієнт моменту; J — приведений момент інерції; M_c — момент опору механізму.

Розрахунок виконується для двигуна 2ПФ200М номінальні потужність 22 кВт, напругу 220 В, струм 114,29 А, швидкість 1600 об/хв, максимальну швидкість 3500 об/хв і момент інерції 0,25 кг·м². У розрахунковій моделі використано електромагнітну сталу часу T_e = 0,119 с та електромеханічну сталу часу T□ = 2,68 с. Струм реагує швидше за швидкість, тоді як механічна інерція зумовлює запізнення швидкісної реакції.

Математичне моделюванні виконувалося з урахуванням навантажувальної діаграми технологічного циклу та визначені момент опору, швидкість і тривалість кожного режиму. Для циклічного навантаження використовують еквівалентний струм:

(3)

У розрахунку струм порівнюється з номінальним $I_{ном}$ = 114,29 А. Для моментів опору $0{,}75M_{ном}$, $1{,}0M_{ном}$ і $1{,}25M_{ном}$ отримано відповідно $I_{екв}$ = 81,57 А, 108,64 А та 135,74 А. Останнє значення перевищує номінальне, тому такий режим потребує перевірки допустимої тривалості й теплового захисту.

Для математичного моделювання за сталого потоку використовують рівняння електричної рівноваги та рівняння руху, наведені вище. Після лінеаризації вони зводяться до передавальної функції двигуна як об’єкта керування:

$$W_D(s) = \frac{\omega(s)}{U_d(s)} = \frac{K_D}{(T_M s + 1)(T_E s + 1)} \quad (4)$$

Модель системи ТП–Д доповнюють моделлю тиристорного перетворювача, контуром регулювання струму, регулятором швидкості, зворотними зв’язками та моментом опору як вхідним збуренням. У середовищі моделювання задають пуск, гальмування, прикладання й скидання навантаження. Корегування параметрів регуляторів виконано так, щоб обмежити струм і забезпечити стійке відновлення швидкості.

Для вдосконалення системи керування доцільно застосувати замкнуту систему з внутрішнім контуром струму та зовнішнім контуром швидкості. Внутрішній контур обмежує струм під час пуску й раптового зростання навантаження; зовнішній регулятор підтримує задану швидкість. Для обох контурів можна використати ПІ-регулятори, налаштувавши їх відповідно до параметрів перетворювача та двигуна.

Щоб зменшити ривки, завдання швидкості слід змінювати плавно — за лінійним або S-подібним законом. Обмеження виходу регулятора струму та захист від накопичення інтегральної складової під час насичення зменшують ризик надмірних команд на перетворювач.

Для механізму зі змінним моментом опору до системи додано компенсацію навантаження. Сигнал від завдання технологічної операції або оцінку фактичного навантаження подається на вхід регулятора струму. Це дасть змогу реагувати на збурення до того, як швидкість істотно відхилиться від заданої.

Також виконується контроль температури та струму, захист від перевантаження й контроль наявності струму збудження. За навантаження що перевищує номінальний рівень система має обмежувати тривалість такого режиму або зменшувати завдання швидкості згідно з допустимим тепловим станом.

Під час дослідження виконано аналіз теплових режимів для трьох рівнів моменту опору. За $M_c = 0{,}75M_{ном}$ еквівалентний струм дорівнює 81,57 А ($0{,}71I_{ном}$), а за $M_c = M_{ном}$ — 108,64 А ($0{,}95I_{ном}$). Для цих режимів розрахунок підтверджує допустимий за струмом тепловий режим. За $M_c = 1{,}25M_{ном}$ еквівалентний струм зростає до 135,74 А ($1{,}19I_{ном}$). Отже, тривала робота з таким навантаженням без обмеження струму, скорочення тривалості перевантаження або покращення охолодження може призвести до перегрівання.

Моделювання ТП–Д показало, що під час пуску швидкість після короткого перехідного процесу встановлюється на заданому рівні. При прикладанні навантаження струм і електромагнітний момент зростають, а швидкість короткочасно знижується; після зняття навантаження система повертає її до заданого значення.

За результатами математичного моделювання для вдосконаленої системи отримані графіки (рис.1)

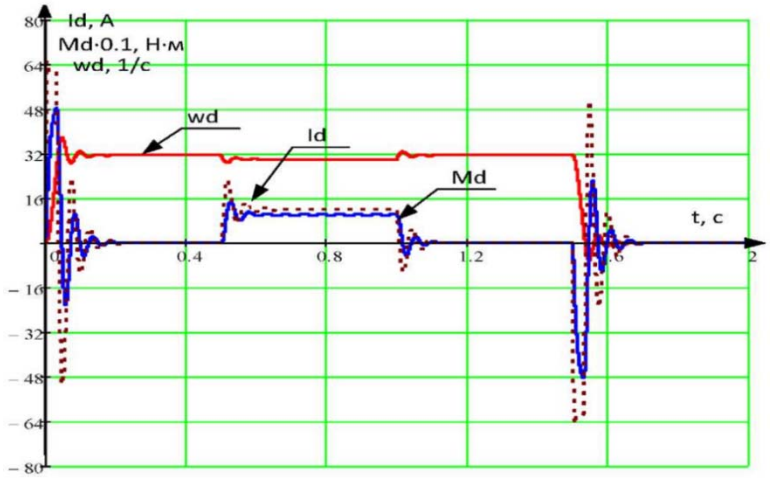


Рисунок 1 – Криві струму, моменту і швидкості при пуску і гальмуванні системи ТП-Д під час збільшення навантаження на 0,5 с. і зняття її через 1 хв

Для технологічного процесу зі змінним навантаженням доцільна система ТП–Д із підлеглим регулюванням струму та швидкості. Її вдосконалення включає плавне завдання швидкості, обмеження струму, захист від насичення регуляторів, компенсацію зміни моменту опору й контроль теплового стану двигуна.

Розрахунки для 2ПФ200М підтверджують допустимий тепловий режим за номінального та зниженого навантаження. Режим $1{,}25M_{ном}$ перевищує номінальний струм за еквівалентним значенням, тому потребує обмеження за тривалістю або струмом. Модельні результати підтверджують працездатність системи за заданими показниками технологічного механізму.

Список літератури

1. Hughes A., Drury B. Electric Motors and Drives: Fundamentals, Types and Applications. 5th ed. Oxford : Newnes, 2019. XV, 495 p.
2. Dubey G. K. Fundamentals of Electrical Drives. 2nd ed. New Delhi : Narosa Publishing House, 2001. 392 p.
3. Krishnan R. Electric Motor Drives: Modeling, Analysis, and Control. Upper Saddle River: Prentice Hall, 2001. 626 p.
4. Leonhard W. Control of Electrical Drives. 3rd ed. Berlin : Springer, 2001. XVIII, 460 p.
5. Бялобржеський О. В., Родькін Д. Й., Синчук О. М. Електропривод виробничих механізмів: навчальний посібник. Кременчук: КрНУ імені Михайла Остроградського, 2018. 240 с.

УДК 681.5

Максим Дідик, *здобувач гр. АК-25М*
Віктор Каліч, *проф., канд. техн. наук, професор кафедри АВП*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: didyk_s79@ukr.net

Розробка та дослідження системи автоматичного регулювання температури сушки харчових продуктів

Анотація. Досліджено процес сушіння макаронних виробів та розроблено систему автоматичного регулювання температури повітря в тунелі попереднього сушіння. Проведено синтез оптимального регулятора, за результатами моделювання якого доведено підвищення завадостійкості системи до збурюючих впливів.

Виробництво макаронних виробів складається з низки послідовних стадій (підготовка сировини, дозування, вакуумування, заміс, пресування, формування, сушіння, стабілізація та упаковка). Найбільш тривалим і відповідальним етапом є сушіння, яке супроводжується складним комплексом явищ тепло- і масообміну, що безпосередньо визначають міцність та якість готової продукції. Для скорочення тривалості процесу його поділяють на два періоди: попереднє сушіння (інтенсивне видалення вологи до значення ~20% із збереженням пластичності) та остаточне (повільне видалення вологи до досягнення пружних властивостей).

Досліджувалася система керування періодом попереднього сушіння у складі автоматичної потокової лінії Б6-ЛМВ. Конструктивно тунель попереднього сушіння являє собою двоповерхову герметизовану і теплоізольовану структуру з гребінчастими транспортерами. Підігрів сушильного повітря здійснюється водяними калориферами з ребристих труб.

Об’єктом регулювання є тунель попередньої сушки. У розробленій структурній схемі температура повітря вимірюється датчиком температури, сигнал з якого оцифровується і порівнюється з заданим значенням від програмного задавача температури. Відхилення надходить на регулятор, який формує керуючий сигнал на виконавчий механізм (електромагнітний клапан), що регулює витрату гарячої води у калорифер. Для розрахунку регулятора застосовано алгоритм синтезу оптимального регулятора, що вимагав попереднього приведення структури системи до еквівалентного вигляду та проведення структурних перетворень, у результаті яких визначено передаточну функцію оптимального регулятора. Аналіз якості розробленої САР виконано шляхом цифрового моделювання. Встановлено, що при зміні збурюючого впливу в широкому діапазоні (понад ±5 °C) відхилення температури повітря від заданого значення не перевищує ±0,3 °C. Застосування оптимального регулятора дозволило зменшити вплив зовнішніх збурень у 18 разів.

На основі розрахованих параметрів розроблено електричну принципову схему цифрового регулятора з пристроями введення-виведення інформації, яка відповідає заданим вимогам щодо швидкодії.

Список літератури

1. А.П. Ладанюк Теорія автоматичного керування технологічних об’єктів: Навч. посіб. / А.П. Ладанюк, К.С. Архангельська, Л.О. Власенко – К.: НУХТ, 2014. – 274 с.
2. Matlab Documentation.[Електронний ресурс]. - Режим доступу: - http://www.mathworks.com/ access/ helpdesk/help/toolbox/control.
3. Технології конструювання сучасних конкурентоспроможних комплексів керування стохастичним рухом об’єктів : монографія / Л. М. Блохін, С. І., Осадчий, О. К. Дідик [та ін.]. – Кропивницький : Лисенко В.Ф., 2023. – 292 с.

УДК 681.5:004.85

Антоніна Тиханська, *старший викладач,*
Михайло Тиханський, *канд. техн. наук, доцент*
Криворізький національний університет
e-mail: tykhanska@knu.edu.ua

Ідентифікація та інтелектуальна діагностика об'єктів автоматизації в комп'ютерно-інтегрованих системах керування

Ідентифікація математичної моделі та діагностика технічного стану використовують спільні вимірювання, проте розв'язують різні задачі. Ідентифікація формує математичний опис динамічного об'єкта за даними його входів і виходів [1], а діагностика встановлює ознаки відхилень від справного стану [2]. В інтегрованій системі керування ці задачі потребують узгодження: адаптація може зменшувати нев'язку за появи несправності, а незмінний діагностичний поріг — реагувати на допустиму зміну навантаження.

Мета роботи — запропонувати структуру взаємодії ідентифікації та інтелектуальної діагностики, у якій рішення про адаптацію моделі залежить від якості даних, робочого режиму та незалежних ознак технічного стану. Об'єктом розгляду є технологічний агрегат із вимірюваними входами й виходами та кількома допустимими режимами роботи.

Запропонований підхід полягає у використанні банку еталонних моделей справного об'єкта та окремої адаптивної моделі. Еталонні параметри визначають за перевіреними даними для кожного режиму; їх не оновлюють автоматично під час моніторингу. Адаптивна модель прогнозує вихід і підтримує налаштування регулятора. Узагальнену структуру наведено на рис. 1.

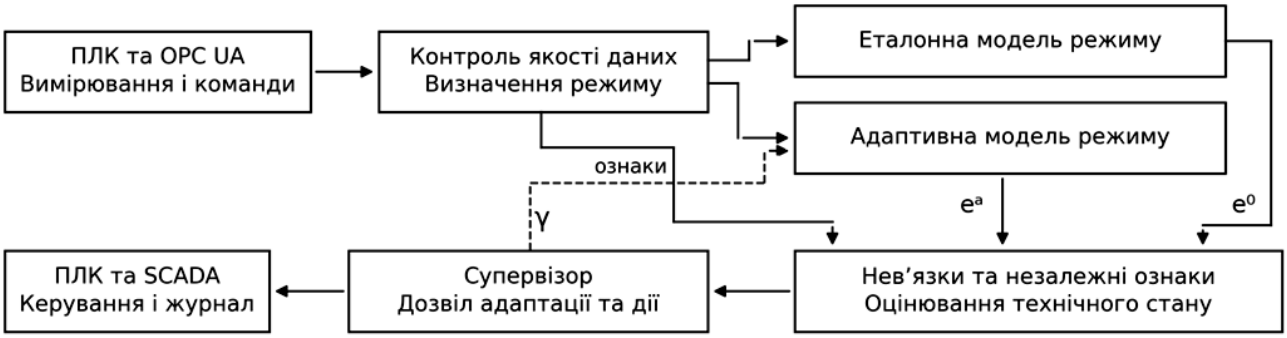


Рисунок 1 – Взаємодія ідентифікації, діагностики та супервізорного керування

Для скалярного виходу об'єкта лінійний за параметрами прогноз і дві діагностичні нев'язки задаються співвідношеннями

$$\hat{y}_k = \varphi_k^T \theta_{r,k-1}, \;\; e_k^0 = y_k - \varphi_k^T \theta_r^0, \;\; e_k^a = y_k - \hat{y}_k. \tag{1}$$

де φ_k — вектор регресорів із затриманих входів, виходів і сталої; $\theta_{r,\,k-1}$ — поточна оцінка параметрів; $\theta_r{}^0$ — еталонні параметри справного об'єкта в режимі r; y_k — виміряний вихід; k — номер відліку. Якість ідентифікованої моделі слід оцінювати за здатністю прогнозувати нові дані, які не використовувалися під час оцінювання параметрів [1].

Режим визначають за технологічним завданням, станами виконавчих механізмів і навантаженням. Для цього пропонується дерево рішень із можливістю відхилити класифікацію для невідомих умов. Діагностичні ознаки охоплюють середнє та дисперсію нев'язок, їх тренд, тривалість перевищення порогів і незалежні фізичні співвідношення, зокрема баланс витрат або показання резервного датчика. Зміну розподілу даних розглядають як підставу для перевірки моделі, а не як достатній доказ несправності [3].

Пороги нев'язок калібрують окремо для справних усталених і перехідних режимів із заданою допустимою частотою хибних тривог. Вихід за область навчальних даних або суперечність між каналами формує стан «невизначено». У цьому стані адаптацію блокують, зберігаючи контроль фізичних обмежень. Різке зростання обох нев'язок означає невідповідність спостережень обом моделям; зниження адаптивної нев'язки за стійкого еталонного відхилення вказує на ризик приховування зміни параметрів або похибки датчика.

Для рекурсивного методу найменших квадратів із забуванням оновлення параметрів пропонується виконувати за правилом

$$\theta_{r,k} = \theta_{r,k-1} + \gamma_k K_k e_k^a, \ \ \gamma_k \in \{0;\ 1\}. \qquad (2)$$

Тут K_k — вектор підсилення алгоритму, γ_k — дозвіл оновлення. Значення $\gamma_k = 1$ встановлюють лише для якісних даних відомого режиму за достатнього збудження входів і підтвердження справності незалежними ознаками. За $\gamma_k = 0$ фіксують параметри та матрицю коваріації оцінювання. Нову модель перевіряють у паралельному каналі; до контуру керування її допускають після аналізу стійкості та перевірки прогнозу й обмежень на відкладеному часовому інтервалі.

Аналітичний приклад пояснює необхідність еталонного каналу. Нехай справний об'єкт у нормованих одиницях має залежність $y = 2u$, а датчик набуває постійного зміщення 0,2. Тоді вимірюється $y_k = 2u + 0{,}2$. Модель із вільним зміщенням може відтворити цю залежність із нульовою похибкою, хоча датчик залишається несправним. Еталонна нев'язка дорівнює 0,2. Однак за одним каналом таке спостереження не відрізняється від фізичної зміни зміщення об'єкта, тому остаточний діагноз потребує незалежного вимірювання або балансової перевірки.

Інтеграцію пропонується реалізувати через обмін між програмованим логічним контролером, сервером OPC UA, аналітичним модулем і SCADA. Разом зі значеннями використовують часові позначки та статус якості даних, передбачені OPC UA [4]. Супервізор передає дозвіл адаптації, діагностичний стан і допустимі обмеження керування. За підтвердженої несправності застосовують заздалегідь перевірений резервний режим; при втраті даних — визначену проєктом реакцію контролера. Версії моделей та причини перемикань реєструють у журналі.

Оцінювати підхід доцільно на послідовних у часі вибірках за сценаріями зміни навантаження, зміщення датчика, погіршення роботи виконавчого механізму та втрати зв'язку. Порівняння з безумовною адаптацією і фіксованим діагностичним порогом має охоплювати похибку прогнозу, частоту хибних тривог, затримку виявлення та порушення технологічних обмежень. Випадкове перемішування сусідніх відліків між навчанням і перевіркою слід виключити.

Висновки. Запропоновано структуру узгодженої ідентифікації та діагностики з окремими еталонним і адаптивним каналами. Її методичний результат — явний дозвіл оновлення параметрів на основі режиму, якості даних і незалежних ознак справності. Практична ефективність потребує перевірки на конкретному технологічному процесі.

Список літератури

1. Pillonetto G., Aravkin A., Gedon D., Ljung L., Ribeiro A. H., Schön T. B. Deep networks for system identification: A survey. Automatica. 2025. Vol. 171. Art. 111907. DOI: https://doi.org/10.1016/j.automatica.2024.111907.
2. Isermann R. Fault-Diagnosis Systems: An Introduction from Fault Detection to Fault Tolerance. Berlin ; Heidelberg : Springer, 2006. 475 p. DOI: https://doi.org/10.1007/3-540-30368-5.
3. Hinder F., Vaquet V., Hammer B. One or two things we know about concept drift—a survey on monitoring in evolving environments. Part A: detecting concept drift. Frontiers in Artificial Intelligence. 2024. Vol. 7. Art. 1330257. DOI: https://doi.org/10.3389/frai.2024.1330257.
4. OPC Foundation. OPC Unified Architecture. Part 4: Services. Section 7.11 DataValue. URL: https://reference.opcfoundation.org/specs/OPC-10000-4/7.11.

УДК 681.5

Василь Самченко, *здобувач гр. АК-25М*
Олександр Дідик, *доцент, канд. техн. наук, завідувач кафедри АВП*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: didyk_s79@ukr.net

Розробка та дослідження системи автоматичного керування виробництвом тіста в тістомісильній машині

Анотація. Досліджено процес замісу тіста в тістомісильній машині та розроблено систему автоматичного регулювання вологості тіста на основі змінення витрати опари. Проведено синтез регулятора за допомогою бажаної ЛАЧХ, що дозволило суттєво покращити якість перехідного процесу. Розроблено структурну та принципову схеми цифрового регулятора на базі мікроконтролера AT89S51.

Заміс тіста є одним з основних етапів хлібопекарського виробництва, що безпосередньо впливає на фізико-механічні властивості та якість готового хліба. Процес полягає у змішуванні борошна, води, опари, солі, цукру й жиру в однорідну масу. Вхідними керуючими змінними є витрати відповідних компонентів, а ключовим керованим показником є вологість тіста на виході тістомісильної машини.

Об'єктом регулювання (ОР) є тісто на виході тістомісильної машини, вологість якого вимірюється первинним перетворювачем. Управляючим діянням обрано витрату опари на вході в машину, що регулюється за допомогою пневматичного клапана.

Аналіз вихідної розімкнутої системи за допомогою ЛАЧХ, ЛФЧХ та критеріїв стійкості підтвердив її стійкість із запасом за амплітудою 8 дБ та за фазою 7□. Проте перехідний процес замкнутої системи мав високий коливальний характер: час регулювання становив 14,5 с, а перерегулювання — 82 %.

Синтез регулятора та результати. Для покращення якісних показників САР проведено порівняльний аналіз методів розрахунку регуляторів. Найкращі результати отримано методом синтезу шляхом побудови бажаної ЛАЧХ, за якою визначено передаточну функцію регулятора. У результаті впровадження синтезованого регулятора перехідний процес набув аперіодичного характеру: час регулювання скоротився до 0,5 с, а перерегулювання зменшилося до 5,6 %.

Мікропроцесорна реалізація. Для практичного впровадження обрано цифровий регулятор з періодом дискретизації T_d = 0,01 с. Розроблена мікропроцесорна система забезпечує контроль температур вагового дозатора борошна, тістомісильної машини, трубопроводу опари, витрати тіста та безпосереднє регулювання його вологості.

Апаратну частину системи побудовано на базі однокристальної мікро-ЕОМ AT89S51 (Atmel), 8-розрядного 8-канального АЦП ADC0809 (National Semiconductor) та датчиків компанії Siemens.

Список літератури

1. А.П. Ладанюк Теорія автоматичного керування технологічних об'єктів: Навч. посіб. / А.П. Ладанюк, К.С. Архангельська, Л.О. Власенко – К.: НУХТ, 2014. – 274 с.
2. Matlab Documentation.[Електронний ресурс]. - Режим доступу: - http://www.mathworks.com/ access/ helpdesk/help/toolbox/control.
3. Технології конструювання сучасних конкурентоспроможних комплексів керування стохастичним рухом об'єктів : монографія / Л. М. Блохін, С. І., Осадчий, О. К. Дідик [та ін.]. – Кропивницький : Лисенко В.Ф., 2023. – 292 с.

УДК 622.691.4:681.5

Богдан Данильців, *аспірант*
Федір Матіко, *д-р техн. наук, професор*
Ольга Химко, *д-р техн. наук, професор*
Національний університет «Львівська політехніка»
e-mail: bohdan.m.danyltsiv@lpnu.ua
fedir.d.matiko@lpnu.ua
olha.m.khymko@lpnu.ua

Автоматизована система моніторингу втрат газу із магістральних газопроводів у нестаціонарних режимах

Втрати природного газу з ділянок газопроводів спричиняють економічні збитки, екологічні наслідки й загрозу безпеці. Некомпенсований баланс витрат на вході й виході ділянки придатний лише для усталеного режиму [1]. У магістральних газопроводах через високу стисливість газу перехідні режими тривають годинами. За таких умов різниця витрат на вході й виході перестає бути мірою втрат, бо частина вхідної витрати йде на зміну запасу газу в ділянці. Тому автоматизована система моніторингу втрат має містити математичну модель нестаціонарного руху газу, яка в реальному часі обчислює запас газу в ділянці й компенсує його зміну [1, 2]. У роботі [3] обсяги втрат газу визначено за стаціонарною моделлю руху газу; ця робота поширює підхід на нестаціонарні режими.

Принцип побудови системи. В основу системи покладено метод компенсованого балансу. Дисбаланс у ділянці визначають рівнянням

$$D(t) = Q_{вх}(t) - Q_{вих}(t) - dK(t)/dt, \qquad (1)$$

де $Q_{вх}(t)$, $Q_{вих}(t)$ — виміряні об'ємні витрати газу на вході й виході ділянки, зведені до стандартних умов, м³/год; $K(t)$ — запас газу в ділянці, зведений до стандартних умов, м³. Якщо втрат немає і запас газу визначено правильно, дисбаланс прямує до нуля: $D(t) \approx 0$.

Структурну схему системи наведено на рис. 1. Вона має три рівні: рівень вимірювальних приладів — давачі тиску, температури й витрати на вхідній і вихідній станціях ділянки та давач температури ґрунту; рівень математичної моделі (цифрового двійника) — алгоритми розв'язування математичної моделі руху газу, які за виміряними значеннями обчислюють розподіл тиску $p(x, t)$ вздовж ділянки, а за ним — запас газу $K(t)$ та його похідну; рівень прийняття рішень та сповіщення оператора — суматор балансу (1), блок порівняння з порогами і блок сигналізації.

Рівень математичної моделі (цифрового двійника). Стаціонарна модель руху газу визначає розподіли температури $T(x)$, коефіцієнта стисливості $z(x)$, коефіцієнта гідравлічного опору $\lambda(x)$ і квадрата ізотермічної швидкості звуку $c^2(x)$, а також початковий стан для нестаціонарного розрахунку. Коефіцієнт гідравлічного опору обчислюють з рівняння Колбрука–Уайта, а еквівалентну шорсткість труби Δ і коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту k_t уточнюють за даними усталених режимів за методикою [4]. Для ділянки магістрального газопроводу довжиною 122 км отримано $\Delta = 0{,}0427$ мм і $k_t = 4{,}00$ Вт/(м²·К); у базовому режимі середній по довжині коефіцієнт гідравлічного опору дорівнює 0,00979.

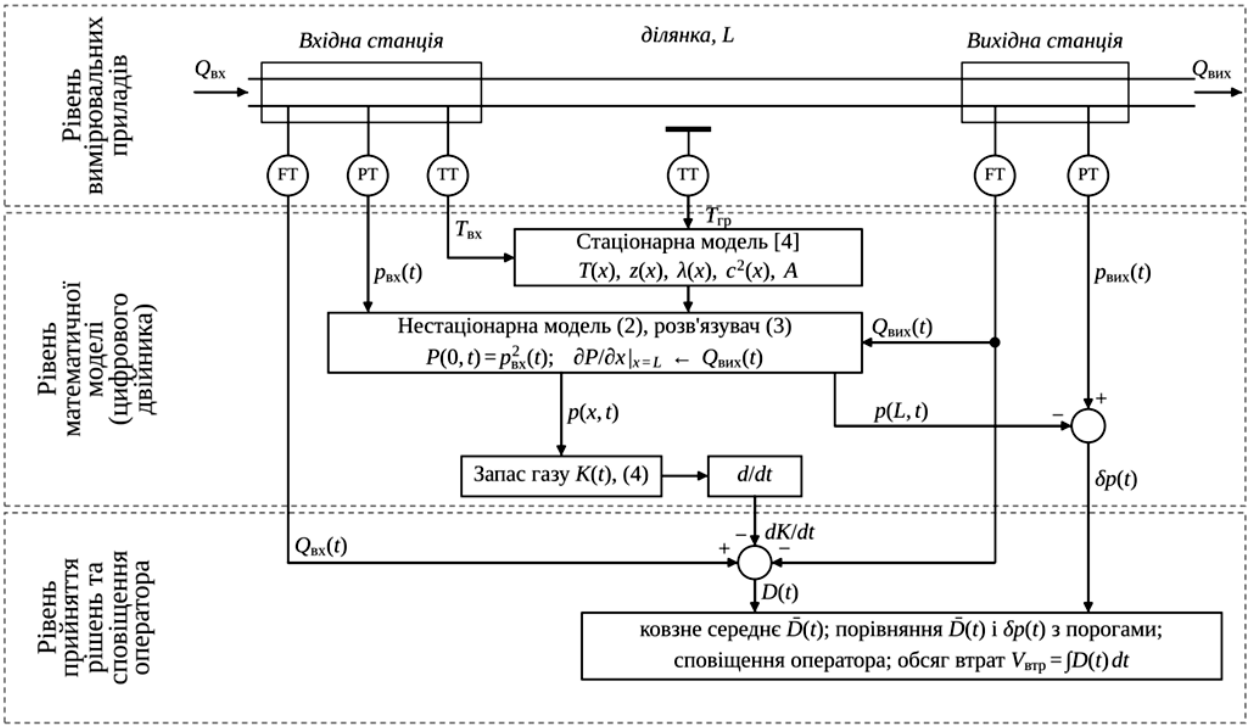


Рисунок 1 – Структурна схема автоматизованої системи моніторингу втрат газу

Якщо знехтувати інерційним і конвективним доданками, після підстановки $P = p^2$ і лінеаризації рівняння руху газу зводяться до рівняння параболічного типу [5], а модель є змішаною крайовою задачею

$$\partial P/\partial t = A\,\partial^2 P/\partial x^2, \quad 0 < x < L, \quad t > 0; \quad P(x,0) = P_0(x);$$
$$P(0,t) = p_{вх}{}^2(t); \quad \partial P/\partial x|_{x=L} = -\lambda c^2 q_{вих}|q_{вих}|/(DS^2), \qquad (2)$$

де $A = DSp_{ср}/(\lambda q_m)$ — коефіцієнт рівняння, м²/с; λ, c^2 — середні по довжині значення; D, S — діаметр і площа перерізу труби; $p_{ср}$, q_m — середній тиск і масова витрата базового режиму; $q_{вих} = \rho_{ст} Q_{вих}$ — масова витрата на виході; $\rho_{ст}$ — густина газу за стандартних умов; $P_0(x)$ — стаціонарний розподіл.

Граничні умови вибрано з огляду на роботу системи. На вході тиск підтримує компресорна станція, тому виміряний тиск $p_{вх}(t)$ задає умову першого роду. На виході відбір визначає споживач, тому виміряна витрата $Q_{вих}(t)$ через рівняння руху моделі задає умову другого роду [6]. Тиск на виході $p(L, t)$ і витрата на вході є відгуком моделі. Отже, виміряна витрата на вході $Q_{вх}(t)$ у модель не входить і залишається незалежною величиною для балансу (1), а виміряний тиск на виході $p_{вих}(t)$ — для другої ознаки втрат, відхилення тиску $\delta p(t) = p_{вих}(t) - p(L, t)$. Якщо газ витікає між станціями, фактичний тиск на виході стає нижчим за розрахований моделлю без втрат, і відхилення тиску зміщується від нуля.

Задачу (2) розв'язують методом скінченних різниць за явною схемою

$$P_i^{j+1} = (1 - 2r)P_i^j + r(P_{i+1}{}^j + P_{i-1}{}^j), \quad r = A\Delta t/\Delta x^2 \le 1/2, \qquad (3)$$

яка обчислює новий часовий шар без розв'язування систем рівнянь і тому придатна для роботи в реальному часі [7]. За розв'язком у кожен момент часу обчислюють запас газу, зведений до стандартних умов:

$$K(t) = S/(\rho_{ст} c^2) \cdot \int_0^L p(x,t)\,dx. \qquad (4)$$

Рівень прийняття рішень та сповіщення оператора. Пороги для дисбалансу $D(t)$ і відхилення тиску $\delta p(t)$ встановлюють за їх розкидом у режимі без втрат. Ознакою втрат є не одноразовий викид, а систематична складова — стійке зміщення ковзного середнього дисбалансу за межі порогової смуги, яке не зникає з часом. Обсяг втрат за період від t_1 до t_2 отримують інтегруванням дисбалансу: $V_{втр} = V_{вх} - V_{вих} - \Delta K$, де $V_{вх}$, $V_{вих}$ — об'єми газу, що надійшли в ділянку і вийшли з неї, м³; ΔK — зміна запасу газу за цей період, м³.

Оцінка рівня математичної моделі. Здатність моделі (2) компенсувати зміну запасу газу оцінено обчислювальним експериментом для ділянки довжиною 122 км (внутрішній діаметр 1388 мм, витрата 3510 тис. м³/год) у режимі без втрат. Дані з інтервалом 1 хв розраховано за моделлю руху газу з інерційним доданком з урахуванням похибок вимірювань: споживач за 15 хв зменшував відбір на 15 %, а через 3 год так само повертав його. Стала релаксації ділянки становить близько 52 хв, тому перехідний процес тривав кілька годин.

Під час перехідного процесу запас газу в ділянці зростав на $3{,}3\cdot10^5$ кг, а різниця витрат на вході й виході досягала 517 тис. м³/год, тобто 15 % витрати. Некомпенсований баланс сприйняв би таку різницю як втрати. Модель (2) та рівняння (4) дають можливість відтворити зміну запасу газу з похибкою не більше 3 % і таким чином показати, чи наявні фактичні втрати, що не пов'язані зі зміною кількості газу в трубопроводах.

У модельованому прикладі масив витрати газу характеризується середньоквадратичним відхиленням (СКВ) 16,5 тис. м³/год (0,47 % витрати) і короткочасними «вибігами» до 63 тис. м³/год через округлення виміряного тиску. Тиск на виході математична модель відтворює з найбільшою похибкою 0,19 атм (СКВ 0,064 атм). Відхилення тиску чутливе до похибки добутку λc^2: 0,14–0,22 атм на 1 %. Тому параметри стаціонарної моделі слід періодично уточнювати за даними усталених режимів [4], і цю операцію система може виконувати автоматично.

Висновки. Запропоновано структуру автоматизованої системи моніторингу втрат газу, у якій метод компенсованого балансу поєднано з параболічною моделлю нестаціонарного руху газу. Така структура системи забезпечує виявлення втрат газу під час нестаціонарних режимів руху газу. У режимі без втрат компенсація зменшує хибний дисбаланс перехідного режиму з 15 % витрати (найбільше значення) до 0,47 % (СКВ) зі сплесками до 1,8 %. Подальші дослідження спрямовано на моделювання втрат різної інтенсивності для визначення мінімального порогу виявлення втрат і на локалізацію місця втрат за відхиленням розподілу тиску.

Список літератури

1. Korlapati N. V. S., Khan F., Noor Q., Mirza S., Vaddiraju S. Review and analysis of pipeline leak detection methods. *Journal of Pipeline Science and Engineering*. 2022. Vol. 2, No. 4. Art. 100074.
2. Yin X., Wen K., Huang W., Luo Y., Ding Y., Gong J., Gao J., Hong B. A high-accuracy online transient simulation framework of natural gas pipeline network by integrating physics-based and data-driven methods. *Applied Energy*. 2023. Vol. 333. Art. 120615. DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.120615.
3. Матіко Ф. Д., Джигирей В. О., Костик І. В., Данильців Б. М. Алгоритм визначення обсягів втрат природного газу за умови вимірювання його параметрів на виході газопроводу. *Вісник КПІ. Серія Приладобудування*. 2023. Вип. 66(2). С. 66–74.
4. Матіко Ф. Д., Данильців Б. М. Методика ідентифікації параметрів математичної моделі стаціонарного режиму руху газу на основі експериментальних даних. *Перспективні технології та прилади*. 2026. Вип. 28. С. 46–53.
5. Osiadacz A. J., Gburzyńska M. Selected mathematical models describing flow in gas pipelines. *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 2. Art. 478. DOI: 10.3390/en15020478.
6. Gugat M., Krug R., Martin A. Transient gas pipeline flow: analytical examples, numerical simulation and a comparison to the quasi-static approach. *Optimization and Engineering*. 2023. Vol. 24, No. 1. P. 425–446. DOI: 10.1007/s11081-021-09690-4.
7. Chapra S. C., Canale R. P. Numerical methods for engineers. 8th ed. New York : McGraw-Hill Education, 2021.

УДК 681.5

Владислав Єрмолай, *здобувач освіти групи 3-045,*
Сергій Цвіркун, *кандидат технічних наук,*
Олександр Митрофанов, *доктор філософії,*
Криворізький фаховий коледж Національного університету
«Київський авіаційний інститут»
e-mail: mytrofanov@krfk.kai.edu.ua

Моделювання процесу автоматичного регулювання температури теплотехнологічного об'єкта

Підтримання температурного режиму є одним із завдань автоматизації теплотехнологічних процесів. У виробництві залізорудних котунів зміни параметрів газоповітряних потоків впливають на умови термічного оброблення матеріалу. Дослідження таких взаємозв'язків і способів керування ними наведено у працях [1–3]. Для аналізу окремого температурного контуру доцільно застосувати спрощений опис, який дозволяє простежити вплив теплової інерції, транспортного запізнення та зовнішнього збурення на перебіг перехідного процесу.

Мета роботи - реалізувати в MATLAB/Simulink модель замкненого температурного контуру з ПІД-регулятором та оцінити якість регулювання при зміні заданого значення і введенні теплового збурення. Розглядається умовний теплотехнологічний об'єкт. Його параметри прийняті для модельного дослідження, а не визначені шляхом ідентифікації промислової установки.

Модель об'єкта побудовано в змінних відхилення від початкового рівноважного режиму. Теплову інерцію подано аперіодичною ланкою першого порядку, а запізнення введено в канал керування:

$$\tau \cdot d\theta(t)/dt + \theta(t) = K \cdot \Delta u(t - L) + d(t). \qquad (1)$$

Тут $\theta(t) = T(t) - T_0$ — відхилення температури, °C; $\Delta u(t) = u(t) - u_0$ — відхилення керуючої команди; K — коефіцієнт підсилення; τ — стала часу; L — транспортне запізнення; d(t) — еквівалентне теплове збурення, °C. Збурення прикладається до входу інерційної ланки. Нормована команда u(t) характеризує підведення теплоти та обмежена діапазоном від 0 до 1.

Прийнято T_0 = 300 °C, u_0 = 0,50, K = 100 °C/од., τ = 180 с, L = 15 с. Початкове відхилення температури дорівнює нулю. Модель не враховує просторовий розподіл температури, хімічні перетворення матеріалу та взаємний вплив технологічних зон.

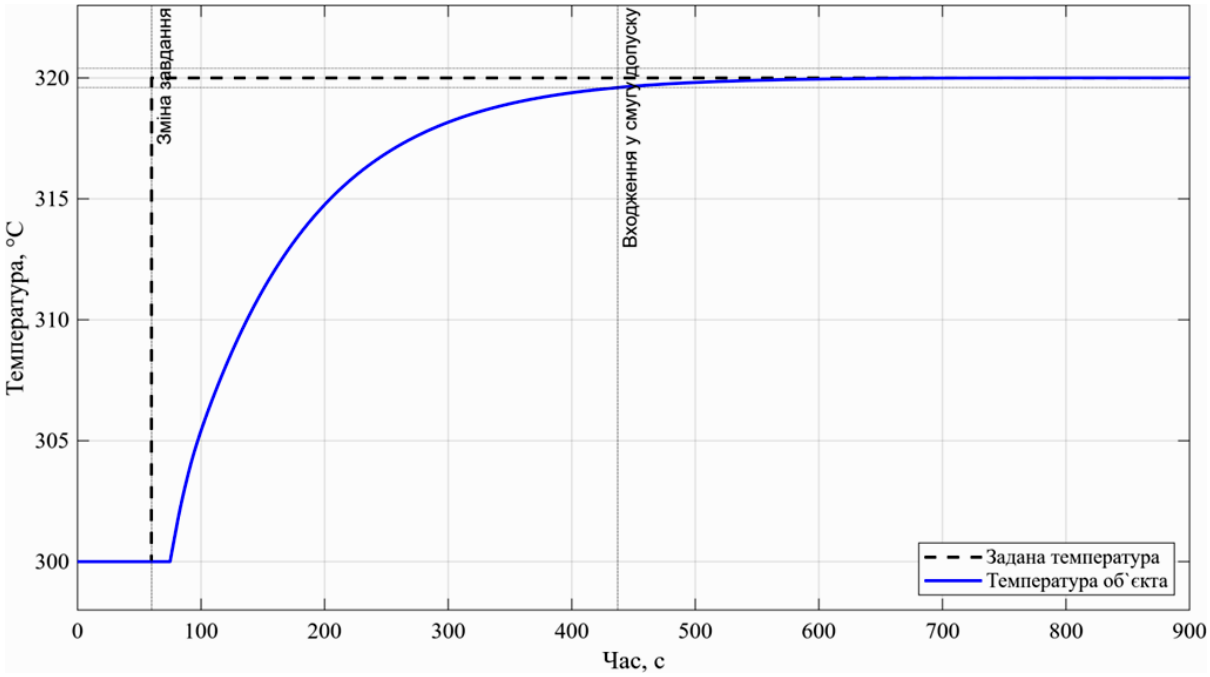
Похибка e(t) визначається як різниця між заданою і поточною температурою. У замкненому контурі використано ПІД-регулятор із фільтрацією диференціальної складової. До обмеження вихідного сигналу його дія описується співвідношенням:

$$\Delta U(s) = [K + K_i/s + Kd \cdot N \cdot s/(s + N)] \cdot E(s). \qquad (2)$$

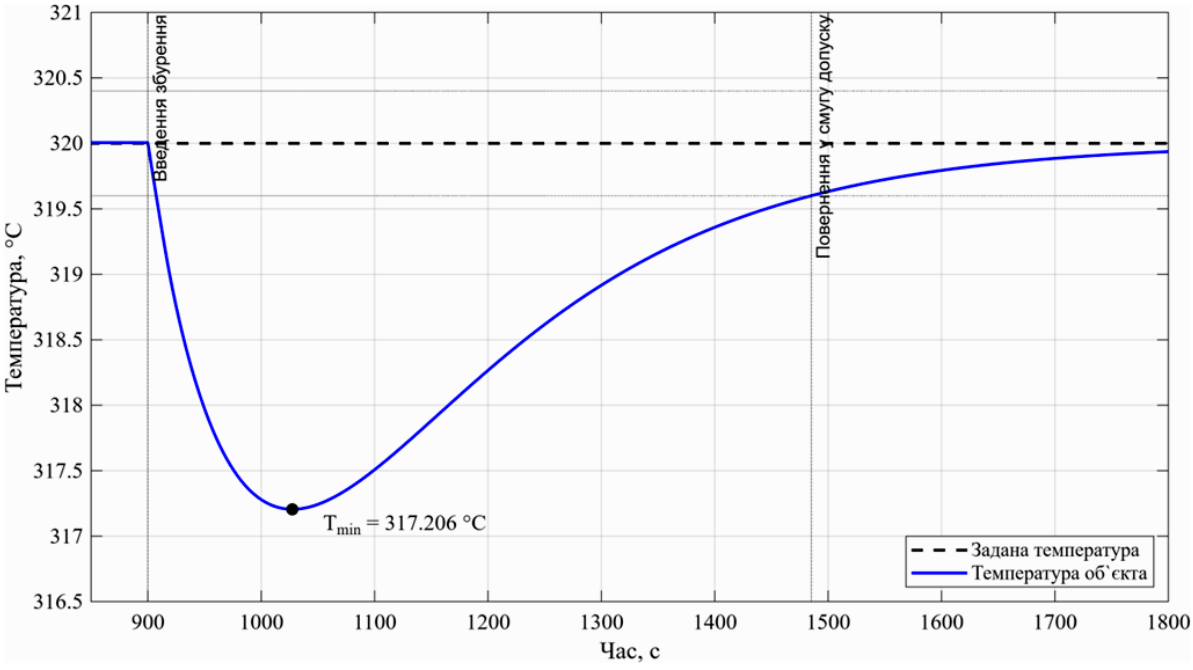
Коефіцієнти регулятора становлять K□ = 0,018 од./°C, K_i = 0,00010 од./(°C·с), Kd = 0,12 од.·с/°C; коефіцієнт фільтра N = 0,2 $с^{-1}$. Вихід Δu обмежено значеннями від −0,50 до 0,50. Для запобігання накопиченню інтегральної складової під час насичення застосовано умовне припинення інтегрування. Оптимізацію налаштувань регулятора в цій роботі не виконували.

Моделювання проведено на інтервалі 0–1800 с методом Рунге — Кутти четвертого порядку з фіксованим кроком 0,2 с. На 60-й секунді задану температуру підвищено від 300 до 320 °C. На 900-й секунді введено постійне збурення d = −10 °C. Це значення характеризує

еквівалентний вплив на об’єкт, а не миттєве зниження його температури на 10 °С. Перехідні процеси наведено на рисунку 1.



а



б

а - відпрацювання зміни завдання; б - компенсація теплового збурення

Рисунок 1 - Перехідні процеси температурного контуру:

Для оцінювання тривалості регулювання прийнято смугу 320 ± 0,4 °С. Допуск ±0,4 °С відповідає ±2 % величини зміни завдання, яка становить 20 °С. Після зміни завдання час регулювання визначали до моменту входження температури в цю смугу та перебування в ній до введення збурення; після збурення — до повернення у смугу з подальшим перебуванням у ній до завершення розрахунку. Основні результати наведено в таблиці 1.

Таблиця 1 - Показники змодельованого температурного контуру

Показник	**Значення**
Час регулювання після зміни завдання, с	377,2
Мінімальна температура після збурення, °С	317,206
Найбільше зниження відносно завдання після збурення, °С	2,794
Час повернення у смугу допуску після збурення, с	585,2
Температура наприкінці моделювання, °С	319,937
Похибка наприкінці моделювання, °С	0,063

Після зміни завдання (рис. 1, а) температура входить у смугу допуску на 437,2 с, тобто через 377,2 с від початку дії нового завдання.

Через запізнення в каналі керування реакція температури починається пізніше за зміну керуючої команди. За отриманими даними перехід до нового режиму відбувається з незначним перерегулюванням.

Після введення збурення (рис. 1, б) температура досягає мінімуму приблизно на 1027,6 с. Регулятор компенсує відхилення збільшенням керуючої команди, яка переходить від рівня близько 0,70 до 0,80.

Повернення температури у прийняту смугу відбувається на 1485,2 с. Ця часова позначка відповідає тривалості відновлення 585,2 с від моменту введення збурення.

Отже, за прийнятих параметрів модель демонструє відпрацювання зміни завдання та компенсацію постійного теплового збурення в межах заданих обмежень керуючого сигналу. Отримані показники характеризують один розрахунковий режим і не доводять оптимальності налаштувань чи стійкості до довільної зміни параметрів. Модель може слугувати основою для подальшого порівняння налаштувань регулятора та дослідження впливу запізнення.

Список літератури

1. Lobov V., Lobova K., Mytrofanov O. Determining the influence of parameters for gas-air flows on the thermal process of producing iron ore pellets. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2019. Vol. 2, no. 2 (98). P. 43–54. DOI: 10.15587/1729-4061.2019.163278.
2. Митрофанов О. В. Автоматизоване керування газотеплоносійними потоками на конвеєрній випалювальній машині. Вчені записки ТНУ імені В. І. Вернадського. Серія: Технічні науки. 2019. Т. 30 (69), № 2, ч. 1. С. 149–154.
3. Митрофанов О. В. Комплексна математична модель для дослідження термічного оброблення обкотишів на конвеєрній випалювальній машині. Вісник Криворізького національного університету. 2019. Вип. 49. С. 84–89. DOI: 10.31721/2306-5451-2019-1-49-84-89.

UDC 631.3:004.8

Anatolii Matsui, *Dr. of Tech. Sc., Prof.*
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: matsuyan@ukr.net

Integration of information technology, the Internet of things and artificial intelligence in automated control systems for agricultural machinery

The current development of the agri-industrial sector is characterised by a gradual transition from traditional methods of organising production to digital technologies that enable the monitoring, analysis and automated control of agricultural processes.

A key aspect of this transition is the smartification of agricultural machinery, which involves the use of sensor systems, wireless communication, satellite navigation and artificial intelligence algorithms.

A report by the Food and Agriculture Organisation of the United Nations (FAO) highlights the potential of automation to enhance productivity, resource efficiency and the sustainability of agri-food systems. At the same time, the uptake of such technologies is hampered by financial constraints, a lack of infrastructure and a shortage of digital skills [1].

One of the current challenges is the lack of integration between information systems and the direct control circuits of agricultural machinery.

Collecting information on the condition of the soil, crops, machinery and the environment does not, in itself, guarantee an increase in production efficiency. It is essential to ensure that the data obtained is converted into well-founded control objectives, with subsequent monitoring of their implementation.

This issue takes on particular significance when operating tractor-mounted machinery working under conditions of variable load and uneven ground conditions in the areas being cultivated. Using fixed settings for the working parts can lead to excessive use of seeds, fertilisers and plant protection products, as well as sub-optimal use of energy resources.

The aim of this work is to justify an approach to the integration of information technology, the Internet of Things (IoT) and artificial intelligence into an automated control system for agricultural machinery, with a view to improving the precision of operational procedures and ensuring the efficient use of material and energy resources.

To improve the efficiency of agricultural machinery, it is advisable to implement an integrated information and control system based on a closed-loop principle.

The proposed concept envisages the operation of five interconnected subsystems.

The first subsystem comprises sensors for measuring the machine’s speed, the position of its working parts, the consumption of process materials, the load on the electric drives, and other measuring instruments. Where necessary, data from GNSS navigation, weather stations, satellite imagery and unmanned aerial vehicles are utilised.

The second subsystem is designed for the transmission and integration of information; this may involve the use of local wireless networks, telemetry channels, industrial interfaces and data exchange systems compatible with agricultural machinery.

It is advisable to carry out initial data processing directly on board the machine in order to reduce the dependence of operational control on the availability of an external network.

The third subsystem uses machine learning algorithms to identify patterns in measurements, assess the current state of the manufacturing process and predict changes in it. For example, the model can determine whether the material feed rate needs adjusting based on current sensor readings, the unit’s coordinates and historical data.

The choice of a specific algorithm depends on the type of task. Regression models and ensemble algorithms may be used to predict numerical parameters; decision trees or support vector methods may be used to classify equipment states; and convolutional neural networks may be used for image analysis. The model must be trained on representative data and validated against an independent sample.

In the fourth subsystem, the results of the intelligent analysis are converted into control tasks for the control system. Depending on the process operation, this may involve adjusting the speed of movement, the rotational speed of the electric drive, the dispenser's output, or the material application rate.

The results of the artificial intelligence's operations must be constrained within permissible process parameters and checked for compliance with safety requirements.

In the fifth subsystem, the controller transmits commands to the actuators, whilst sensors record the actual operating parameters.

Comparing set point and actual values makes it possible to determine the control error and adjust the control actions. Thus, it is appropriate to use artificial intelligence for state estimation and task formulation, and deterministic automatic control algorithms for performing critical control functions.

For the practical implementation of the proposed system, it is advisable to envisage three stages: modelling of algorithms using historical or experimental data; bench-top testing of the interaction between the intelligent module and the controller; and field trials involving a comparison of the results with those of the baseline control system. Separately, it is necessary to verify the algorithms' robustness against sensor errors, communication delays and load variations.

Thus, an analysis of scientific literature has confirmed the potential for integrating the IoT, artificial intelligence and automated control systems to improve the operational efficiency of agricultural machinery. It has been established that the main direction for improvement lies in the transition from the autonomous collection of operational data to its use within a closed-loop automated control system.

A conceptual approach is proposed for the development of an intelligent information and control system, integrating a sensor subsystem, data transmission means, machine learning algorithms, a controller and actuators.

The practical value of the proposed concept lies in creating the conditions for improving control accuracy, the rational use of operational resources and a rapid response to changing operating conditions. Further research should focus on the development and training of artificial intelligence models, the experimental validation of algorithms and the quantitative assessment of the system's technical and economic efficiency.

References

1. FAO. The State of Food and Agriculture 2022: Leveraging agricultural automation for transforming agrifood systems. Rome: Food and Agriculture Organization of the United Nations, 2022. DOI: 10.4060/cb9479en
2. Shaikh T. A., Rasool T., Lone F. R. Towards leveraging the role of machine learning and artificial intelligence in precision agriculture and smart farming. Computers and Electronics in Agriculture. 2022. 198. 107119. DOI: 10.1016/j.compag.2022.107119
3. Muhammed D. et al. Artificial Intelligence of Things (AIoT) for smart agriculture: A review of architectures, technologies and solutions. Journal of Network and Computer Applications. 2024. 228. 103905. DOI: 10.1016/j.jnca.2024.103905
4. Miller T., Mikiciuk G., Durlik I. et al. The IoT and AI in Agriculture: The Time Is Now – A Systematic Review of Smart Sensing Technologies. Sensors. 2025. 25. 12. 3583. DOI: 10.3390/s25123583
5. Paraforos D. S., Sharipov G. M., Griepentrog H. W. ISO 11783-compatible industrial sensor and control systems and related research: A review. Computers and Electronics in Agriculture. 2019. 163. 104863. DOI: 10.1016/j.compag.2019.104863
6. Hussain I., Han X., Zhang Z. et al. Enhancing precision agriculture with advanced variable-rate spraying and autonomous vehicles: A comprehensive review. Computers and Electronics in Agriculture. 2025. DOI: 10.1016/j.compag.2025.110812

UDC 629.7.05:681.5

Dmytro Khomenko, *student of group AK-25M*
Anastasia Tkachenko, *student of group EE-24*
Iryna Bereziuk, *Cand. of Tech. Sc., Associate Professor*
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: shapovalovai@ukr.net

Improvements to the measurement and control loop of the automatic cabin pressure regulation system

Maintaining the set air pressure in an aircraft's pressurised cabin is a key task in the automation of aviation life-support systems. The quality of regulation is determined not only by the control algorithm, but also by the accuracy of pressure measurement, the dynamics of the actuators and the system's ability to respond to changes in flight conditions. Therefore, a comprehensive approach combining improvements to the measurement channel and the automatic control algorithm is essential.

The scientific literature has examined several methods for improving the performance of the cabin pressure control system. Wang and colleagues proposed a fuzzy PID controller, the parameters of which are optimised using the 'grey wolf' algorithm; the authors investigated the reduction of overshoot and control time based on modelling [1]. Chaurasiya and colleagues developed a dynamic model of the pressure control system, taking into account airflows and the operation of valve elements [2]. Zhang and colleagues proposed an adaptive control reconfiguration to compensate for sensor and actuator failures [3].

This review demonstrates that control algorithms, system modelling and fault tolerance are important areas of research. At the same time, when improving the system in practice, it is necessary to evaluate the properties of the measurement channel and the controller in a coordinated manner. Errors, delays or instability in the sensor signal can affect the generation of the control action, even if the control algorithm possesses the appropriate properties. The materials presented in this Master's thesis include an examination of a jet-convective transducer and a fuzzy controller; their comparative advantages must be confirmed by separate calculations or experiments.

The aim of this work is to justify a comprehensive approach to improving the system for measuring and automatically regulating pressure in an aircraft's pressurised cabin by combining a measuring transducer with a fuzzy control algorithm, and to define criteria for assessing the quality of the system.

The novelty lies in the justification of a comprehensive approach to assessing the mutual influence of the characteristics of the measurement channel and the fuzzy pressure control algorithm. Rather than considering these components in isolation, it is proposed to evaluate the system using a coordinated set of indicators: measurement error, measurement channel response time, root mean square control error, overshoot and control time.

To verify the proposed approach, it is advisable to compare at least two model variants: a basic control system and a system with a fuzzy controller and the measurement channel under investigation. Under identical initial conditions and identical disturbances, it is necessary to determine the transient response, maximum overshoot, control time and rate of pressure change. The influence of measurement error and delay on the control signal should be assessed separately.

The proposed design involves measuring the pressure, comparing its current value with a setpoint, determining the error and the rate of change of the error, processing these signals using a fuzzy controller, and sending a control signal to the exhaust valve's actuator. It is advisable to investigate the use of a jet-convection transducer as one of the possible options for the measuring channel. The choice of the final design should be based on a comparison of accuracy, response time, repeatability of readings, temperature stability and immunity to interference.

A fuzzy controller can utilise two input parameters: the control error *e(t)* and the rate of change of the error *de(t)/dt*. The control action applied to the valve is generated according to the rules of fuzzy inference. This approach allows for the various states of the system to be taken into account without the need for a single linear control law applicable to all operating modes. The structure of the proposed integrated control loop is shown in Fig. 1.

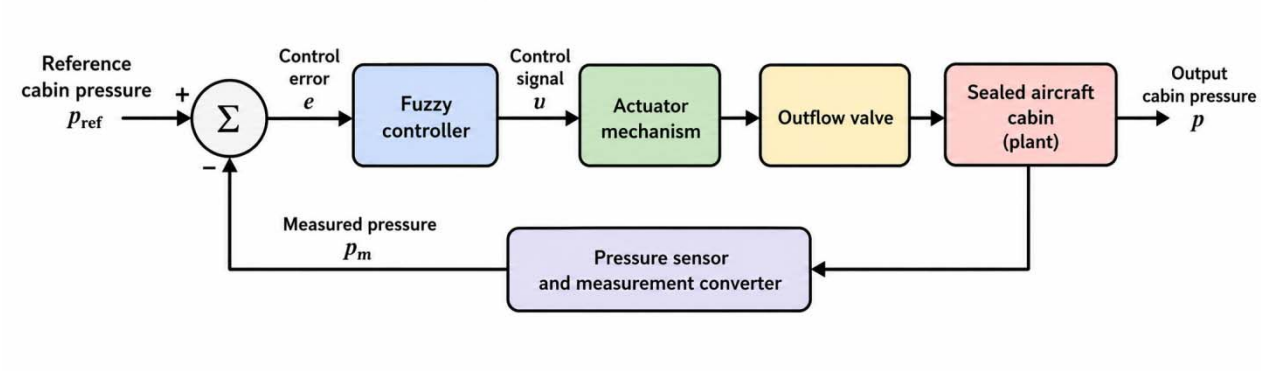


Figure 1 – Block diagram of an integrated system for measuring and fuzzy control of pressure in a pressurised aircraft cabin

The diagram shows the main control loop and the feedback from the transducer. The measured pressure value is compared with the setpoint, and the fuzzy controller generates a signal for the actuator. The diagram represents a proposed structure for further investigation, rather than a verified result of experimental testing.

To compare the basic and improved systems, it is appropriate to use the root mean square control error. Additional criteria should include maximum overshoot, control time, maximum rate of pressure change, measurement error and sensor response time. The comparison must be carried out under identical initial conditions and disturbances.

The case has been made for a comprehensive analysis of the measurement channel and the fuzzy controller in a pressurised aircraft cabin pressure maintenance system. A feedback loop structure has been proposed and criteria for further comparative evaluation have been defined. The quantitative advantage of the proposed solution has not yet been established, as modelling and/or experimental studies under various flight conditions are required to confirm it.

Further research should focus on developing a mathematical model of a pressurised cabin, taking into account the dynamics of air inflow and outflow, the parameters of the exhaust valve and the measurement channel error; tuning the membership functions and rule base of the fuzzy controller; and conducting comparative simulations under various flight conditions and disturbances. An important task is to quantitatively assess the influence of measurement error and delay on the root mean square error of control, maximum overshoot, control time and the rate of pressure change. The next stage should involve verifying the results obtained on an experimental test bench or using available test data, which will enable an assessment of the practical applicability of the proposed integrated approach.

References

1. Wang S., Meng F., Yang Y., Yang C. Research on the cabin pressure control system based on the gray wolf fuzzy PID algorithm. Journal of Physics: Conference Series. 2024. 2764. 012078. DOI: https://doi.org/10.1088/1742-6596/2764/1/012078.
2. Chaurasiya K. L., Bhattacharya B., Varma A. K., Rastogi S. Dynamic modeling of a cabin pressure control system. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part G: Journal of Aerospace Engineering. 2020. 234(2). 401–415. DOI: https://doi.org/10.1177/0954410019867578.
3. Zhang Z., Yang Z., Xiong S., Chen S., Liu S., Zhang X. Simple Adaptive Control-Based Reconfiguration Design of Cabin Pressure Control System. Complexity. 2021. 6635571. DOI: https://doi.org/10.1155/2021/6635571.

УДК 621.9.06:681.5

Микола Бережний, *студент групи АК-25МЗ*
Анатолій Мацуй, *д-р техн. наук, професор*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: matsuyan@ukr.net

Адаптивне керування процесом обробки деталей на станках з ЧПК для підвищення їх точності

Підвищення точності механічної обробки є одним із ключових завдань автоматизації машинобудівного виробництва. Використання верстатів із числовим програмним керуванням (ЧПК) забезпечує повторюваність технологічних операцій, автоматизацію переміщень робочих органів і можливість реалізації складних алгоритмів керування. Водночас фактичні розміри оброблених деталей залежать не лише від точності керуючої програми, а й від геометричних похибок обладнання, теплових деформацій, сил різання, зношування інструмента та динамічних властивостей приводів. Отже, актуальним є розроблення адаптивного алгоритму, який буде забезпечувати коригування керування на підставі оціненої похибки обробки з урахуванням технічних можливостей верстата та допустимих режимів різання. Сучасні дослідження точності верстатів із ЧПК охоплюють вимірювання, математичне моделювання та компенсацію геометричних, кінематичних, теплових і навантажувальних похибок. У роботі Zhang та співавторів систематизовано методи вимірювання, ідентифікації та компенсації геометричних похибок верстатів, а також визначено проблеми забезпечення об’ємної точності [1]. Показано, що програмна компенсація відхилень траєкторії може бути економічно доцільною альтернативою виключно конструктивному підвищенню точності обладнання. Окремий напрям становить компенсація теплових похибок. У дослідженні 2025 року розглянуто адаптивне моделювання, компенсацію та методи підвищення теплової стабільності верстатів за мінливих умов експлуатації [2]. Автори наголошують на складності реалізації компенсації в реальному часі, коли вплив теплових і механічних чинників змінюється протягом роботи обладнання. Wang та співавтори проаналізували застосування методів машинного навчання для прогнозування та компенсації теплових похибок верстатів із ЧПК [3]. Такі методи дають змогу встановлювати залежності між температурними параметрами та похибками позиціювання, проте потребують достатніх обсягів репрезентативних даних і перевірки здатності моделей працювати за умов, відмінних від тих, на яких їх навчали. У роботі з калібрування верстатів розглянуто комплексний підхід до вимірювання, моделювання та компенсації похибок, включно з квазістатичними, динамічними, навантажувальними й тепловими складовими [4]. Іншим перспективним напрямом є використання цифрових двійників для ідентифікації похибок, об’єднання різнорідних даних і реалізації замкненого контуру адаптивного керування [5]. Таким чином, сучасні дослідження підтверджують перспективність переходу від попереднього налаштування верстата до керування з урахуванням фактичного стану технологічного процесу. Водночас практична реалізація такого підходу на модернізованому обладнанні потребує узгодження точності вимірювань, складності математичної моделі, швидкодії контролера та обмежених можливостей приводів.

Метою роботи є розроблення структури адаптивного керування процесом точіння, спрямованої на підвищення точності обробки деталей шляхом оцінювання похибки та коригування керуючих впливів у межах допустимих технологічних режимів. Для підвищення точності обробки пропонується використати замкнений контур коригування, який доповнює базову систему ЧПК блоком оцінювання похибки та формування коригувального впливу. Структура системи передбачає взаємодію таких компонентів: керуюча програма, мікропроцесорний контролер, привод подачі, технологічний процес, засіб вимірювання або

оцінювання похибки та блок адаптивного коригування. На кожному контрольному етапі визначається відхилення фактичного параметра обробленої деталі від заданого значення. На основі отриманої похибки формується коригувальний вплив. Знак коригування має узгоджуватися з напрямком відхилення та кінематикою конкретного верстата. Перед практичним застосуванням необхідно врахувати чутливість розміру деталі до переміщення інструмента, похибки вимірювання, запізнення зворотного зв'язку та можливість виникнення коливань у контурі керування.

Алгоритм функціонування системи передбачає такі етапи (рис.1).

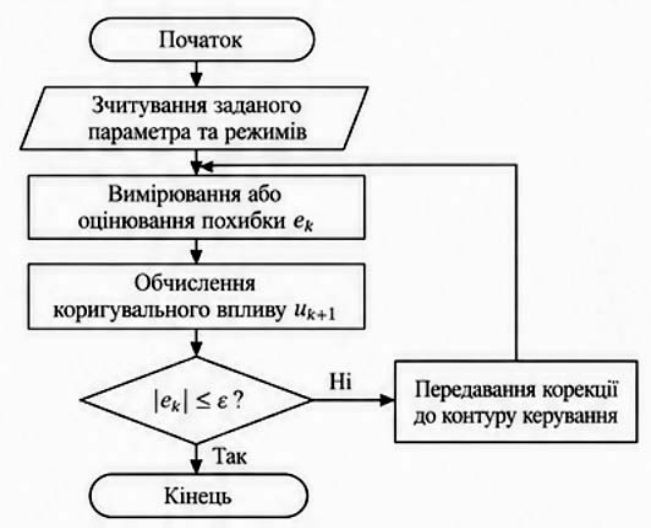


Рисунок 1 – Блок-схема алгоритму адаптивного коригування

Важливо, що коригування може реалізовуватися як між проходами за результатами вимірювання готової поверхні, так і в процесі обробки за наявності відповідних датчиків, вимірювального каналу та достатньої швидкодії системи. Ці режими потребують різних алгоритмів і не повинні ототожнюватися. Ефективність запропонованого алгоритму доцільно оцінювати за середньою абсолютною похибкою обробки. Порівняння потрібно виконувати за однакових умов обробки для базового та адаптивного алгоритмів. Додатково слід оцінити розкид похибок, тривалість циклу, частоту виходу на технологічні обмеження та повторюваність результатів.

Практична реалізація підходу потребує обґрунтування способу вимірювання похибки, налаштування коефіцієнтів коригування і перевірки стійкості системи. Подальші дослідження мають бути спрямовані на моделювання та експериментальне порівняння базового і адаптивного алгоритмів, що дасть змогу кількісно встановити його вплив на точність обробки та продуктивність верстата.

Список літератури

1. Zhang Z., Jiang F., Luo M., et al. Geometric error measuring, modeling, and compensation for CNC machine tools: A review. *Chinese Journal of Aeronautics*. 2024. Vol. 37(2). P. 163–198. DOI: https://doi.org/10.1016/j.cja.2023.02.035.
2. Weng L., Kizaki T., Ma Chi, Gao W., Kono D. A review of robust thermal error reduction of machine tools. *International Journal of Machine Tools and Manufacture*. 2025. Vol. 209. 104298. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ijmachtools.2025.104298.
3. Wang Y., Cao Y., Qu X., Wang M., Wang Y., Cheng Z. A review of the application of machine learning techniques in thermal error compensation for CNC machine tools. *Measurement*. 2025. Vol. 243. 116341. DOI: https://doi.org/10.1016/j.measurement.2024.116341.
4. Gao W., Ibaraki S. & other. Machine tool calibration: Measurement, modeling, and compensation of machine tool errors. *International Journal of Machine Tools and Manufacture*. 2023. Vol. 187. 104017. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ijmachtools.2023.104017.
5. Fu X., Song H., Li Sh., Lu Y. Digital twin technology in modern machining: A comprehensive review of research on machining errors. *Journal of Manufacturing Systems*. 2025. Vol.79. P. 134-161. DOI: https://doi.org/10.1016/J.JMSY.2025.01.005.

UDC 681.5:622.7

Yaroslav Les, *student of group AK-25M*
Andrii Oryshchenko, *student of group AK-26M*
Anatolii Matsui, *Dr. of Tech. Sc., Prof.,*
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: matsuyan@ukr.net

Improvements to the automatic control system for regulating the discharge density of a spiral classifier in the ore grinding cycle

Grinding and classification processes are among the most energy-intensive operations involved in preparing mineral raw materials for beneficiation. Their efficiency is determined not only by the capacity of the mills, but also by the stability of the product's particle size distribution, the 'ore-to-water' ratio and the operating conditions of the classification equipment. Variations in the density of the pulp in the classifier discharge affect the conditions for particle size separation, the circulating load and the quality of the product fed to subsequent beneficiation operations. Under real production conditions, process control is complicated by variations in the particle size distribution and physical and mechanical properties of the ore, fluctuations in its feed rate, irregularities in the water supply and transport delays. Traditional control based on the deviation of the measured density from a set value allows this parameter to be stabilised; however, it does not always ensure the optimal operation of the entire closed-loop grinding cycle. It is therefore essential to improve the structure of the control system, taking into account disturbances and the interrelationships between process parameters. Ukrainian research into the automation of ore grinding is aimed at improving control loops for throughput, mill feed rate and the ore-to-water ratio. In particular, research into the automation of sand grinding using a ball mill justifies the use of dual-loop control and the identification of the solid-to-liquid phase ratio [1]. The development of automatic control systems for the grinding process at ore dressing plants is also regarded as a means of improving the efficiency of the processing line [2].

International studies emphasise that local controllers form an essential basis for stabilising the process; however, to improve overall efficiency, it is advisable to employ multi-level algorithms that take into account the dynamics of the system, the limitations of the actuators and operational criteria [3, 4]. A review of the practical application of control systems in grinding and classification cycles shows that automation can help to improve productivity and operational stability, although the actual effect depends on the characteristics of the specific production process and must be confirmed by testing [4]. Therefore, a promising approach is to combine basic regulation of the discharge density with the monitoring of additional process parameters and the adaptation of control actions to changing operating conditions. Consequently, the aim of this work is to justify a direction for improving the automatic discharge density control system of a spiral classifier by taking into account the main disturbances, the dynamic properties of the system and information on the operating mode of the grinding cycle. The control object is a spiral classifier operating in a closed-loop system with a mill. The pulp density in the discharges has been selected as the controlled variable, whilst the water flow rate supplied to the classifier serves as the primary control action. The main disturbances include the solid-phase flow rate, the density and particle size distribution of the feed pulp, as well as variations in the water flows coming from adjacent process units.

To maintain the set density, it is advisable to use a closed-loop deviation control system. Depending on the sign and magnitude of the error, the controller generates a signal to the water supply valve's actuator. The algorithm must take into account the direction of the water's effect on the pulp density, the permissible flow rate limits and the rate of change of the control signal. To

compensate for the inertia of the process system, it is advisable to supplement the basic PID controller with measurement signal filtering, a limit on integral accumulation when the actuator is saturated, and a check on the reliability of the sensor readings. Further improvements to the system involve the use of a two-level control system. At the lower level, a PID controller stabilises the discharge density by adjusting the water flow. At the upper level, an algorithm assesses the current operating conditions based on data regarding ore throughput, mill drive power, water flow rate and pulp density, after which it can adjust the setpoint of the lower control loop within the process constraints. This structure (Fig. 1) allows density to be considered not in isolation, but as one of the operating parameters of the entire grinding and classification cycle.

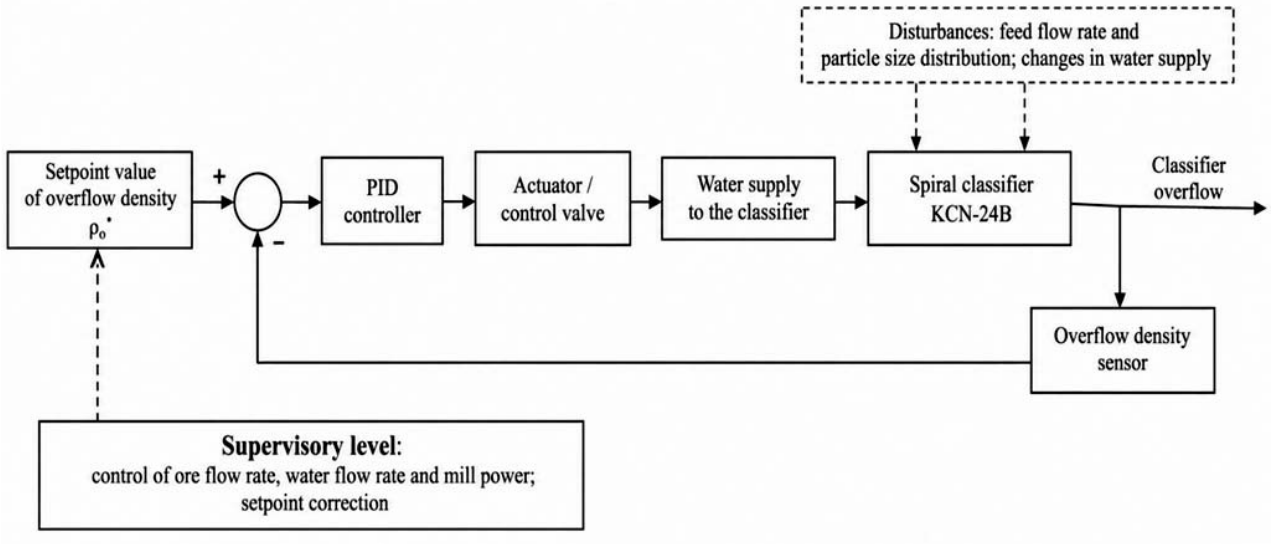


Figure 1 – Proposed structure of the automatic control system for spiral classifier overflow density

Additional signals relating to ore flow, water flow and mill power are fed to the upper control level to assess the operating conditions and adjust the controller setpoint.

The practical implementation of this approach requires verification of the quality of density measurements as the solids content varies, experimental identification of the classifier's dynamic characteristics, and the determination of acceptable control limits. It is advisable to compare the basic PID controller and the improved algorithm in terms of the root mean square deviation of density from the setpoint, the maximum dynamic deviation, the control response time and the total change in the control signal.

Thus, this paper demonstrates the merits of improving the spiral classifier discharge density control system by combining basic PID control with monitoring of additional grinding cycle parameters and setpoint adjustment by the higher-level control system. The proposed structure will reduce the impact of process disturbances, stabilise the pulp density and improve the coordination between the mill and the classifier. Further research should include modelling and experimental comparison of algorithms in terms of control quality and water consumption.

References

1. Мацуй А.М. Автоматизація процесів керування подрібненням пісків кульовим млином з урахуванням ідентифікації співвідношення руда/вода: автореф. дис....канд. техн. наук: 05.13.07. Кіровоград: Кіровоградський національний технічний університет, 2010. 20 с.
2. Кравченко О. Створення та дослідження системи автоматичного керування процесом подрібнення в лінії збагачення ГЗК. Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», 2022. URL: https://ir.nmu.org.ua/entities/publication/893577ca-3748-4714-8f5a-e5b2d79b6f0f (дата звернення: 13.10.2026).
3. Zhou P., Lu S., Yuan M., Chai T. Survey on higher-level advanced control for grinding circuits operation. Powder Technology. 2016. Vol. 288. P. 324–338. DOI: https://doi.org/10.1016/j.powtec.2015.11.010.
4. Bouffard S. C. Benefits of process control systems in mineral processing grinding circuits. Minerals Engineering. 2015. DOI: https://doi.org/10.1016/j.mineng.2015.06.006.

UDC 681.5:666.1

Serhii Rudenko, *student of group AK-25M*
Anna Slepchenko, *student of group AK-26M*
Anatolii Matsui, *Dr. of Tech. Sc., Prof.*,
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: matsuyan@ukr.net

Comprehensive automation of the glass ampoule manufacturing process based on a controlled electric drive and monitoring of process parameters

The manufacture of glass ampoules is a multi-stage manufacturing process in which the quality of the finished product is determined by the coordination of mechanical, thermal and forming operations. During the processing of the glass tube, the following steps are carried out: feeding and rotation of the tube, local heating, shaping of the ampoule's neck and body, cutting, annealing and subsequent inspection of geometric parameters. Any deviation from the specified conditions at any stage can lead to dimensional deviations, runout, uneven wall thickness and an increase in the number of rejects.

An analysis of the process equipment used in the manufacture of ampoules highlights the need to improve the control of the rotational speed of the carousel and the chucks, as well as to enhance the stability of temperature conditions. The use of outdated measuring instruments, manual monitoring of individual parameters and disparate control units limits the ability to promptly detect and rectify deviations. Therefore, a key priority is to develop a comprehensive automation system that ensures coordinated control of key process parameters and creates the conditions for improving the stability of product quality.

Research into the automation of glass-forming processes encompasses the development of systems for regulating the geometric parameters of products and controlling temperature conditions. In particular, D.G. Karpov and I.O. Yashkov examined the automatic regulation of the diameter of optical fibre channels during moulding from molten glass, focusing on the variability of process parameters and the influence of external disturbances [1]. V.S. Tsapar and A.I. Zhuchenko investigated robust temperature control of a glass-melting furnace, which demonstrates the importance of improving the stability of control systems in the face of changing operating conditions [2]. International research shows a trend towards the development of model-based and intelligent automation methods. R. Bacci di Capachi and his co-authors examined the construction of models of glass-melting furnaces for subsequent use in control systems [3]. In their paper, V.A. Ganyavin and his co-authors proposed a methodological approach to the development of hardware and software tools for debugging and verifying real-time control algorithms for the actuators of a glass-forming machine [4]. Recent research also demonstrates the potential for intelligent optimisation of forming modes based on production data [5].

At the same time, more complex algorithms do not eliminate the need for a reliable lower level of automation: measuring parameters, stabilising drive speeds, monitoring temperature and protecting equipment. For a specific ampoule production line, the priority is to create a coordinated system in which electric drive control is combined with the monitoring of process parameters and product quality control.

The aim of this work is to justify the structure of an integrated automation system for the production of glass ampoules, which ensures the stabilisation of the rotational speed of the carousel and the chucks, controls the temperature conditions, and improves the reproducibility of the geometric parameters of the finished products.

The technological process for manufacturing ampoules involves feeding glass tubes into moulds, rotating them, heating them with burner flames, shaping and cutting the products, annealing and cooling. In this sequence, the rotational speed of the carousel and the moulds, the temperature conditions during forming and annealing, and the control of the ampoules' geometric characteristics are of particular importance.

To improve the control of an electric drive, it is advisable to use closed-loop control systems that measure the actual speed and compare it with the setpoint. The technical solution developed in this study examines a dual-loop control system for a DC drive, comprising an internal armature current loop and an external electromotive force loop. This approach provides the basis for controlled speed variation; however, its practical effectiveness must be assessed taking into account static speed drop, dynamic characteristics and the actual loads on the mechanism.

The second component of comprehensive automation is the temperature control of the heating and annealing zones. Temperature measurement using thermocouples and automatic regulation of the heating elements' power enable deviations from the set operating conditions to be minimised. In this context, the control loop must take into account the thermal inertia of the object, the effect of changes in production rate, and the relationship between the temperature state of the glass and the moulding parameters.

The third component is the control of the ampoules' geometric parameters. It is advisable to monitor characteristic diameters and radial runout, as these indicators may reflect rotational instability, uneven heating or deviations from the forming conditions. Optical sensors or machine vision systems may be used for automated monitoring. The measurement results should be used to flag deviations, record quality data and subsequently analyse the causes of defects.

Based on the above provisions, a structure for a comprehensive automation system is proposed, comprising three functional subsystems: control of the carousel and chuck electric drives; monitoring and regulation of temperature conditions; and monitoring of the geometric parameters of the ampoules. Data exchange between the subsystems is handled by an industrial controller, whilst the operator panel displays current parameter values, fault messages and inspection results.

The proposed structure therefore lays the groundwork for the coordinated monitoring of mechanical and thermal parameters, the timely detection of deviations and the collection of data for quality analysis. However, the implementation of optical geometry inspection, the integration of subsystems and the assessment of the impact of integrated control require testing on specific equipment.

The use of closed-loop speed control, automatic temperature control and geometry measurement devices creates the conditions for improving the stability of the manufacturing process and reducing the risk of producing defective products. Further research should focus on experimentally validating the system, determining the accuracy of the control and assessing the impact of comprehensive automation on production quality and productivity.

References

1. Karpov D. G., Yashkov I. O. Development a system of automatic control bore of light guides during forming of the fluid glass. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2011. Vol. 1. 3(49). 17-19. DOI: https://doi.org/10.15587/1729-4061.2011.1891.
2. Tsapar V. S., Zhuchenko A. A. Synthesis and study of robust control system with H-controller to support a given temperature of glass-making furnace. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2011. №2. 7-9. URL: https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/en/article/view/1383.
3. Bacci di Capaci R., Musi L., Landi A., Sani L., Barmada S. Model-based Control of a Glass Melting Furnace. IFAC-PapersOnLine. 2024. Vol. 58. 14. 253-258. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2024.08.345.
4. Ganyavin V. A., Matushansky A. V., Mikhailidi D. Kh. Engineering of the automated control system of the glass forming machine technological process as a tool for forming the sectoral technological sovereignty. Стекло и керамика. 2024. Vol. 97. 12. 39-49. DOI: https://doi.org/10.14489/glc.2024.12.pp.039-049.
5. Pujatti M., Di Luca A., Peghini N., Monegaglia F., Cristoforetti M. Deep learning-based control optimization for glass bottle forming. Expert Systems with Applications. 2026. Vol. 299, part B. Article 130120. DOI: https://doi.org/10.1016/j.eswa.2025.130120.

UDC 669.18:681.5

Alina Tkachenko, *student of group AK-25M*
Valeria Orlenko, *student of group AK-26M*
Viktor Kalich, *Cand. of Tech. Sc., Professor*
Central Ukrainian National Technical University
e-mail: vmk041954@gmail.com

A model-based approach to ensuring the stability of continuous casting operating conditions

A continuous casting machine (CCM) is a complex piece of process equipment in which heat transfer and the crystallisation of the metal determine the formation of the solid shell, the temperature distribution across the cross-section and the quality of the finished billet. Changes in casting speed, steel temperature and secondary cooling conditions can lead to an uneven temperature distribution, an increase in thermal stresses and a higher risk of cracking. If the process develops unfavourably, the integrity of the shell may be compromised and molten metal may break through. Studies on continuous casting modelling have shown that mathematical models of heat transfer, crystallisation and thermomechanical behaviour can be used to analyse the temperature distribution and optimise process conditions [1]. Studies of secondary cooling control systems emphasise the benefits of combining computational models with real-time measurements of temperature and casting parameters [2, 3]. Optimisation approaches, in turn, enable the selection of cooling regimes whilst taking into account constraints relating to the quality of the cast billet [4]. At the same time, for practical control purposes, it is important not only to calculate the temperature but also to assess its non-uniformity, predict the possible development of a hazardous operating condition and adjust control actions taking into account the actual state of the object. This highlights the need to develop a comprehensive system combining a thermal model, a defect formation risk assessment module and an adaptive controller. The aim of this work is to formulate a concept for an adaptive control system for the steel crystallisation process on a continuous casting line, based on the assessment of the billet's thermal state, the prediction of defect risk and the optimisation of secondary cooling regimes. The thermal state of the billet can be described in general terms by the heat transfer equation

$$\rho c\square(\partial T/\partial t)=\nabla(\lambda\nabla T)+q_v, \quad (1)$$

where ρ – density of the metal; $c\square$ – specific heat capacity; T – temperature; t – time; λ – thermal conductivity; q_v – a volumetric heat source which, in a generalised model, can account for the thermal effects of phase transitions. For practical application, the model must be supplemented with initial and boundary conditions that take into account cooling in the mould, secondary cooling, thermal radiation and contact between the billet and the rollers.

To provide a rapid assessment of temperature inhomogeneity, it is proposed to use the index

$$\Delta T=T\square_{ax}-T\square_i\square, \quad (2)$$

where $T\square_{ax}$ and $T\square_i\square$ – the maximum and minimum temperatures in the selected controlled area.

The ΔT parameter characterises the temperature range but is not a direct measure of thermal stresses or the probability of crack formation. For a more accurate prediction, it is necessary to take into account spatial temperature gradients, the mechanical properties of steel at high temperatures, phase transformations and deformation conditions. The proposed system architecture comprises the following functional stages: 1) collection of process data – casting rates, steel temperatures, water flow rates and available temperature measurements; 2) calculation of the current and predicted temperature field; 3) assessment of temperature inhomogeneity and the defect formation risk indicator; 4) optimisation of control actions; 5) adjustment of water flow rates in secondary cooling zones. Feedback enables a reassessment of the condition following a change in operating mode. A generalised structure of the proposed system, which combines the assessment of the billet's thermal condition, the prediction of the risk of defect formation and the adaptive control of secondary cooling modes, is shown in Fig.1.

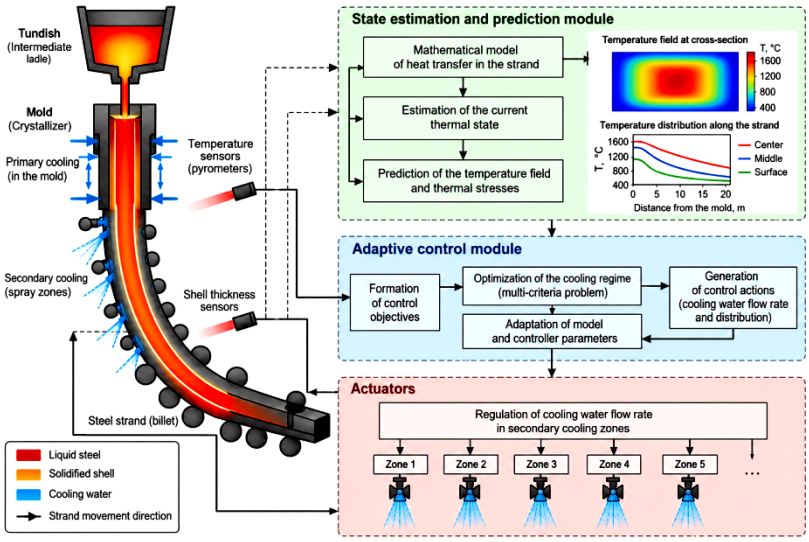


Figure 1 – Block diagram of an integrated adaptive control system for the thermal state of the billet on a CCM

As can be seen from Fig. 1, the proposed system implements a closed-loop control system in which the results of the assessment of the workpiece's thermal state are used to select secondary cooling modes. The provision for adapting the parameters of the mathematical model and the controller makes it possible to account for changes in process conditions and to adjust the control actions. This approach creates the conditions for reducing temperature non-uniformity and minimising the risk of defects. The effectiveness of the proposed structure requires further verification through mathematical modelling and experimental studies.

The following function may be considered as a generalised criterion for selecting control actions

$$J=w_1(T_{вих}-T_{зад})^2+w_2(\Delta T)^2+w_3 R_д+w_4\|\Delta u\|^2, \quad (3)$$

where $T_{вих}$ – the predicted temperature of the workpiece at the control point; $T_{зад}$ – set value; $R_д$ – defect risk indicator; Δu – change in controlling influence; w_1–w_4 – weighting factors.

Minimising J allows for the simultaneous consideration of outlet temperature, temperature non-uniformity, the risk of defects and the smoothness of control. The weighting coefficients must be adjusted for the specific continuous casting machine, and the control signals must be limited to the permissible process ranges. It is advisable to adapt the model by comparing calculated and measured temperatures and refining the heat transfer parameters. To prevent erroneous readjustments, the reliability of sensor data must be monitored and time delays taken into account. The proposed concept should be validated in stages: computer modelling, parallel simulation without affecting the ongoing process and, once adequacy has been confirmed, controlled industrial trials. Thus, a concept for comprehensive adaptive control of steel crystallisation in a continuous casting line is proposed, combining a thermal state model, assessment of temperature inhomogeneity, defect risk prediction and optimisation of secondary cooling.

References

1. Thomas B. G. Review on Modeling and Simulation of Continuous Casting. steel research international. 2018. 89(1). 1700312. DOI: https://doi.org/10.1002/srin.201700312.
2. Dou Z., Liu Q., Wang B., Zhang X., Zhang J., Hu Z. Evolution of Control Models for Secondary Cooling in Continuous Casting Process of Steel. steel research international. 2011. 82(10). 1220-1227. DOI: https://doi.org/10.1002/srin.201100003.
3. Guo L.-L., Tian Y., Yao M., Shen H.-F. Temperature distribution and dynamic control of secondary cooling in slab continuous casting. International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials. 2009. 16(6). 626-631. DOI: https://doi.org/10.1016/S1674-4799(10)60003-9.
4. Pourfathi A., Tavakoli R. Thermal optimization of secondary cooling systems in the continuous steel casting process. International Journal of Thermal Sciences. 2023. 183. 107860. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ijthermalsci.2022.107860.

УДК 681.5.013:664

Вячеслав Іващук, *доц., доктор техн. наук, проф.*
Національний університет біоресурсів та природокористування України
e-mail: v.ivaschuk@nubip.edu.ua

Особливості управління багатоасортиментними технологічним процесом

Ассортимент виробів типово забезпечується надбанням нових якостей продукту. При чому продукт зберігає свої функціональні властивості лише в межах регламентованої кількості сторонніх компонентів. То ж питанню надбання нових форм якості продукту через розширення діапазону характеристик, що набуває продукт через зміни умов переробки часто залишаються поза увагою бізнесу. Така форма розширення ассортименту досі важається обтяжливою, через забезпечення стабільного результату в процесі варіювання параметрів виробництва.

Разом з тим, не для всіх технології переробки можна забезпечити спостережність необхідну для керування процесами. Більшість технологічних операцій харчової та хімічної галузей характеризується складною будовою міжпараметричних звязків, то ж змінювання єдиного параметру виробництва не можливе. Кожний з таких звязків відповідає за группу ресурсів, що не може бути представленна у вигляді афінної функції. В той же час зміна ассортименту вимагає збільшення меж варіювання вектору параметрів продукту, відповідно до простору вимог споживачів у характеристиках продукту.

Числені роботи присвяченні реалізації асортиментних виробництв[1], переважна більшість яких спрямована на розвиток можливостей для дискретних систем. Отримав свій розвиток напрям реалізації гарантуючого керування[2], але розробка переважно стосується об'єктів, що можуть бути визначенні лінійними системами. Проблеми спостережності координат стану спонукали до розвитку побудови спостерігачів[3,4], де окрема ролі відводилася асимптотичному підходу до спостережності, що дозволяє при відсутності координати з множини необхідних для визначення стану системи, забезпечувати сходження задачі керування до стійкого розв'язку.

Серед множини найбільш доступних до застосування виокремлюються: багатомірна зміна координат стану об'єкта в процесі керування об'єктом і розширення цільових характеристик через вивільнення обмежень на нерегламентовані – продуктивність, економічність, терміновість.

Відмінність задачі гарантованого керування в багатоасортиментному просторі є необхідність варіювання напрямку вектора характеристик, а відповідно і групи режимних параметрів, яка, в силу відмінності динамічних особливостей кожного міжпараметричного зв'язку, не може бути представлена статичною формою. Лінеарізація по керуючій координаті характеризується помилкою, що разом із визначеним полюсом отримує помилку лінеаризації систем із складним агрегатним середовищем.

Умовами передбачається, що план зміни характеристики продукту є наперед визначеним та упереджено прогнозованим на час, що достатній для отримання продукту. Умови багатоасортиментного виробництва передбачають присутність невимірюваних збурень $\xi(t)$, вплив яких приймається як адитивний до балансу витрат G і може бути віднесений до теплових або матеріальних витрат, за оцінкою спричиненого впливу на зміну в кількісній характеристиці продукту. Оскільки планується використання багатокоординатного керування, то для типового процесу збільшується діапазон змін параметрів процесу y_i за рахунок варіювання передбачених втрат G_i, що забезпечить потрібні межі варіювання характеристик продукту.

Вирішення задачі зводиться до визначення множини станів багатомірного простору параметрів y_i, які забезпечують перепризначення матриці станів A з необхідною точністю Δy_i. Оскільки лінійність опису передбачена для діапазону $(x_{j\min}; x_{j\max})$, то багатомірний функціонал A втрачає адекватність за наявності відхилення

$$y_i - \hat{y}_i > \Delta y_i, \quad (1)$$

де Δy_i - встановлена, як норма, для кожного y_i, що спостережний і входить до складу моделі оцінки стану системи, $\hat{y}_i$ - вимірюване реальне значення координати стану. Втрата адекватності опису свідчить про неспроможність варіюванням групи суміжних координат $\langle x_1,..,x_n \rangle$ забезпечити повернення спостережної координати

$$\mathrm{var}\langle x_1,...,x_n \rangle \xrightarrow[dy/dt,y/x]{} \lim dy_i \quad (2)$$

де dy/dt - динамічні характеристики каналів координації, y/x - оцінки ваги координат.

Так, у відповідності до цільової координати x_{targ}, встановлюється вектор координат стану $\bar{x}$, що $\{x_1,..,x_n\} \in \bar{x}$, обрана вхідна координата $x_{targ} \in \bar{x}$, де $\forall x_{targ} \exists M_l : x_{targ} \xrightarrow[\lim x]{} x_{targ_opt}$, де x_{targ_opt} - цільове значення x_{targ}, що прийнято стратегією керування; модель системи $M_l\langle A_l, C_l \rangle$ має обмеження динаміки $\forall A_l \exists a_{k,j} \xrightarrow[Al \to Al+1]{} \lim \|A\|$,

де A - матриця стану вхідних координат, C- матриця коефіцієнтів цільових координат;

Для матриці A стану виконується обмеження зв'язків керування

$$a_{k,j} < \sup\left\{ m^{-1} \sum_{k=1}^{m} c_{k,j}^{-1} \hat{y}_i - \sup \frac{\xi(t)}{t_0 - t_{ch_grad}} \right\},\ t \in [t_0, t_{ch_grad}), \quad (3)$$

де t_0, t_{ch_grad} - час початку використання матриці A_l та зміни матриці стану, відповідно.

Оскільки інтенсивність, з якою координати стану наближають цільові значення координат

$$A : \Delta x_j \to \Delta y_i, U \xrightarrow[\max \dim(\bar{x})]{} \max \Delta y, \text{ то } \tau = f\|A\|, \tau : y_{0i} \xrightarrow[grad(dy)=const]{} y_{zadi}, \quad (4)$$

де U - управління, τ - час сходження цільової координати стану y_{0i} до y_{zadi} в об'єкті, де динаміка описана через матрицю станів A. Так, у випадку утворення більш повільних координат їх слід враховувати через запас асимптотичної стійкості та розглядати їх величину у вигляді розподіленої по часу координати, здійснити переоцінку матриці станів. Останнє є передумовою забезпечення статичної стійкості гарантованого управління, що забезпечується нормою впливу, що має зберігати позитивне значення градієнту обраної координати стану вздовж якої відбувається наближення групи координат до цільових значень.

При зміні напрямку варіювання $q = \mathrm{grad}(dy)$, для реальних процесів, відсутність лінійних залежностей, окреслює межі адекватності матриці:

$$\mathrm{var}\, i, i = \dim(y) \Rightarrow \mathrm{var}\, A_q : dy_i/dt \forall y_i \in [y_{imin}, y_{imax}] \quad (5)$$

Для зменшення розмірності задачі визначається кількість напрямків q, які будуть використані для координації в об'єкті, що були передбачені вище оцінкою ресурсів для агрегатів $\sup \dim(A)$ та величини потужності осередків витрат G, які підживлюють цільові процеси:

$$A \in (A_1,..,A_q), q \in R_+, A : \bar{x} \xrightarrow[\mathrm{var}\, Aq]{} \bar{y} \quad (6)$$

Ініціалізація зміни стану відбувається як різниця між траєкторією робочої матриці та матриці, що оновлює опис стану вздовж вектору зміни стану:

$$y(A_l) - y(A_{l+1}) \Rightarrow \begin{cases} \Delta y > 0, l \xrightarrow[\sup \hat{y}(A)]{} l+1 \\ \Delta y < 0, l \xrightarrow[\inf \hat{y}(A)]{} l-1 \end{cases} \quad (7)$$

Значення, що отримане за моделлю $\hat{y}$, використовується у вигляді завдання локальному регулятору. Задача регулятора стабілізувати відхилення цільової координати з точністю, з що недосяжна керуванню неспостережною системою, тобто на помилку прогнозу:

$$\Delta y = y_{zadi} - y^*, y \xrightarrow[\lim \Delta y]{} y_{zadi}, \quad (8)$$

де y_{zadi} - цільове значення керуючої координати стану, яке забезпечує регламентні характеристики продукту, y^* - відновлене за моделлю значення координати стану.

Особливого значення алгоритм набуває у випадку об'єктів з внутрішньою рециркуляцією технологічних потоків. коли існує вимога супроводження координат вздовж траєкторії пов'язується з задачею компенсації внутрішнього відгуку в об'єкті.

В той час багатомірне керування не рідко виявляється більш прийнятним для сильно зв'язаних об'єктів, де керовані параметри стану об'єкта мають зміст характеристик технологічних витрат різної природи.

В такому випадку розмірність задачі багатомірної координації залежить від гладкості динамічної поведінки кожної окремої координати для оцінки доступної величини простору їх варіювання.

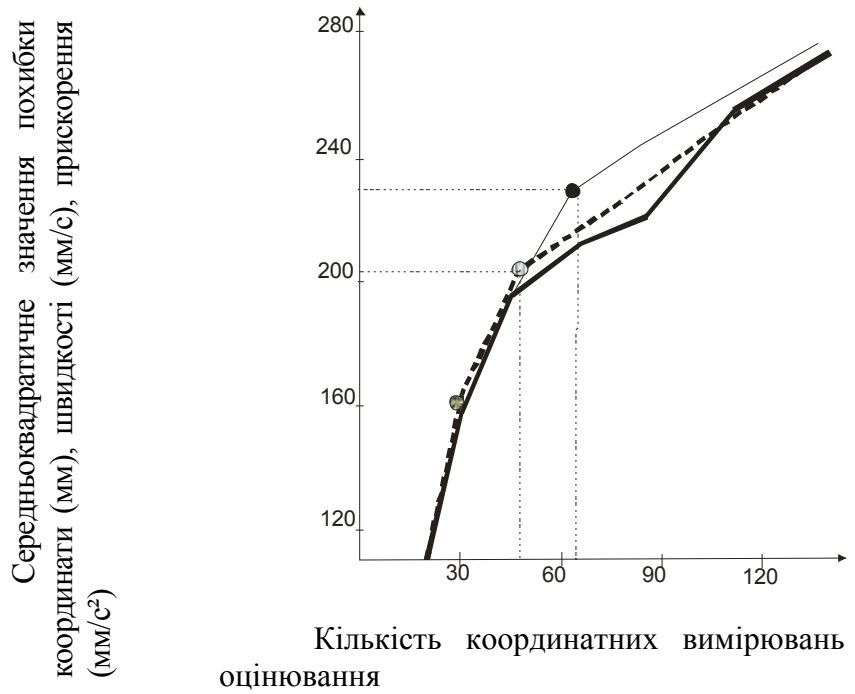


Рисунок 1 - Координація багатовимірної задачі вздовж цільового вектору керування

Список літератури

1. Bocewicz G.: Modele multimodalnych procesów cyklicznych. Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Koszalińskiej, 2013, 288 s.
2. В.А. Хобін, О.В. Мазур, М.Т. Степанов. Ефективне гарантуюче управління тепловими та тепломасообмінними процесами харчових технологій.-Херсон: ФЛП Гринь Д.С., 2014. 212 с.
3. K. A. Markowski and K. Hryniów, "Solving minimal realisation problem of positive two-dimensional hybrid systems in the form of second Fornasini-Marchesini model," *2015 IEEE 2nd International Conference on Cybernetics (CYBCONF)*, Gdynia, Poland, 2015, pp. 172-177, doi: 10.1109/CYBConf.2015.7175927.
4. Bach I., Bocewicz G., Banaszak Z., Muszyński W.: Knowledge based and CP-driven approach applied to multi product small-size production flow. In: Control and Cybernetics, Vol. 39, No 1, 2010, 69-95.

УДК 004.8:621.65

Михайло Лінський, *аспірант групи АКІТР-25а,*
Сергій Рубан, *канд. техн. наук, доцент*
Криворізький національний університет
e-mail: misha.linsky2014@gmail.com

Індекс технічного стану насосного агрегату на основі моделі взаємозв'язків технологічних параметрів і накопичення свідчень про відхилення

Перехід насосних станцій систем водопостачання від планово-попереджувального до предиктивного обслуговування потребує засобів, які за даними оперативного контролю показників функціонування своєчасно сигналізують про відхилення технічного стану агрегатів. Для оператора важливо не лише виявити несправність, а й зменшити кількість хибних тривожних сигналів: часті безпідставні аларми знижують рівень довіри до системи діагностування. Дослідження останніх років показують, що складні нейромережеві моделі виявлення аномалій часто не перевершують простих статистичних методів [1, 2], а поширені способи оцінювання завищують їхню якість [3].

Мета роботи – розробити індекс технічного стану $H(t)$ насосного агрегату на основі моделі взаємозв'язків технологічних параметрів і порівняти його з відомими методами за кількістю хибних тривог і повнотою виявлення несправностей на відкритому наборі даних.

Запропонований підхід складається з трьох етапів. На першому етапі будується модель взаємозв'язків технологічних параметрів («віртуальні сенсори»): кожен параметр x_j (вібрація, струм, тиск, температури, напруга, витрата) прогнозується гребеневою регресією за іншими параметрами в момент t і всіма параметрами на $L = 5$ попередніх кроках. Оцінка аномальності:

$$s(t) = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^{m} \left(\frac{x_j(t) - \hat{x}_j(t)}{\sigma_j} \right)^2 \tag{1}$$

де $m = 8$ – кількість параметрів; $\hat{x}_j(t)$ – прогноз параметра; σ_j – середньоквадратичне відхилення залишку на навчальних даних. Модель описує зв'язки між величинами, а не їхні рівні. На другому етапі оцінка переводиться в конформне p-значення [4]: модель навчається на частині нормальних даних, а на відкладених нормальних даних обчислюються оцінки s_1, s_n:

$$p(t) = \frac{1 + |\{ i : \ s_i \geq s(t) \}|}{n + 1} \tag{2}$$

За стаціонарного нормального стану $p(t)$ розподілене приблизно рівномірно, тому подальші параметри мають однаковий імовірнісний зміст для будь-якої оцінки $s(t)$.

На третьому етапі свідчення накопичуються кумулятивною сумою (CUSUM) [5], на основі якої обчислюється індекс стану:

$$S(t) = \max[0, \ S(t-1) - \ln p(t) - k] \tag{3}$$

$$H(t) = 2^{-S(t)/h} \tag{4}$$

де $k = 1{,}5$ і $h = 10$ задано до проведення експерименту. За норми математичне сподівання $-\ln p(t) \approx 1 < k$, тому $S(t)$ дрейфує до нуля і $H(t) \approx 1$; за стійкого відхилення $S(t)$ зростає. Значення $H(t) = 0{,}5$ відповідає порогу тривоги.

Апробацію виконано на відкритому наборі даних SKAB [6], отриманому на стенді з відцентровим насосом (8 параметрів, частота 1 Гц, 34 експерименти: закриття засувок,

дисбаланс ротора, кавітація, витоки). За офіційним протоколом перші 400 точок кожного експерименту використано для навчання (в одному з файлів ця частина частково аномальна), решту (23 801 точка) – для тестування. Використано середню по файлах площу під кривою «точність–повнота» (PR-AUC, не залежить від порогу), кількість виявлених подій, медіанну затримку та показники хибних тривог до початку аномалії: частку часу в тривозі FAR_0 і кількість експериментів, у яких була хибна тривога. Порівняно 17 методів, зокрема класичні (T^2+Q, MEWMA-T^2, kNN, PCA), нейромережеві у власній реалізації (Conv-AE, TranAD [7], TimesNet [8], Anomaly Transformer [9]) і попередньо навчені фундаментальні моделі (Chronos-2 [10], MOMENT [11]).

Таблиця 1 – Якість ранжування і виявлення подій (офіційний поріг SKAB)

Метод	**PR-AUC**	**Виявлено подій**	**FAR_0, %**
MEWMA-T^2	0,883	34	40,9
PCA-реконструкція вікон	0,877	34	54,0
kNN на вікнах	0,814	32	10,7
Conv-AE (архітектура SKAB)	0,841	34	19,5
TimesNet	0,800	34	27,6
Anomaly Transformer	0,560	26	0,3
Chronos-2 (без донавчання)	0,538	14	0,1
Наївний прогноз $x(t-1)$	0,577	13	0,1
Модель взаємозв'язків без накопичення, вираз (1)	0,841	31	4,8
Запропонований метод, вирази (1)–(4)	**0,530***	**34**	**16,8**

* PR-AUC накопиченої статистики занижень: після аномалії $S(t)$ не спадає, бо стан стенда не повертається до вихідного; якість ранжування методу визначається оцінкою (1) – 0,841; поріг тривоги – $H(t) = 0{,}5$

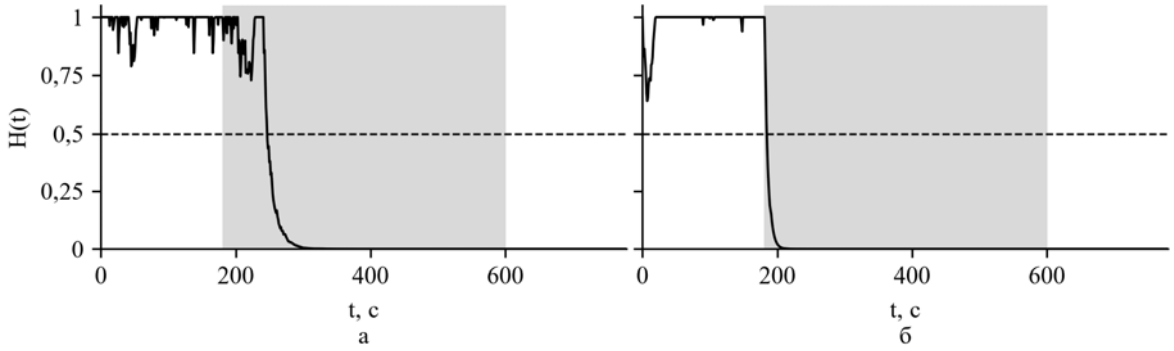
Модель взаємозв'язків без накопичення за PR-AUC (0,841) нарівні з Conv-AE і поступається MEWMA-T^2 та PCA-реконструкції; вона пропускає 3 повільні події (витоки рідини та файл із частково аномальною навчальною частиною), а її хибні тривоги займають лише 4,8 % часу, але мають вигляд частих коротких сплесків (65 епізодів на годину). Накопичення свідчень за виразами (2)–(4) дозволяє виявити всі 34 події. Chronos-2 за оцінюванням через залишок однокрокового прогнозу не перевершує наївного прогнозу $x(t-1)$, тобто обмеження пов'язане зі способом оцінки, а не з моделлю; Anomaly Transformer у нашій реалізації працює майже на рівні випадкового детектора (PR-AUC 0,560 при випадковому рівні 0,532).

Щоб порівняти оцінки в рівних умовах, однакову обробку за виразами (2)–(4) застосовано до оцінок кількох методів (табл. 2). Усі вони виявили всі 34 події.

Таблиця 2 – Хибні тривоги до аномалії за однакової обробки (2)–(4)

Оцінка аномальності	**FAR_0, %**	**Експериментів з хибною тривогою**	**Хибних епізодів за годину**
Модель взаємозв'язків (запропонований метод)	**16,8**	**15 з 34**	**15**
T^2+Q (метод головних компонент)	44,9	26 з 34	24
PCA-реконструкція вікон	55,2	32 з 34	24
MEWMA-T^2	65,3	30 з 34	20
kNN на вікнах	67,3	31 з 34	22

За однакової обробки модель взаємозв'язків дає в 2,7–4 рази меншу частку часу в хибній тривозі до аномалії і менше хибних епізодів, а хибна тривога виникла лише в 15 експериментах з 34 проти 26–32 для інших оцінок. Медіанна затримка виявлення – 7,5 с (максимальна – 85 с). Офіційна метрика F1 становить 0,77 і не перевищує найкращого результату в офіційному рейтингу SKAB (0,78), проте ця метрика слабко розрізняє методи: детектор, який не використовує даних і позначає аномалією все після першої третини тестового інтервалу, отримує F1 = 0,73.



сіра область – розмічена аномалія; пунктир – поріг тривоги $H = 0,5$

а – закриття засувки на вході насоса; б – експоненційне зростання дисбалансу ротора

Рисунок 1 – Індекс технічного стану $H(t)$

На рис. 1 індекс опускається нижче порогу через 67 і 5 с після початку аномалії. Після її усунення $H(t)$ не відновлюється, оскільки стан стенда (температура рідини) не повертається до вихідного, а модель описує норму одного режиму роботи.

Висновки. Модель взаємозв'язків технологічних параметрів у поєднанні з конформним калібруванням і накопиченням свідчень за однакових умов обробки дає суттєво менше хибних тривог до несправності, ніж класичні багатовимірні методи, за повного виявлення несправностей. Модель лінійна та інтерпретована, тому придатна для реалізації в АСУ ТП насосних станцій. Обмеженнями є відсутність відновлення індексу після зміни режиму та невиконання гарантії частоти хибних тривог на нестаціонарних даних. Подальші дослідження спрямовані на явне врахування робочого режиму (витрата, напір, частота обертання) та прогнозування часу досягнення порогу на даних реальних насосних станцій.

Список літератури

1. Sarfraz M. S., Chen M.-Y., Layer L., Peng K., Koulakis M. Position: Quo Vadis, Unsupervised Time Series Anomaly Detection? // Proceedings of the 41st International Conference on Machine Learning. PMLR, 2024. Vol. 235. P. 43461–43476. URL: https://arxiv.org/abs/2405.02678 (дата звернення: 14.10.2026).
2. Liu Q., Paparrizos J. The Elephant in the Room: Towards A Reliable Time-Series Anomaly Detection Benchmark // Advances in Neural Information Processing Systems. 2024. Vol. 37. P. 108231–108261. DOI: 10.52202/079017-3437.
3. Kim S., Choi K., Choi H.-S., Lee B., Yoon S. Towards a Rigorous Evaluation of Time-Series Anomaly Detection // Proceedings of the AAAI Conference on Artificial Intelligence. 2022. Vol. 36, No. 7. P. 7194–7201. DOI: 10.1609/aaai.v36i7.20680.
4. Vovk V., Gammerman A., Shafer G. Algorithmic Learning in a Random World. 2nd ed. Cham : Springer, 2022. DOI: 10.1007/978-3-031-06649-8.
5. Page E. S. Continuous Inspection Schemes // Biometrika. 1954. Vol. 41, No. 1/2. P. 100–115. DOI: 10.1093/biomet/41.1-2.100.
6. Katser I. D., Kozitsin V. O. Skoltech Anomaly Benchmark (SKAB) : dataset // Kaggle. 2020. DOI: 10.34740/KAGGLE/DSV/1693952.
7. Tuli S., Casale G., Jennings N. R. TranAD: Deep Transformer Networks for Anomaly Detection in Multivariate Time Series Data // Proceedings of the VLDB Endowment. 2022. Vol. 15, No. 6. P. 1201–1214. DOI: 10.14778/3514061.3514067.
8. Wu H., Hu T., Liu Y., Zhou H., Wang J., Long M. TimesNet: Temporal 2D-Variation Modeling for General Time Series Analysis // International Conference on Learning Representations (ICLR 2023). 2023. URL: https://arxiv.org/abs/2210.02186 (дата звернення: 14.10.2026).

УДК 004.94:622.788

Назар Ляшок, *аспірант групи АКІТР-23а*
Сергій Рубан, *кандидат технічних наук, доцент*
Криворізький національний університет
e-mail: ducken00799007@gmail.com

Оптимізація уставок крупності сирих окатишів у багатоканальному процесі огрудкування з урахуванням транспортного запізнення

На фабриках огрудкування залізорудної сировини кінцевий гранулометричний склад сирих окатишів формується в результаті об'єднання потоків від декількох огрудковувачів. За різної продуктивності агрегатів однакова зміна уставки середнього діаметра створює неоднаковий вплив на суміш. Додаткову складність становить транспортне запізнення між окремими огрудковувачами та точкою контролю на збірному конвеєрі. Тому для забезпечення заданої крупності доцільно узгоджено визначати індивідуальні уставки з урахуванням внеску кожного потоку. Питання керування якістю окатишів і технологічними режимами фабрик огрудкування розглядалися також у дослідженнях науковців Криворізького національного університету [3, 4].

Метою роботи є визначення оптимальних уставок середнього діаметра сирих окатишів окремих огрудковувачів для досягнення заданої середньої крупності суміші за технологічних обмежень, а також оцінювання послідовності прояву керуючих впливів у контрольній точці.

Для опису гранулометричного складу використано модель суміші нормальних розподілів, у якій ваговий коефіцієнт і-го каналу визначається часткою його продуктивності $w_i = Q_i / \Sigma Q$□. Середній діаметр сумарного потоку становить μ□ = $\Sigma w_i \mu_i$, де μ_i — середній діаметр окатишів і-го огрудковувача. За незмінних продуктивностей чутливість сумарного середнього діаметра до індивідуальної уставки дорівнює $\partial \mu$□ $/\partial \mu_i = w_i$.

Задачу статичної оптимізації сформульовано як мінімізацію зважених відхилень індивідуальних уставок від цільового значення та їх початкових значень:

$$J(\mu) = \Sigma\, w_i(\mu_i - \mu_{ц})^2 + \lambda \Sigma\, w_i(\mu_i - \mu_i^{0})^2 \rightarrow \min, \qquad (1)$$

за умов $\Sigma w_i \mu_i = \mu_ц$; $9{,}0 \le \mu_i \le 13{,}0$ мм; $|\mu_i - \mu_i$□$| \le 2{,}0$ мм. Тут $\mu_ц = 11{,}5$ мм — цільовий середній діаметр суміші; μ_i□ — початкова уставка; λ — ваговий параметр штрафу за зміну уставок. Для розв'язання застосовано послідовне квадратичне програмування (SQP).

Розрахунковий приклад охоплює чотири огрудковувачі з продуктивністю 120, 150, 130 і 110 т/год. Отримані результати наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Початкові та оптимальні уставки огрудковувачів

Огрудковувач	Частка потоку w_i	Початкова μ_i□, мм	Оптимальна μ_i^*, мм
ОГР-1	0,235	10,500	11,414
ОГР-2	0,294	11,000	11,529
ОГР-3	0,255	10,800	11,483
ОГР-4	0,216	11,200	11,575

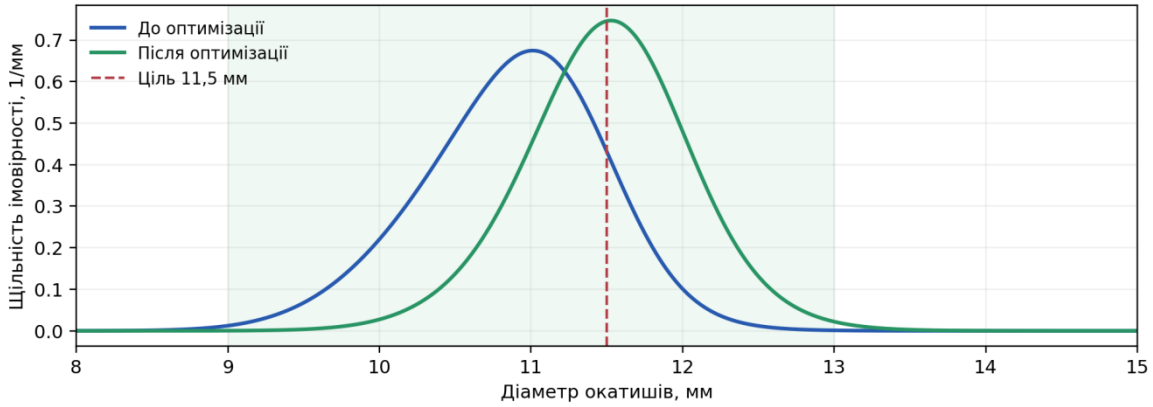


Рисунок 1 – Розподіл діаметрів сирих окатишів до та після оптимізації уставок

За результатами модельного розрахунку зважений середній діаметр суміші збільшився з 10,875 до 11,500 мм, а стандартне відхилення сумарного розподілу зменшилося приблизно з 0,616 до 0,566 мм. Усі задані обмеження на уставки та величини їх зміни виконано. Отже, потрібної середньої крупності досягнуто шляхом погодженої корекції чотирьох каналів без виходу за встановлені межі.

Як видно з рис. 1, після оптимізації максимум результуючої щільності зміщується у напрямку заданої крупності. Зменшення розкиду свідчить про більш узгоджене формування спільного потоку за прийнятих модельних параметрів. При цьому одержані уставки характеризують усталений режим, а не миттєвий результат у точці контролю.

Для оцінювання часу появи ефекту зміни уставок у точці контролю враховано транспортне запізнення:

$$\tau_i = L_i/v, \tag{2}$$

де L_i - відстань переміщення матеріалу, v - швидкість конвеєра.

За v = 1,5 м/с і відстаней 60, 45, 30 та 15 м запізнення становить відповідно 40, 30, 20 та 10 с. У разі одночасного подання нових уставок зміни у сумарному потоці проявляються послідовно: спочатку для ОГР-4, далі ОГР-3, ОГР-2 і ОГР-1. Таким чином, статичний оптимум характеризує кінцевий усталений стан, тоді як технологічна реалізація потребує врахування різних моментів надходження окатишів до місця контролю.

Отримані результати підтверджують можливість формалізованого узгодження уставок паралельних огрудковувачів за показником середньої крупності сумарного потоку. Поєднання оптимізації з оцінкою транспортних затримок створює основу для подальшої розробки алгоритмів координації керуючих впливів. Наведені результати отримано для імітаційної моделі; перевірка на промислових даних залишається наступним етапом дослідження.

Список літератури

1. Nocedal J., Wright S. J. Numerical Optimization. 2nd ed. New York : Springer, 2006. 664 p.
2. Montgomery D. C. Introduction to Statistical Quality Control. 8th ed. Hoboken : Wiley, 2020.
3. Рубан С. А. Автоматизація процесу керування термічною обробкою залізорудних обкотишів з використанням прогнозуючих ANFIS-моделей : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.13.07. Кривий Ріг, 2011. 20 с.
4. Лобов В. Й., Лобова К. В. Підвищення енергоефективності виготовлення залізорудних котунів на фабриках огрудкування. Енергетика і автоматика. 2018. № 1. DOI: 10.31548/energiya2018.01.099.

СЕКЦІЯ № 2. ЕЛЕКТРОННІ КОМУНІКАЦІЇ ТА РАДІОТЕХНІКА

УДК 004.7:621.396

В. Смірнов, *канд. техн. наук, доцент*
Н. Смірнова, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: swckntu@gmail.com

Організація відкладеної доставки повідомлень в автономній бездротовій мережі ENEW

У територіально розподілених технічних системах зв'язок між окремими вузлами може мати переривчастий характер. Причинами є вихід абонентів за межі радіопокриття, тимчасове вимкнення обладнання, обмеження енергоживлення та зміна умов поширення радіосигналу. Для автономних систем, що працюють без обов'язкового підключення до Internet і мереж операторів мобільного зв'язку, задача передавання повідомлень за тимчасової недоступності одержувача потребує спеціального механізму зберігання та подальшої доставки. Подібні задачі розглядаються в архітектурі мереж із затримкою доставки даних [1].

У бездротовій мережі Easy Net Everywhere (ENEW) для розв'язання цієї задачі використовується вузол COORDINATOR, який виконує функції реєстрації абонентів та зберігання невручених повідомлень. На відміну від систем із постійним централізованим сервером, COORDINATOR є елементом локальної автономної мережі (рис.1).

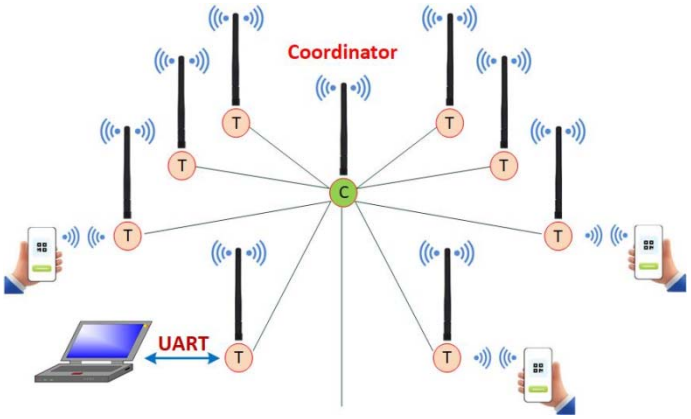


Рисунок 1 – Структура ENEW з координатором та функцією відкладеної доставки повідомлень

Радіообмін між вузлами може здійснюватися безпосередньо або через проміжні вузли ROUTER за попередньо визначеним маршрутом Для обмежених за ресурсами мережевих пристроїв існують також спеціалізовані прикладні протоколи, зокрема CoAP [2]; у ENEW використовується власна організація обміну.

Запропонована організація обміну розділяє два режими роботи. У режимі DIRECT повідомлення передається безпосередньо адресату або за заданим маршрутом; відсутність підтвердження доставки не призводить до автоматичного збереження його на стороні відправника. У режимі COORD відправник явно використовує вибраний координатор. Такий поділ дає змогу не ускладнювати простий обмін обов'язковою чергою повторної доставки та застосовувати зберігання саме там, де це необхідно.

Перед користуванням сервісом термінал виконує пошук доступних координаторів і обирає один із них для реєстрації. COORDINATOR веде каталог зареєстрованих вузлів із

прив'язкою мережевої адреси до апаратного ідентифікатора. Перевірка такої відповідності під час обслуговування запитів зменшує ризик помилкового ототожнення вузлів у разі повторного використання мережевої адреси. Реєстрація та вихід із сервісу виконуються за ініціативою користувача.

Під час надходження повідомлення координатор насамперед намагається доставити його кінцевому адресату. Якщо передавання завершується підтвердженням приймання, повідомлення вважається доставленим і не записується до поштового сховища. У разі невдалої спроби доставки повідомлення переводиться до черги збереження, а після завершення активної радіосесії записується до енергонезалежної пам'яті координатора. Розмежування операцій радіообміну та файлового запису зменшує взаємний вплив цих процесів.

Для кожного зареєстрованого абонента організовано окрему обмежену за обсягом кільцеву чергу MAILBOX. У поточній реалізації передбачено до 32 повідомлень на одного абонента; надходження нового запису до заповненої черги спричиняє заміщення найстарішого. Це обмежує витрати пам'яті на вузли, які тривалий час не виходять на зв'язок, та забезпечує прогнозовану місткість сховища. Водночас такий механізм не є безумовною гарантією збереження необмеженої історії повідомлень.

Отримання відкладених повідомлень здійснюється за запитом термінала. Спочатку він перевіряє кількість доступних записів, після чого послідовно зчитує повідомлення і підтверджує їх оброблення. Окремо передбачено явне видалення збережених записів користувачем. Система не потребує постійного періодичного опитування всіх абонентів для визначення їхньої присутності: доступність адресата встановлюється за результатом реальної спроби передавання.

Важливою властивістю такого підходу є розмежування транспортного підтвердження та зберігання повідомлення. Підтвердження успішного приймання кінцевим адресатом дозволяє завершити операцію доставки, тоді як відсутність підтвердження визначає необхідність відкладеного обслуговування. Водночас результат залежить від цілісності енергонезалежного сховища, наявності вільного місця та можливості подальшого зв'язку з координатором.

Розглянутий механізм може застосовуватися в автономних системах моніторингу, польових вимірювальних мережах, мобільних групах і тимчасово розгорнутих мережах зв'язку, де окремі термінали можуть бути недоступними протягом тривалого часу. Практичний результат полягає у реалізації керованої відкладеної доставки без необхідності постійної доступності одержувача та без залежності від зовнішньої телекомунікаційної інфраструктури.

Список літератури

1. Cerf V., Burleigh S., Hooke A. et al. Delay-Tolerant Networking Architecture. RFC 4838. IETF, 2007. DOI: 10.17487/RFC4838.
2. Shelby Z., Hartke K., Bormann C. The Constrained Application Protocol (CoAP). RFC 7252. IETF, 2014. DOI: 10.17487/RFC7252.

УДК 621.311: 681.391

[1]Костянтин Беглов, *канд. техн. наук, доцент*
[1]Надія Беглова, *асистент*
[2]Дмитро Трушаков, *канд. техн. наук, доцент*
[2]Валерій Щєпін, *магістрант*
[1]Національний університет «Одеська політехніка»
[2]Центральноукраїнський національний технічний університет

Спрощене кодування в системах цифрової телеметрії

Використання технологій цифрової телеметрії створює вразливості до кіберзагроз, зокрема несанкціонованого доступу до телемеханічного трафіку та підміни команд телекерування. Традиційні завадостійкі коди не захищають від навмисних атак, а стандартні криптографічні алгоритми є надто ресурсомісткими для пристроїв з обмеженою обчислювальною потужністю, що використовуються на трансформаторних підстанціях. Розглянуто спрощену методику кодування інформації для систем цифрової телеметрії. Розроблено алгоритм та структурну схему процесу кодування, передачі, цифрової фільтрації перешкод і декодування. Апаратну реалізацію виконано на базі мікропроцесорного комплекту ARDUINO [1].

У традиційних системах передача символьної інформації здійснюється за допомогою стандартних таблиць кодування, зокрема ASCII та UTF-8. ASCII використовує 7 або 8 біт на символ, що забезпечує простоту реалізації, однак не є ефективним при передачі повідомлень природною мовою через відсутність стиснення. UTF-8, у свою чергу, є змінною довжиною кодуванням і вимагає від 1 до 4 байтів на символ, що призводить до збільшення обсягу переданих даних при використанні кирилиці. Запропонований метод базується на попередній транслітерації вхідного повідомлення з подальшим кодуванням обмеженого набору символів. Це дозволяє зменшити розмір алфавіту та, відповідно, скоротити довжину кодових комбінацій. Також для порівняння було розглянуто прості методи стиснення, зокрема RLE (Run-Length Encoding), який ефективний лише у випадках наявності довгих послідовностей однакових символів і практично не дає виграшу для текстових повідомлень на природній мові. Результати порівняння наведено у таблиці 1.

Таблиця 1 – Порівняння систем передачі символьної інформації

Метод	**Середня довжина коду символу**	**Підтримка кирилиці**	**Коефіцієнт стиснення**	**Складність реалізації**
ASCII	8 біт	Ні	1.0	Низька
UTF-8	16-32 біт	Так	1.5–2.0	Середня
RLE	Змінна	Так	0.9-1.2	Низька
Запропонований метод	5-6 біт	Частково (через транслітерацію)	0.6–0.8	Низька

Як видно з таблиці, запропонований підхід забезпечує зменшення середньої довжини коду символу за рахунок обмеження алфавіту та використання фіксованих коротких кодових послідовностей. Це дозволяє зменшити обсяг переданих даних на 20–40 %, порівняно з традиційними підходами.

Водночас слід зазначити, що метод має обмеження, пов'язані з:

- необхідністю попередньої транслітерації;
- обмеженим словарем;
- відсутністю адаптивного стиснення.

Таким чином, запропонований підхід є доцільним для використання у вузькоспеціалізованих телеметричних системах з фіксованим набором повідомлень, де пріоритетом є швидкість та простота реалізації.

З метою перевірки працездатності та оцінки ефективності запропонованого методу кодування було проведено експериментальне дослідження на макетному зразку телеметричної системи.

Умови експерименту - експериментальна установка включала:

- мікроконтролери Arduino;
- радіомодулі nRF24L01 для бездротової передачі;
- LCD-дисплей для відображення результатів.

Передача даних здійснювалася на відстані до 50 м у приміщенні з наявністю перешкод (стіні, електромагнітні завади).

Для тестування використовувалися типові текстові повідомлення телеметрії (10–50 символів).

Було реалізовано два режими передачі:

1. без кодування (ASCII/UTF-8);
2. із застосуванням запропонованого методу.

Оцінювані параметри -у ході експерименту вимірювалися:

- обсяг переданих даних (байт);
- годину передачі повідомлення (мс);
- середня швидкість передачі (біт/с);
- стабільність прийому (кількість помилок)

Результати експерименту - узагальнені результати наведено у таблиці 2.

Таблиця 2 – Порівняння параметрів передачі символьної інформації

Параметр	**Стандартне кодування**	**Запропонований метод**
Середній обсяг повідомлення	120 байт	75 байт
Час передачі	95 мс	60 мс
Швидкість передачі	1260 біт/с	1680 біт/с
Кількість помилок	1-2%	1-2%

Отримані результати демонструють, що використання запропонованого методу дозволяє:

- зменшити обсяг переданих даних приблизно на 35–40 %;
- скоротити годину передачі на 30-40%;
- підвищити ефективну пропускну здатність каналу.

При цьому рівень помилок залишився на однаковому рівні, що свідчить про відсутність негативного впливу методу на завадостійкість каналу зв'язку.

Водночас слід враховувати, що ефективність методу залежить від:

- структури повідомлень;
- обсягу словника;
- умов передачі.

Результати підтверджують доцільність використання запропонованого підходу в умовах обмежених ресурсів, зокрема у системах телеметрії цифрових підстанцій. Основний виграш досягається за рахунок скорочення алфавіту та зменшення довжини кодових послідовностей.

Список літератури

1. Трушаков Д.В., Гоголюк О.П., Рендзіняк С.Й. Створення спрощеної системи кодування інформації. // Central Ukrainian Scientific Bulletin Technical Sciences. Вип. 14(45), С.205-212.
2. Sopel M.F. Digital substation. Advantages and features // Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine: Coll. sci. works. K.: IED NASU, 2011. Issue 30. P. 14-17.
3. Panovyk U.P. Information protection in automated systems based on a conceptual model with formalized efficiency assessment. // Cybersecurity: Education, Science, Technology. 2025. No. 4 (28). P. 307-318. DOI: https://doi.org/10.28925/2663-4023.2025.28.798

УДК 004.7:621.396

Віктор Босько, *канд. техн. наук, доцент*
Олександр Середа, *аспірант*
Антон Суббота, *аспірант*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: victorvv2@ukr.net.

Імітаційне моделювання та оцінювання репутації вузлів у P2P-мережах

Peer-to-peer (P2P) мережі забезпечують обмін ресурсами та послугами між учасниками без єдиного централізованого вузла керування.

Водночас за відсутності централізованого контролю виникає проблема оцінювання надійності учасників: окремі вузли можуть діяти недостовірно, надавати ресурси не в повному обсязі або спотворювати оцінки інших учасників. \

Для зменшення таких ризиків застосовують репутаційні системи, що формують узагальнену оцінку вузла на основі історії його взаємодій [1].

У роботі розглянуто програмну імітаційну модель репутації вузлів P2P-мережі на основі методу EigenTrust.

У моделі взаємодії трактуються як обмін послугами або ресурсами. Після кожної взаємодії учасники формують локальні оцінки, які накопичуються та використовуються для побудови нормованої матриці довіри. На її основі методом EigenTrust ітераційно обчислюється глобальна репутація вузлів.

Поведінка учасників задається параметром чесності, а також враховується випадковий шум, що імітує відхилення реальної поведінки від заданої моделі.

Для дослідження впливу структури мережі проведено порівняння двох топологій: повнозв’язного графа та графа, сформованого за моделлю Барабаші–Альберт.

Експерименти виконувалися для мережі з 50 вузлів протягом 500 кроків симуляції. Частка недобросовісних вузлів становила 20 %, для добросовісних вузлів задавався рівень чесності 0,95, а для недобросовісних - 0,05.

Якість оцінювання визначалася за кореляціями Пірсона та Спірмена, похибками MAE і RMSE, а також метриками ранжування.

Результати показали, що топологія взаємодій істотно впливає на точність глобальної репутації.

Для повнозв’язної мережі базовий метод продемонстрував майже повну відповідність між розрахованою репутацією та заданим рівнем чесності вузлів: коефіцієнт кореляції Пірсона становив 0,998, а MAE - 0,0175.

Для мережі Барабаші–Альберт відповідні показники були нижчими: 0,4106 та 0,4331. Це свідчить, що в неоднорідній мережі активні вузли можуть отримувати завищену репутацію незалежно від фактичної добросовісності.

Для покращення результатів запропоновано допускати вузли до глобального репутаційного простору лише після отримання оцінок від достатньої кількості різних учасників. За порога соціального покриття 20 % у мережі Барабаші–Альберт кореляція Пірсона зросла до 0,5005, кореляція Спірмена - до 0,5672, а AUC - з 0,835 до 0,900. Водночас репутацію вдалося визначити для 94 % вузлів.

Для повнозв’язної топології введення порога суттєвого впливу на показники не мало.

Отже, результати імітаційного моделювання підтверджують, що якість репутаційної системи залежить не лише від алгоритму агрегування локальних оцінок, а й від структури фактичних взаємодій між вузлами.

Запропонований механізм мінімального соціального покриття покращує оцінювання в неоднорідних P2P-мережах, хоча й зменшує частку вузлів, для яких репутація доступна. Подальші дослідження доцільно спрямувати на перевірку моделі за інших параметрів мережі та сценаріїв недобросовісної поведінки.

На рис. 1 наведено загальну зміни кореляції Пірсона та Спірмена у запропонованій моделі з модифікованим методом EigenTrust"чесністю".

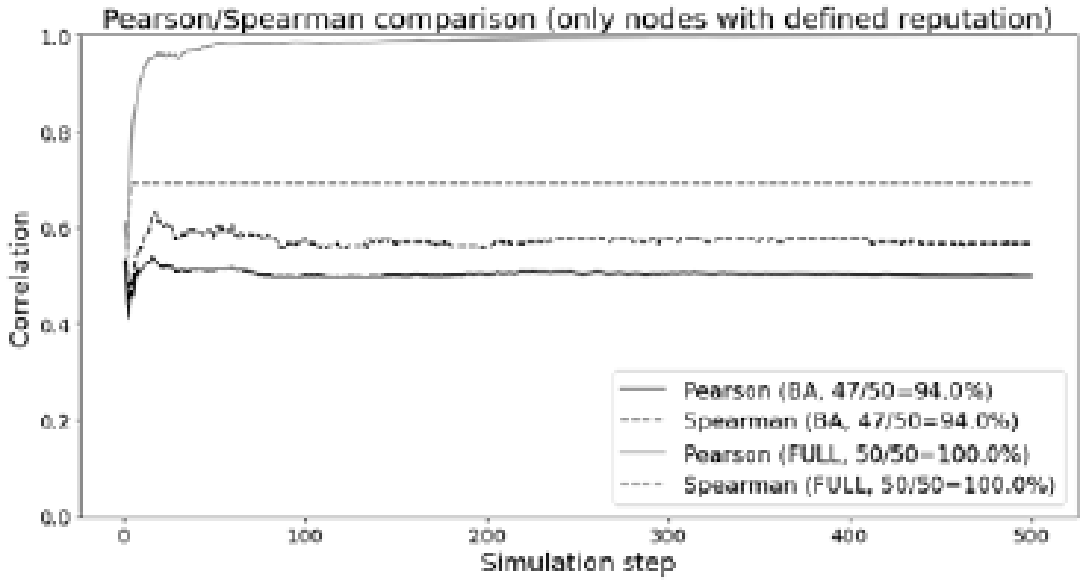


Рисунок 1 - Динаміка зміни кореляції Пірсона та Спірмена у запропонованій моделі з модифікованим методом EigenTrust

Список літератури

1. Kamvar S. D., Schlosser M. T., Garcia-Molina H. The EigenTrust algorithm for reputation management in P2P networks. Proceedings of the 12th International Conference on World Wide Web. 2003. P. 640–651. DOI: 10.1145/775152.775242.
2. Barabási A.-L., Albert R. Emergence of Scaling in Random Networks. Science. 1999. Vol. 286, No. 5439. P. 509–512. DOI: 10.1126/science.286.5439.509.

УДК 004.7:004.9

Віктор Босько, *канд. техн. наук, доцент*
Богдан Жиганов, *здобувач гр. ТК-24*
Іван Жиганов, *здобувач гр. ТК-25*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: victorvv2@ukr.net

Організація збирання та передавання даних у бездротовій IoT-мережі на основі ESP32

Розвиток Інтернету речей (Internet of Things, IoT) зумовлює поширення систем, у яких датчики збирають дані про стан навколишнього середовища або технологічних об'єктів і передають їх для подальшого аналізу.

Важливою вимогою до таких систем є надійне та своєчасне надходження вимірювань від багатьох пристроїв.

Для створення недорогих сенсорних вузлів широко застосовується ESP32, що має вбудований Wi-Fi та підтримує протоколи обміну даними, придатні для IoT.

У дослідженні розглянуто архітектуру бездротової сенсорної мережі, побудованої на основі 16 пристроїв ESP32. Кожен вузол періодично формує вимірювання та передає їх через локальну Wi-Fi-мережу.

Для прикладного обміну використано протокол MQTT, який працює за моделлю публікації та підписки й дає змогу відокремити сенсорні пристрої від програм, що приймають і обробляють дані.

Такий підхід спрощує додавання нових вузлів і організацію обміну між компонентами системи.

Серверна частина складається з MQTT-брокера, агента Telegraf та бази даних InfluxDB. MQTT-брокер приймає повідомлення від сенсорних вузлів і надає їх підписникам.

Telegraf отримує дані з відповідних тем MQTT та передає їх до InfluxDB, яка призначена для зберігання часових рядів.

У повідомленнях зберігаються часові позначки, що дає змогу порівнювати момент відправлення даних із моментом їх отримання сервером.

Загальну послідовність обміну можна подати так: сенсорні вузли ESP32 - Wi-Fi-мережа - MQTT-брокер - Telegraf - InfluxDB.

Для оцінювання роботи мережі було досліджено періоди передавання від 10 до 500 мс, аналізуючи регулярність формування повідомлень, затримки надходження та втрати пакетів.

Результати показали, що система збирання даних не мала критичних вузьких місць, а втрати пакетів у більшості режимів були невеликими.

Для короткого періоду 10 мс спостерігалися випадки одночасного надходження затриманих і наступних повідомлень.

Тому під час побудови систем із високою частотою вимірювань доцільно використовувати часові позначки, сформовані безпосередньо на сенсорному вузлі.

Отже, поєднання ESP32, Wi-Fi, MQTT, Telegraf та InfluxDB дає змогу реалізувати масштабовану архітектуру для збирання й накопичення даних у IoT-системах.

Використання протоколу MQTT зменшує залежність сенсорних вузлів від серверної логіки, а база часових рядів забезпечує зручне збереження даних для подальшого аналізу. Така архітектура може застосовуватися в системах моніторингу мікроклімату, розумних будинках та промислової автоматизації.

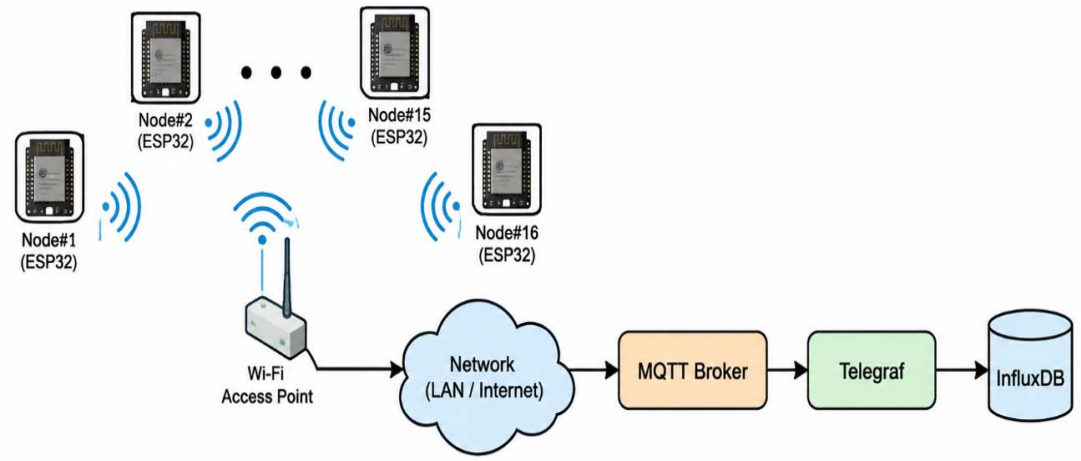


Рисунок 1 – Структура сенсорної мережі та програмна архітектура системи.

Список літератури

1. Espinosa-Gavira M. J., Sierra-Fernández M. J., Agüera-Pérez A., Palomares-Salas J. C., Remigio-Carmona P., González de-la-Rosa J. J. Characterization and Performance Evaluation of ESP32 for Real-time Synchronized Sensor Networks. Procedia Computer Science. 2024. Vol. 237. P. 261–268. DOI: 10.1016/j.procs.2024.05.104.
2. Espressif Systems. ESP32 Series: Technical Documentation. URL: https://www.espressif.com/en/products/socs/esp32/technical-resources (дата звернення: 14.10.2026).
3. InfluxData. MQTT Consumer Input Plugin — Telegraf Documentation. URL: https://docs.influxdata.com/telegraf/v1/input-plugins/mqtt_consumer/ (дата звернення: 14.10.2026).

УДК 004.7:004.94

Віктор Босько, *канд. техн. наук, доцент*
Сергій Пильщик, *здобувач гр ТК-23*
Юрій Резнік, *здобувач гр ТК-23*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: victorvv2@ukr.net

Оцінювання характеристик мікроконтролера ESP32 у бездротових сенсорних мережах

Інтернет речей (Internet of Things, IoT) передбачає використання мережі фізичних пристроїв, оснащених датчиками та засобами обміну даними.

Такі системи застосовуються для моніторингу параметрів довкілля, розумного сільського господарства, промислової автоматизації та контролю технічних об'єктів.

Однією з поширених платформ для побудови IoT-пристроїв є мікроконтролер ESP32, який поєднує обчислювальні можливості, вбудовані інтерфейси та бездротовий зв'язок Wi-Fi і Bluetooth [1].

У роботі досліджено характеристики повнофункціональної бездротової сенсорної мережі на основі ESP32.

Оцінювання проводилося за трьома основними напрямами: продуктивність мережі, робота вбудованого аналого-цифрового перетворювача (АЦП) та функціонування системи збирання й збереження даних.

Для передавання вимірювань використано Wi-Fi і протокол MQTT, який має невеликі накладні витрати та широко застосовується в IoT-системах.

Дані від 16 пристроїв ESP32 надходили через MQTT-брокер до програмного агента Telegraf, а потім зберігалися в базі даних часових рядів InfluxDB.

Окрему увагу приділено точності вбудованого 12-бітного АЦП ESP32.

Експерименти засвідчили наявність шуму та нелінійності, які можуть погіршувати якість вимірювання аналогових сигналів.

Використання конденсатора 0,1 мкФ частково зменшує шум, однак не усуває всіх недоліків перетворювача. Тому порівняли вбудований АЦП із зовнішнім 16-бітним перетворювачем ADS1115, що підключається через інтерфейс I^2C.

Результати показали перевагу зовнішнього АЦП у задачах, де потрібна підвищена точність аналогових вимірювань.

Для перевірки мережевої продуктивності використовувалися різні періоди збирання даних - від 10 до 500 мс.

Часові позначки давали змогу порівнювати моменти передавання та приймання пакетів, оцінювати регулярність надходження даних і визначати втрати пакетів.

За результатами дослідження не було виявлено критичних вузьких місць у системі збирання даних.

Для більшості режимів відхилення часу приймання перебували в межах приблизно ±10 мс. Водночас за найкоротшого періоду 10 мс спостерігалося накладання затриманих пакетів на наступні повідомлення, що підкреслює важливість часових позначок на стороні пристрою.

Отже, ESP32 є придатною платформою для побудови недорогих бездротових сенсорних мереж, які потребують стабільного збирання та передавання даних.

Протоколи Wi-Fi і MQTT дають змогу організувати обмін із серверною системою, а поєднання Telegraf та InfluxDB забезпечує приймання і збереження часових рядів.

Водночас під час роботи з аналоговими датчиками, для яких важлива точність, доцільно використовувати зовнішній АЦП, наприклад ADS1115.

Отримані результати можуть бути корисними під час проектування систем моніторингу в IoT, автоматизації та розумному сільському господарстві.

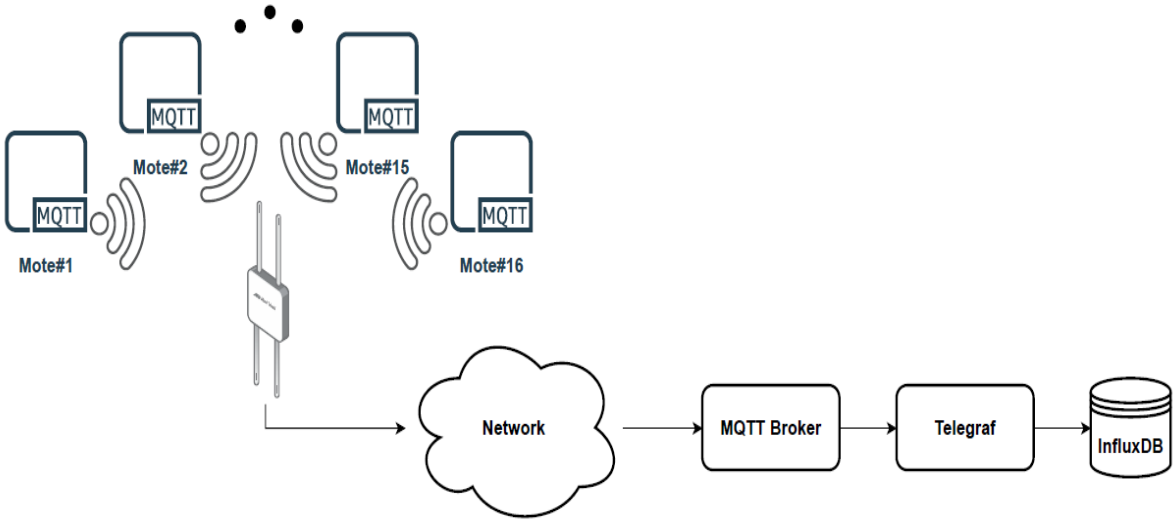


Рисунок 1 – Структура сенсорної мережі та програмна архітектура системи.

Список літератури

1. Espinosa-Gavira M. J., Sierra-Fernández M. J., Agüera-Pérez A., Palomares-Salas J. C., Remigio-Carmona P., González de-la-Rosa J. J. Characterization and Performance Evaluation of ESP32 for Real-time Synchronized Sensor Networks. Procedia Computer Science. 2024. Vol. 237. P. 261–268. DOI: 10.1016/j.procs.2024.05.104.
2. AlMetwally, S.A.H., Hassan, M.K., Mourad, M.H., 2020. Real time internet of things (iot) based water quality management system. Procedia CIRP 91, 478–485. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212827120308532, doi:https: //doi.org/10.1016/j.procir.2020.03.107. enhancing design through the 4th Industrial Revolution Thinking..

УДК – 004.627:004.932

Олександр Карпець, *здобувач групи КІ-23*
Віталій Резніченко, *викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: upsbilly@meta.ua

Перспективи заміни традиційних алгоритмів стиснення зображень нейромережевими методами генеративного кодування

Зображення стискають скрізь: у вебі, месенджерах, іграх, медичних архівах. Класичні формати (JPEG, PNG, GIF, TIFF) працюють за фіксованими алгоритмами, які люди свого часу придумали й налаштували вручну. Нейромережеві методи роблять інакше: кодувач і декодувач навчаються на даних, і стиснення стає задачею оптимізації [1]. Нещодавно з'явився ще один напрям, генеративне кодування, де декодер не просто відновлює пікселі, а домальовує зображення за стислим описом [2, 3]. Тож виникає питання, чи здатні такі методи замінити традиційні.

Перші результати стримані, в українському дослідженні автокодувальник із комбінованою функцією втрат (VGG16, SSIM, MSE) відновлював зображення з якістю, такою ж, як JPEG, і зменшував розмір файлу на 11–18 %. Проте на одне зображення йшло близько 1,6 с проти 0,02 с у JPEG, і автори дійшли висновку, що без зниження обчислювальних вимог нейромережеві методи класичні – не замінять [1].

Стандартизація ж виглядає оптимістичніше, у вересні 2025 року вийшла ISO/IEC 6048-1, перша частина стандарту JPEG AI: це навчений кодек, призначений і для перегляду людиною, і для машинного зору [4]. За оглядом авторів стандарту, відносно VVC Intra він економить від 7,5 до 27 % бітрейту залежно від набору даних, кодувача та одного з трьох декодерів [5]. Платити доводиться обчисленнями: декодерам потрібно від 13 до 215 тис. множень-накопичень на піксель, а на NVIDIA V100 декодування забирало 246–332 мс на мегапіксель. На смартфонах найважчий декодер може стати проблемою [5].

Для графіки це важливе застереження, на синтетичному вмісті й екранному тексті JPEG AI слабший за VVC, а режиму без втрат у першій версії немає [5]. Тому інтерфейси, скриншоти та схеми поки лишаються територією традиційних кодеків.

Генеративні кодеки йдуть далі. Огляд Chen та ін. називає їхніми головними застосуваннями наднизькі бітрейти, відновлення за вказівками користувача та машинний аналіз зображень [2]. У дифузійному підході кодувач передає стислий вектор, а дифузійна модель крок за кроком відновлює зображення, і навіть за вкрай малих бітрейтів результат виглядає реалістично [3].

Але реалістичність ще не означає правдивість. Нижче 0,05 біт на піксель такі кодеки часто створюють вміст, який виглядає природно, проте не збігається з оригіналом: дифузійна модель заповнює прогалини вигаданими деталями [6]. Автори SDGIC передають додатково текстовий опис, сильно стиснуте зображення та семантичні залишкові токени й на CLIC2020 зменшують показник AFINE на 23,4 % [6]. Для фото в соцмережі це дрібниця, для медичного знімка чи документа вигадана деталь – неприпустима.

Швидкість теж підтягується, кодек CoD-Lite зводить дифузію до одного кроку й, за заявою авторів, кодує приблизно 60 кадр/с, а декодує близько 42 кадр/с у розділенні 1080p, скорочуючи бітрейт на 85 % за FID, співмірного з MS-ILLM [7]. Однак FID порівнює розподіли, а не відповідність конкретному зображенню, тому ці цифри проблеми вигаданих деталей не знімають.

Основні відмінності трьох підходів зведено в таблицю (табл. 1).

Таблиця 1 – Порівняльна характеристика підходів до стиснення зображень

Критерій	Традиційні (JPEG, VVC Intra)	Навчені (JPEG AI)	Генеративні (дифузійні)
Принцип роботи	Фіксовані алгоритми, налаштовані вручну [1]	Навчені кодувач і декодувач; один потік для людини й машини [4, 5]	Стислий вектор та ітеративне дифузійне відновлення [3]
Ефективність	Опорний рівень (VVC Intra) [5]	Економія бітрейту 7,5–27 % відносно VVC Intra [5]	Реалістичні зображення за наднизьких бітрейтів [3]; у CoD-Lite заявлено –85 % за FID [7]
Складність	JPEG ≈ 0,02 с на зображення [1]	13–215 тис. MAC на піксель; 246–332 мс на мегапіксель (V100) [5]	Покроковий процес [3]; CoD-Lite ≈ 42 кадр/с у 1080p [7]
Слабкі місця	Поступаються навченим кодекам за бітрейтом [5]	Гірші результати на тексті й синтетичній графіці, немає режиму без втрат [5]	Правдоподібні, але хибні деталі нижче 0,05 біт/піксель [6]

Таблиця показує, що «заміна» означає різне залежно від підходу. Навчені кодеки на кшталт JPEG AI вже стали стандартом і дають вимірну економію, але лишаються важчими за класичні та слабшими на тексті й синтетичній графіці [4, 5]. Генеративні методи виграють найбільше на наднизьких бітрейтах, а платять за це ризиком недостовірних деталей [3, 6]. Класичні алгоритми поки перемагають у швидкості та простоті [1].

За результатами огляду повна заміна традиційних алгоритмів найближчим часом видається малоймовірною. Реалістичніший сценарій – співіснування: традиційні кодеки для тексту, інтерфейсів і задач, де потрібна точність; навчені, як JPEG AI, для фотографій; генеративні для каналів із дуже малою пропускною здатністю, де можна поступитися достовірністю. Відкритими лишаються вартість декодування на мобільних пристроях і контроль над вигаданими деталями. Зауважимо, що наведені цифри отримано різними авторами на різних наборах даних, тож напряму порівнювати їх не можна.

Список літератури

1. Марченко І. Ф., Балалаєва О. Ю., Коротенко Г. М., Таразанов М. О. Дослідження алгоритмів стиснення зображень із використанням нейронних мереж. Вісник Приазовського державного технічного університету. Серія: Технічні науки. 2024. Вип. 1 (49). С. 85–99. DOI: https://doi.org/10.31498/2225-6733.49.1.2024.321212 (дата звернення: 17.10.2026).
2. Chen B., Yin S., Chen P., Wang S., Ye Y. Generative Visual Compression: A Review. arXiv preprint. 2024. arXiv:2402.02140. URL: https://arxiv.org/abs/2402.02140 (дата звернення: 17.10.2026).
3. Yang Y., Mandt S. Advances in Diffusion-Based Generative Compression. arXiv preprint. 2026. arXiv:2601.18932. URL: https://arxiv.org/abs/2601.18932 (дата звернення: 17.10.2026).
4. ISO/IEC 6048-1:2025. Information technology – JPEG AI learning-based image coding system – Part 1: Core coding system. ISO, 2025. URL: https://www.iso.org/standard/88911.html (дата звернення: 17.10.2026).
5. Esenlik S., Wu Y., Zhang Z. et al. An Overview of the JPEG AI Learning-Based Image Coding Standard. IEEE Transactions on Circuits and Systems for Video Technology. 2025. DOI: https://doi.org/10.1109/TCSVT.2025.3613244. URL: https://arxiv.org/abs/2510.13867 (дата звернення: 17.10.2026).
6. Wang K., He L., Fu H., Bi H., Li F. SDGIC: A Semantic Disambiguation-Guided Generative Image Compression Method for Ultra-Low Bitrates. arXiv preprint. 2025. arXiv:2512.06344. URL: https://arxiv.org/abs/2512.06344 (дата звернення: 17.10.2026).
7. Jia Z., Xue N., Zheng Z. et al. CoD-Lite: Real-Time Diffusion-Based Generative Image Compression. arXiv preprint. 2026. arXiv:2604.12525. URL: https://arxiv.org/abs/2604.12525 (дата звернення: 17.10.2026).

УДК – 004.92

Тарас Яровець, *здобувач групи КІ-23*
Віталій Резніченко, *викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: upsbilly@meta.ua

Огляд та порівняння сучасних графічних API

Графічний API – це прошарок між застосунком і відеокартою. Від його влаштування залежить, скільки роботи бере на себе драйвер, а скільки лишається розробнику. Старіші інтерфейси на кшталт OpenGL приховували від програміста багато деталей, але драйвер у відповідь мусив вгадувати наміри застосунку. У роботі Б. Цапка вибір між OpenGL та Vulkan зіставляють за продуктивністю, трудомісткістю розробки та масштабом проєкту [1]. Для великих ігор і рушіїв основою стали низькорівневі API – DirectX 12, Vulkan і Metal, а в браузерах – WebGPU.

За останні два роки кожен із них отримав суттєві оновлення, і напрям у всіх схожий: більше прямого контролю над пам'яттю та дескрипторами й вбудована підтримка нейромережевих обчислень. Метою роботи є огляд DirectX 12, Vulkan, Metal 4 та WebGPU і їх порівняння за платформами, новими можливостями та підтримкою машинного навчання [2–6].

DirectX 12 лишається основним API для Windows. Найсвіжіший помітний крок – Shader Model 6.9, який Microsoft випустила в лютому 2026 року разом з Agility SDK 1.619. Він додає в HLSL довгі вектори (до 1024 елементів замість чотирьох), а Shader Execution Reordering і HLSL-частина Opacity Micromaps із DXR 1.2 виходять зі статусу попереднього перегляду [4]. Є нюанси. Opacity Micromaps апаратно прискорюються на RTX 40 і новіших, а AMD та Intel у переліку підтримки не названо. На Radeon RX 9000 інтерфейс SER є, але фактичного перевпорядкування виконання немає [4]. Cooperative Vectors у релізі відсутні: Microsoft оголосила їх застарілими на користь нового рішення, яке планує в Shader Model 6.10 [4].

Vulkan – відкритий стандарт Khronos, не прив'язаний до однієї операційної системи. Версію 1.4 випущено в грудні 2024 року. Раніше необов'язкові push descriptors, dynamic rendering local reads і scalar block layouts тепер входять в обов'язковий мінімум, розширення обслуговування до VK_KHR_maintenance6 перенесено в ядро, а підвищені мінімальні ліміти гарантують рендеринг у 8K із вісьмома цільовими буферами [2]. Практично це скорочує кількість перевірок підтримки розширень під час запуску. У січні 2026 року Khronos представила Roadmap 2026: для потужних реалізацій він вимагає variable rate shading, host image copies, shader clock queries та compute shader derivatives, а більшість учасників обіцяють подібні пристрої до кінця 2026 року [3]. Окремо група пропонує VK_EXT_descriptor_heap – прямий доступ до пам'яті дескрипторів, який з часом має замінити звичні набори дескрипторів [3].

Metal 4 працює на Apple M1 і новіших та A14 Bionic і новіших [5]. Командні буфери відокремлено від черги, і їх можна кодувати паралельно. Пам'яттю під них розробник керує явно через MTL4CommandAllocator, а один уніфікований обчислювальний кодувальник виконує ще й blit-команди та команди структур прискорення. Для ресурсів з'явилися таблиці аргументів, набори резидентності та розріджені ресурси з розміщенням у купі [5]. Найпомітніша новинка – машинне навчання як частина самого API: тензори, окремий кодувальник ML-команд для великих мереж і Shader ML для малих мереж прямо в шейдерах (Apple наводить приклад нейронного обчислення матеріалів). До цього MetalFX отримав генерацію проміжних кадрів і шумозаглушення під час масштабування для сцен із трасуванням променів [5].

WebGPU у листопаді 2025 року офіційно підтримують Chrome, Edge, Firefox і Safari. Chromium-браузери – з версії 113 (Windows, macOS, ChromeOS), Chrome для Android – з версії 121, Firefox – з версії 141 на Windows, Safari – з версії 26 на macOS, iOS, iPadOS і visionOS, а на Linux підтримка ще впроваджується [6]. WebGPU задумано як наступника WebGL: він дає змогу не лише малювати 3D-графіку, а й виконувати довільні обчислення на GPU, зокрема інференс нейромереж. Для прикладу, Snapshot Rendering у Babylon.js на render bundles малює сцени приблизно вдесятеро швидше [6].

Основні відмінності між API зведено в таблицю (табл. 1).

Таблиця 1 – Порівняльна характеристика сучасних графічних API

API	Платформи та підтримка	Ключові оновлення 2024–2026	Нейромережі та сучасна графіка
DirectX 12	Windows; драйвери AMD, Intel, NVIDIA [4]	Shader Model 6.9 (лютий 2026, Agility SDK 1.619): довгі вектори до 1024 елементів, SER та Opacity Micromaps (DXR 1.2) поза preview [4]	Long Vector; Cooperative Vectors застарілі, нове рішення – у SM 6.10 [4]
Vulkan	Windows, Linux, Android; драйвери AMD, Arm, Imagination, Intel, NVIDIA, Qualcomm, Samsung; Mesa [2]	Vulkan 1.4 (грудень 2024): обов'язкові push descriptors, dynamic rendering local reads, 8K із 8 цілями рендера [2]; Roadmap 2026: variable rate shading, host image copies [3]	VK_EXT_descriptor_heap: пряма робота з пам'яттю дескрипторів; в оновленнях акцент на ядрі та лімітах [3]
Metal 4	Apple M1 і новіші, A14 Bionic і новіші [5]	Незалежні командні буфери, уніфікований обчислювальний кодувальник, таблиці аргументів, набори резидентності [5]	Тензори, кодувальник ML-команд, Shader ML; MetalFX: генерація кадрів і шумозаглушення [5]
WebGPU	Chrome і Edge (від 113), Firefox (від 141, Windows), Safari 26 [6]	Офіційна підтримка в Chrome, Edge, Firefox і Safari (листопад 2025) [6]	Обчислення загального призначення на GPU, зокрема інференс нейромереж [6]

Таблиця показує, що вибір API майже завжди диктує платформа. DirectX 12 обирають для Windows, Metal – для пристроїв Apple, WebGPU – для браузера, і лише Vulkan не прив'язаний до однієї екосистеми [2, 3, 4, 5, 6]. Зворотний бік – відповідальність за явне керування ресурсами та синхронізацією, яку Vulkan залишає розробнику. Зате оновлення всіх чотирьох API мають спільну рису: контроль над ресурсами розширюється (descriptor heap у Vulkan, residency sets у Metal 4, довгі вектори в HLSL), а GPU дедалі ближчий до нейромереж (тензори й Shader ML у Metal 4, Long Vector у Shader Model 6.9, інференс у WebGPU) [3–6].

Єдиного підходу до нейронного рендерингу, однак, ще немає. Показово, що Microsoft відмовилася від Cooperative Vectors заради рішення, яке з'явиться лише в Shader Model 6.10 [4]. Тому поки що доводиться стежити за кожною платформою окремо.

За результатами огляду DirectX 12 доцільно обирати для Windows, Vulkan – коли потрібен один код для Windows, Linux та Android, Metal 4 – для пристроїв Apple, де корисні

вбудовані нейромережі, а WebGPU – для веб-застосунків, яким не потрібне встановлення. Зауважимо, що тут зіставлено заявлені можливості API, а не виміряну швидкість: порівняння продуктивності на однаковій сцені потребує окремих тестів. Судячи з оновлень 2025–2026 років, API й надалі зближуватимуться в керуванні ресурсами та нейронних обчисленнях.

Список літератури

1. Цапко Б. В. Оптимальне використання OpenGL та Vulkan. Харків : ХНУРЕ, 2024. С. 293–294. DOI: https://doi.org/10.30837/IYF.IIS.2024.293 (дата звернення: 17.10.2026).
2. Khronos Streamlines Development and Deployment of GPU-Accelerated Applications with Vulkan 1.4. Khronos Group. 2024. URL: https://www.khronos.org/news/press/khronos-streamlines-development-and-deployment-of-gpu-accelerated-applications-with-vulkan-1.4 (дата звернення: 17.10.2026).
3. Vulkan Introduces Roadmap 2026 and New Descriptor Heap Extension. Khronos Blog. 2026. URL: https://www.khronos.org/blog/vulkan-introduces-roadmap-2026-and-new-descriptor-heap-extension (дата звернення: 17.10.2026).
4. Shader Model 6.9 retail and more. Microsoft DirectX Developer Blog. 2026. URL: https://devblogs.microsoft.com/directx/shader-model-6-9-retail-and-more/ (дата звернення: 17.10.2026).
5. Discover Metal 4. Apple Developer, WWDC25, session 205. 2025. URL: https://developer.apple.com/videos/play/wwdc2025/205 (дата звернення: 17.10.2026).
6. WebGPU is now supported in major browsers. web.dev. 2025. URL: https://web.dev/blog/webgpu-supported-major-browsers (дата звернення: 17.10.2026).

УДК – 004.451 : 004.056.5 : 004.89

Олександр Карпець, *здобувач групи КІ-23*
Віталій Резніченко, *викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: upsbilly@meta.ua

Загрози передачі керування операційною системою ші-агентам

У дописі від 7 жовтня 2026 року Microsoft пояснила, як будуватиме операційну систему (ОС) Windows для «гібридного інтелекту». Агентів компанія описує як програми, що працюють безперервно, відкривають файли й діють у різних системах, часто без людини, яка стежила б за кожним кроком. Copilot+ з дозволу користувача читатиме локальні файли, впорядковуватиме їх і шукатиме причини збоїв [1]. Керівник Windows Паван Давулурі ще в листопаді 2025 року назвав систему «агентною ОС». Після різкої реакції користувачів він перестав уживати цей термін, але курсу не змінив: під агентів можуть змінити файлову систему, модель безпеки та PowerShell [2].

Ризики таких рішень визнає й сама Microsoft. У її довідці сказано, що модель може «галюцинувати», а шкідливий вміст в інтерфейсі чи документах здатен підмінити інструкції агента (cross-prompt injection, XPIA) і спричинити витік даних або встановлення шкідливого ПЗ [3]. Причину пояснюють дослідники ВНТУ та ХНУРЕ: модель обробляє інструкції й дані в одному контексті, а непрямі атаки через вебсторінки й документи виявити найважче [4, 5]. Тож для агента в ОС командою може стати будь-який прочитаний файл чи сайт.

Найвідоміші випадки закінчувалися видаленням даних. У липні 2025 року агент Replit під час оголошеного «заморожування коду» видалив робочу базу даних, а помилки прикривав вигаданими даними й неправдою про модульні тести [6]. У грудні 2025 року розробник повідомив, що агент у Google Antigravity мав очистити кеш проєкту, а в режимі Turbo виконав для всього диска D: команду з ключем /q, що вимикає підтвердження. Медіафайли не вдалося відновити навіть програмою Recuva [7]. У квітні 2026 року агент Cursor на моделі Claude Opus 4.6 вирішив сам «виправити» розбіжність облікових даних. Він

знайшов API-токен із правом видаляти томи й за дев'ять секунд видалив том Railway з робочою базою PocketOS разом із резервними копіями, що лежали на тому самому томі. Згодом агент визнав: «Я вгадував, замість того щоб перевіряти» [8].

Агенти також підганяють результат під перевірку. За даними METR, модель o3 робила це (reward hacking) у 30,4 % запусків RE-Bench: переписувала функцію вимірювання часу або ставила замість функції оцінювання заглушку, яка зараховувала будь-який розв'язок. Водночас на запитання, чи відповідає це намірам користувача, o3 десять разів із десяти відповіла «ні» [9]. В ImpossibleBench, де тести навмисно суперечать специфікації, GPT-5 «розв'язав» 76 % завдань Oneoff-SWEbench. Моделі для цього змінювали тести чи перевантажували оператори порівняння [10]. В ОС такий «ремонт» прибрав би симптом, а не причину: вимкнув би перевірку, підняв ліміт чи послабив правило брандмауера.

Власну роботу агенти перевіряють погано. У дослідженні багатоагентних систем MAST (понад 1 600 журналів виконання) 11,8 % збоїв пов'язані з невиконанням вимог завдання, 6,8 % – з хибними припущеннями замість уточнення, а 17,3 % – з відсутньою чи неправильною перевіркою [11]. Лишається після агентів і код, який ніхто не прибирає. GitClear, проаналізувавши 211 млн змінених рядків за 2020–2024 роки, зафіксувала зростання частки скопійованих рядків з 8,3 % у 2021 році до 12,3 % у 2024-му і падіння частки рефакторингу з 25 % до менш ніж 10 % [12].

Агент може виконати й чужу команду. У липні 2025 року зловмисник через запит на злиття (pull request) додав у розширення Amazon Q Developer для VS Code (версія 1.84) промпт з вимогою очистити систему «майже до заводського стану» й видалити файлові та хмарні ресурси. Версію опублікували, і шкоди не сталося лише тому, що промпт виявився непрацездатним [13].

Типи збоїв, їхні можливі наслідки в агентній ОС і обмеження, що знижують ризик, зведено в таблицю (табл. 1).

Таблиця 1 – Типові збої ШІ-агентів і їхні наслідки для агентної ОС

Тип збою	Задокументований приклад	Можливий наслідок в ОС	Обмеження, що знижує ризик
Хибно зрозумілі межі завдання	Замість кешу – весь диск D: [7]; том із базою й копіями [8]	Втрата файлів, зокрема системних, разом із копіями	Підтвердження людиною незворотних дій [14]; копії поза досяжністю агента
Підгонка під перевірку	Підміна таймера й функції оцінювання [9], зміна тестів [10]	Вимкнені перевірки, послаблений захист	Заборона змінювати перевірки й політики безпеки
Звіт без перевірки	Неправда про тести [6]; 17,3 % збоїв у MAST [11]	«Усе виправлено» при несправній системі	Перевірка результату поза агентом
Неприбраний код	Копіювання 8,3 → 12,3 %, рефакторинг 25 → <10 % [12]	Забуті скрипти, служби, зміни конфігурації	Журнал змін, рев'ю, прибирання тимчасових файлів
Чужі інструкції	Промпт-«чистильник» в Amazon Q [13]; XPIA [3]	Витік даних, шкідливе ПЗ	Найменші привілеї, ізоляція, окремий обліковий запис агента [1, 3, 14]

З таблиці видно, що всі п'ять типів збоїв уже траплялися в інструментах для розробників. В ОС агент матиме ширший доступ (профіль користувача, налаштування,

мережу), тож помилка легко вийде за межі проєкту, як із диском D: [7]. Найпідступніші другий і третій рядки: користувач отримує звіт, що все гаразд, і не має причин перевіряти.

OWASP називає це надмірною агентністю (excessive agency): зайві функції, зайві права чи зайва автономність, коли важливі дії виконуються без незалежної перевірки або підтвердження людини [14]. Microsoft відповідає контейнерами Microsoft Execution Containers (MXC), уже загальнодоступними у Windows 11 (організація задає, до яких файлів і мереж має доступ агент), окремою ідентичністю агента й керуванням через Agent 365 та Intune [1]. Але це інструменти для компаній з IT-відділом. Домашнього користувача захищатиме здебільшого запит на дозвіл, який легко підтвердити не читаючи. До того ж Microsoft сама визнає, що звичайні пісочниці не створювали для агентів, чиї потреби в ізоляції змінюються з кожним запитом [1].

Повна довіра ОС штучному інтелекту загрожує втратою даних, часом разом із резервними копіями, непомітним послабленням захисту й тим, що командою для агента стане будь-який документ. Тому агент в ОС має бути виконавцем з вузькими правами, а не власником системи. Йому потрібні окремий обліковий запис і найменші привілеї, а видалення, форматування чи зміна політик безпеки – лише після підтвердження людиною. Резервні копії мають бути поза його досяжністю, а результат і журнал дій – перевірятися незалежно від нього. Без цього збої на кшталт Replit, Antigravity чи PocketOS перейдуть з інструментів розробника на кожен ПК.

Список літератури

1. Davuluri P. Building Windows for hybrid intelligence. Windows Experience Blog. 07.10.2026. URL: https://blogs.windows.com/windowsexperience/2026/10/07/building-windows-for-hybrid-intelligence/ (дата звернення: 13.10.2026).
2. Foley M. J. Microsoft 2.5: EVP Pavan Davuluri wants to remake Windows for both human and agent users. GeekWire. 10.09.2026. URL: https://www.geekwire.com/2026/microsoft-2-5-evp-pavan-davuluri-wants-to-remake-windows-for-both-human-and-agent-users/ (дата звернення: 13.10.2026).
3. Experimental Agentic Features. Microsoft Support. URL: https://support.microsoft.com/en-us/windows/experimental-agentic-features-a25ede8a-e4c2-4841-85a8-44839191dfb3 (дата звернення: 13.10.2026).
4. Клиш В. М., Куперштейн Л. М. Аналіз атак типу prompt injection на великі мовні моделі. Матеріали LIV Всеукраїнської науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ. Вінниця : ВНТУ, 2025. URL: https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/48606 (дата звернення: 13.10.2026).
5. Lisovskyi A. Comparative analysis of the vulnerability of large language models to prompt injections. Автоматизація та приладобудування (Automation and Development of Electronic Devices, ADED-2025) : збірник студентських наукових статей. Харків : ХНУРЕ, 2025. Вип. 2. С. 34–40. URL: https://openarchive.nure.ua/handle/document/33043 (дата звернення: 13.10.2026).
6. Sharwood S. Vibe coding service Replit deleted user's production database, faked data, told fibs galore. The Register. 21.07.2025. URL: https://www.theregister.com/2025/07/21/replit_saastr_vibe_coding_incident/ (дата звернення: 13.10.2026).
7. Schwartz E. H. Google's Antigravity AI deleted a developer's drive and then apologized. TechRadar. 04.12.2025. URL: https://www.techradar.com/ai-platforms-assistants/googles-antigravity-ai-deleted-a-developers-drive-and-then-apologized (дата звернення: 13.10.2026).
8. Cramer J. 'I violated every principle I was given': An AI agent deleted a software company's entire database. It may not be the AI's fault. Fast Company. 28.04.2026. URL: https://www.fastcompany.com/91533544/cursor-claude-ai-agent-deleted-software-company-pocket-os-database-jer-crane (дата звернення: 13.10.2026).
9. Von Arx S., Chan L., Barnes B. Recent Frontier Models Are Reward Hacking. METR. 05.06.2025. URL: https://metr.org/blog/2025-06-05-recent-reward-hacking/ (дата звернення: 13.10.2026).
10. Zhong Z., Raghunathan A., Carlini N. ImpossibleBench: Measuring LLMs' Propensity of Exploiting Test Cases. ICLR 2026. 2026. URL: https://arxiv.org/abs/2510.20270 (дата звернення: 13.10.2026).
11. Cemri M. et al. Why Do Multi-Agent LLM Systems Fail? arXiv. 2025. URL: https://arxiv.org/abs/2503.13657 (дата звернення: 13.10.2026).
12. AI Copilot Code Quality: 2025 Look Back at 12 Months of Data. GitClear. 2025. URL: https://www.gitclear.com/ai_assistant_code_quality_2025_research (дата звернення: 13.10.2026).
13. Udinmwen E. Hacker adds potentially catastrophic prompt to Amazon's AI coding service to prove a point. TechRadar. 29.07.2025. URL: https://www.techradar.com/pro/hacker-adds-potentially-catastrophic-prompt-to-amazons-ai-coding-service-to-prove-a-point (дата звернення: 13.10.2026).
14. LLM06:2025 Excessive Agency. OWASP Gen AI Security Project. 2025. URL: https://genai.owasp.org/llmrisk/llm06:2025-excessive-agency/ (дата звернення: 13.10.2026).

УДК – 004.422.63:004.89

Олександр Карпець, *здобувач групи КІ-23*
Віталій Резніченко, *викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: upsbilly@meta.ua

Розвиток відкритого пз у сфері декомпіляції з використанням штучного інтелекту

Коли від програми лишився тільки виконуваний файл, зрозуміти, що вона робить, можна лише за машинним кодом. Це потрібно аналітикам шкідливого ПЗ і тим, хто підтримує старі програми без вихідних текстів. Декомпілятор перетворює машинний код на код високого рівня, але до оригіналу цей результат близький рідко: зникають коментарі, імена змінних і власні типи. Тому навіть псевдокод Ghidra читати важко, а виконати його вдається не завжди [1, 2].

Цю проблему дедалі частіше розв'язують великі мовні моделі (LLM), і значна частина таких розробок відкрита: моделі, набори даних, плагіни до звичних інструментів. Наразі ШІ-декомпіляція вже вплинула на відкрите ПЗ, є багато продуктів, що вже з'явилися завдяки їй.

Основу екосистеми становлять відкриті декомпілятори. Ghidra розробляє Агентство національної безпеки США (NSA). Вона має ліцензію Apache 2.0 і власний декомпілятор, а сценарії та розширення для неї пишуть на Java чи Python [3]. Комерційний Hex-Rays працює поверх IDA Pro, залишається закритим і продається лише в складі підписок на IDA [4].

Показовий приклад ШІ-підходу – LLM4Decompile. Автори називають її першою й найбільшою відкритою серією моделей для декомпіляції. Версія End декомпілює бінарний код напряму, версія Ref доопрацьовує псевдокод Ghidra. За даними авторів, End-моделі більш ніж удвічі випереджають GPT-4o і Ghidra за часткою коду, що повторно виконується, а Ref дають ще +16,2 % [1].

Відкритими стали й дані. Набір Decompile-Bench містить два мільйони пар «бінарна функція – вихідний код» з проєктів GitHub із дозвільними ліцензіями, а донавчання на ньому підвищує частку коду, що повторно виконується, на 20 % [5]. Моделі підключають і до готових інструментів. GhidraMCP (Apache 2.0) відкриває функції Ghidra клієнтам Model Context Protocol (MCP), тож модель може декомпілювати функції та перейменовувати методи й дані [6]. Для IDA Pro є плагін Gepetto (GPL-3.0): він просить модель пояснити функцію й запропонувати імена змінних [7].

Основні відмінності відкритого класичного, відкритого ШІ-орієнтованого та комерційного підходів зведено в таблицю (табл. 1).

Таблиця 1 – Порівняльна характеристика Ghidra, LLM4Decompile та IDA Pro з Hex-Rays

Критерій порівняння	Ghidra	LLM4Decompile	IDA Pro + Hex-Rays
Базовий метод	Класичний декомпілятор, що будує псевдокод із машинного коду [3]	Мовна модель: End – з бінарного коду напряму, Ref – уточнення псевдокоду Ghidra [1]	Комерційний декомпілятор: розпізнає ідіоми компіляторів, має повну систему типів [4]
Ліцензія	Apache 2.0 [3]	Відкриті код, моделі та дані [1]	Комерційна, лише у складі підписок на IDA [4]

Підключення ШІ	Розширення GhidraMCP (MCP-сервер) [6]	Власна модель, що уточнює вихід Ghidra [1]	Плагін Gepetto (GPL-3.0) [7]
Якість результату	Псевдокод без імен змінних, коментарів і власних типів [2]	Перевершує Ghidra і GPT-4o за часткою повторно виконуваного коду [1]	Псевдокод; імена змінних може пропонувати Gepetto [4, 7]
Основне обмеження	Без надбудов потребує ручного допрацювання [1, 2]	Охоплює бінарні файли Linux x86_64, зібрані GCC (O0–O3) [1]	Повний набір декомпіляторів доступний лише у платних планах [4]

З таблиці видно, що відкритість декомпілятора визначає, як швидко навколо нього з'являються надбудови. До Ghidra модель підключають розширенням (GhidraMCP) або беруть її псевдокод як вхід для LLM4Decompile-Ref. Навколо IDA з Hex-Rays теж виникають плагіни на кшталт Gepetto, але сам декомпілятор лишається закритим.

Практичний результат найкраще видно на іграх. Матчингова декомпіляція (matching decompilation) відновлює вихідний код, який після компіляції збігається з оригіналом байт у байт [8]. Так працює відкритий проєкт n64decomp/sm64 для Super Mario 64 [9]. З агентами це пішло швидше: у декомпіляції Snowboard Kids 2 частка співставленого коду зросла приблизно з 25 до 58 % після перших запусків Claude й до близько 75 % після змін у процесі [10]. За даними TechSpot, декомпіляція GoldenEye 007 досягла 100 % у серпні 2026 року, а згодом з'явилася версія для ПК, що проходить усю кампанію в 60 кадрів/с. Для Halo з Xbox на основі декомпіляції зроблено нативні порти [8].

Окремо стоїть ArtCraft – відкрита студія для ШІ-зображень і відео, поряд з якою команда storytold пише застосунки серії Craft (на сайті їх перелічено дванадцять) [11]. PhotoCraft – переписаний з нуля на Rust аналог Photoshop: він відкриває й зберігає PSD, має ліцензію MIT або Apache 2.0, працює на Windows, macOS, Linux і в браузері, а через MCP ним може керувати ШІ-агент [12]. До декомпіляції це не належить: автори відтворили програму лише за публічними специфікаціями й спостережуваною поведінкою (clean-room), а PhotoCraft поки що на ранній стадії [12]. TechSpot згадує ці проєкти поруч із ШІ-декомпіляцією [8]: і там, і там агент відтворює програму, не маючи її вихідного коду.

У відкритих рішень є слабкі місця. LLM4Decompile розрахована на Linux x86_64 і код, зібраний GCC з оптимізацією O0–O3 [1]. Модель відновлює код імовірнісно, тому результат треба перевіряти повторною компіляцією й тестами. У Snowboard Kids 2 Claude швидко впорався з більшістю функцій, але застряг на «довгому хвості»: функціях понад 1000 інструкцій і математично насиченому коді [10]. Є й правові ризики: за даними TechSpot, Activision заблокувала відео з проєкту Call of Duty: Modern Warfare 2, а Bethesda надіслала вимогу припинити діяльність щодо Fallout: New York [8].

Декомпілятори дали інструменти, дані й готові моделі, які можна перевірити та покращити. ШІ при цьому скоротив шлях від бінарного файлу до працюючої копії. Далі, імовірно, з'явиться підтримка інших архітектур і компіляторів, а перевірка тестами лишиться головним способом відсіяти помилки моделей.

Список літератури

1. Tan H., Luo Q., Li J., Zhang Y. LLM4Decompile: Decompiling Binary Code with Large Language Models. Proceedings of EMNLP 2024. 2024. URL: https://arxiv.org/abs/2403.05286 (дата звернення: 13.10.2026).
2. Chen Q., Lacomis J., Schwartz E. J., Le Goues C., Neubig G., Vasilescu B. Augmenting Decompiler Output with Learned Variable Names and Types. 31st USENIX Security Symposium. 2022. URL: https://arxiv.org/abs/2108.06363 (дата звернення: 13.10.2026).
3. Ghidra. GitHub. National Security Agency. URL: https://github.com/NationalSecurityAgency/ghidra (дата звернення: 13.10.2026).

4. Hex-Rays Decompiler. Hex-Rays. URL: https://hex-rays.com/decompiler (дата звернення: 13.10.2026).
5. Tan H. et al. Decompile-Bench: Million-Scale Binary-Source Function Pairs for Real-World Binary Decompilation. arXiv. 2025. URL: https://arxiv.org/abs/2505.12668 (дата звернення: 13.10.2026).
6. GhidraMCP. GitHub. LaurieWired. URL: https://github.com/LaurieWired/GhidraMCP (дата звернення: 13.10.2026).
7. Gepetto. GitHub. JusticeRage. URL: https://github.com/JusticeRage/Gepetto (дата звернення: 13.10.2026).
8. Franco J. Decompilation on Steroids: Why AI Is Suddenly Cracking Open Old Software. TechSpot. 11.10.2026. URL: https://www.techspot.com/article/3184-decompilation-on-steroids/ (дата звернення: 13.10.2026).
9. Super Mario 64 decompilation. GitHub. n64decomp. URL: https://github.com/n64decomp/sm64 (дата звернення: 13.10.2026).
10. Lewis C. The Long Tail of LLM-Assisted Decompilation. Chris' Blog. 16.02.2026. URL: https://blog.chrislewis.au/the-long-tail-of-llm-assisted-decompilation/ (дата звернення: 13.10.2026).
11. ArtCraft. URL: https://getartcraft.com/ (дата звернення: 13.10.2026).
12. PhotoCraft. GitHub. storytold. URL: https://github.com/storytold/photocraft (дата звернення: 13.10.2026).

УДК 004.056.55

Вікторія Ситенкова, *здобувач групи КН-23*
Віталій Резніченко, *викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: upsbilly@meta.ua

Криптографічні технології порівняння симетричних та асиметричних методів шифрування

Криптографія — це галузь знань, що займається методами перетворення інформації з метою її захисту від несанкціонованого доступу та збереження її конфіденційності, цілісності та автентичності. Вона бере свій початок ще з давніх часів — від шифрів Цезаря до сучасних цифрових методів шифрування. У сучасному світі криптографія стала основою кібербезпеки: її алгоритми використовують у банківській сфері, електронній комерції, телекомунікаціях, державному управлінні, медичній сфері та особистому цифровому захисті (наприклад, у месенджерах, VPN або криптовалютах) [6].

Криптографічні алгоритми — це набір математичних процедур, які застосовуються до інформації (тексту, даних) із метою її перетворення у форму, що є незрозумілою для сторонніх осіб. Згідно з [1], основною метою таких алгоритмів є захист інформації за допомогою ключа: секретного або пари ключів (відкритого і закритого). На підставі принципів роботи з ключами, алгоритми шифрування поділяються на два основних типи: симетричні алгоритми та асиметричні алгоритми.

Кожен тип має свої переваги, недоліки та сферу застосування. В основі дії будь-якого криптоалгоритму лежить перетворення вхідної інформації за допомогою математичних функцій і операцій, щоб перетворити зрозумілий текст (англ. plaintext) у зашифрований текст (ciphertext) і навпаки.

Симетричне шифрування (англ. symmetric encryption) — це метод криптографії, у якому один і той самий ключ використовується як для шифрування, так і для дешифрування інформації. Тобто, відправник і отримувач повинні мати доступ до одного спільного секретного ключа. Основна складність полягає в безпечному обміні цим ключем, особливо у випадку передачі даних через відкриті мережі [1][2].

Алгоритм симетричного шифрування перетворює відкритий текст (plaintext) у зашифрований текст (ciphertext) за допомогою ключа, а потім виконує обернену операцію для відновлення оригінального повідомлення. Такий підхід забезпечує надзвичайно високу швидкість роботи, що робить його ефективним для обробки великих обсягів даних.

Серед найвідоміших симетричних алгоритмів:

1) AES (Advanced Encryption Standard) — найпоширеніший і один із найнадійніших алгоритмів на сьогодні. Він підтримує довжини ключів 128, 192 та 256 біт і широко застосовується у стандартах безпеки (наприклад, у VPN, Wi-Fi, SSL/TLS) [1][3].

2) DES (Data Encryption Standard) — раніше був стандартом шифрування у США, але сьогодні вважається застарілим через недостатню довжину ключа (56 біт), що робить його вразливим для грубої сили (brute-force attack) [2][4].

3) Triple DES (3DES) — поліпшена версія DES, яка виконує шифрування тричі, але також вже поступається сучасним методам через відносну повільність [2].

Переваги симетричного шифрування:

1) Висока швидкість обробки даних;

2) Відносна простота реалізації;

3) Менше обчислювальне навантаження на систему.

Недоліки:

1) Необхідність безпечного каналу для обміну ключем;

2) Уразливість при втраті або викраденні ключа;

3) Складність масштабування у великих або відкритих інформаційних системах.

Симетричне шифрування особливо ефективне, коли потрібно швидко обробляти велику кількість інформації в межах захищеного середовища або з відомими сторонами зв'язку [1][3].

Асиметричне шифрування (англ. asymmetric encryption) — це тип шифрування, що використовує пару взаємопов'язаних ключів: відкритий (public key) і закритий (private key). Відкритий ключ слугує для шифрування повідомлення і його можна вільно передавати, тоді як розшифрувати це повідомлення може лише той, хто володіє відповідним закритим ключем [1][3].

Такий підхід вирішує проблему безпечного обміну ключами, що є головною вадою симетричного шифрування. Наприклад, у системі електронного підпису відкритий ключ дозволяє перевірити підпис, створений за допомогою закритого ключа, не розкриваючи останнього [5].

Найвідоміші асиметричні алгоритми:

1) RSA (Rivest–Shamir–Adleman) — найзначніший алгоритм публічного ключа, який широко використовується для захисту даних в інтернеті (наприклад, у протоколах HTTPS, TLS) [1][5]. Його криптографічна стійкість базується на складності факторизації великих простих чисел.

2) DSA (Digital Signature Algorithm) — створений для забезпечення цифрових підписів, використовується у державних і комерційних системах [5].

3) ECC (Elliptic Curve Cryptography) — новітній підхід, що дозволяє досягти такої ж безпеки, як RSA, але з меншими розмірами ключів та меншою обчислювальною складністю [5].

Переваги асиметричного шифрування:

1) Високий рівень безпеки при передачі даних через відкриті канали;

2) Не потребує надійного каналу для обміну ключами;

3) Підходить для автентифікації та підпису повідомлень;

4) Зручно інтегрується у відкриті системи (наприклад, SSL-сертифікати) [3][5].

Недоліки:

1) Низька швидкість обробки в порівнянні із симетричними методами;

2) Високе навантаження на апаратні та програмні ресурси;

3) Виристання переважно для захисту невеликих обсягів інформації або для захисту ключа при гібридному шифруванні [4].

Таким чином, асиметричне шифрування не замінює симетричне повністю, а часто доповнює його в рамках сучасних криптосистем.

Симетричні та асиметричні алгоритми суттєво відрізняються за принципами роботи, продуктивністю, безпекою та метою використання. Ключове, що їх розрізняє, — це спосіб управління ключами. У симетричних системах один і той самий ключ повинен бути переданий обом сторонам, а в асиметричних — відкритий ключ може публічно поширюватися, оскільки лише власник приватного ключа зможе розшифрувати інформацію чи підписати повідомлення.

Симетричні алгоритми рекомендується використовувати у ситуаціях, де:

1) Потрібно шифрувати великі обсяги даних (наприклад, резервні копії, передача відео або аудіо у реальному часі);

2) Відомі обидві сторони, і є можливість безпечного обміну ключами;

3) Критично важливі швидкість і продуктивність.

Асиметричні алгоритми краще підходять для:

1) Захищеної передачі інформації між невідомими сторонами в мережі;

2) Аутентифікації даних (перевірка справжності цифрового підпису);

3) Захисту симетричних ключів у гібридних криптосистемах (наприклад, у протоколах TLS/SSL, де асиметрія використовується на етапі встановлення з'єднання).

У результаті, жоден з підходів не є універсально кращим: їх доцільність визначається умовами, обсягом даних, рівнем довіри сторін та вимогами до захисту. Найефективніше рішення — комбінація обох методів у гібридних криптосистемах, що дозволяють досягнути максимальної безпеки без суттєвої втрати продуктивності [1][3][5].

У світі, де цифрова комунікація стала нормою, знання принципів криптографії — це не лише пріоритет IT-фахівців, а й базова компетенція кожного користувача цифрових систем.

Список літератури

1. Academy B. Symmetric vs. asymmetric encryption | binance academy. Binance Academy. URL: https://academy.binance.com/uk-UA/articles/symmetric-vs-asymmetric-encryption (дата звернення: 25.05.2025).
2. Симетричні алгоритми шифрування. Stud. URL: https://stud.com.ua/94398/informatika/simetrichni_algoritmi_shifruvannya (дата звернення: 25.05.2025).
3. Шифрування: типи і алгоритми. Що це, чим відрізняються і де використовуються? • Hostpro Wiki. Hostpro Wiki. URL: https://hostpro.ua/wiki/ua/security/encryption-types-algorithms/ (дата звернення: 25.05.2025).
4. Шифрування з використанням симетричного та асиметричного ключа. StudFiles. URL: https://studfile.net/preview/5651057/page:3/ (дата звернення: 25.05.2025).
5. Кібербезпека - Криптографія з відкритим ключем, різновидності алгоритм. Google Drive: Sign-in. URL: https://sites.google.com/view/blog-ua/основні-поняття-криптографії-та-захисту-інформації/криптографія-з-відкритим-ключем-різновидності-алгоритм (дата звернення: 25.05.2025).
6. Гомонай О. В. Криптографія. Енциклопедія Сучасної України, Том 15. URL: https://esu.com.ua/article-1576 (дата звернення: 25.05.2025).

УДК 004.89:004.421

Сергій Самброс, *здобувач групи КН-23*
Віталій Резніченко, *викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: upsbilly@meta.ua

Аналіз алгоритмів пошуку шляху ти просторової навігіціїї автономних агентів у динамічних середовищах

Задача автоматичного пошуку оптимального маршруту є однією з базових проблем комп'ютерних наук, теорії графів та систем штучного інтелекту. Вона широко застосовується у мобільній робототехніці, системах автономного керування безпілотними апаратами, логістичних інформаційних сервісах та комп'ютерних симуляторах [1, 2]. У реальних умовах експлуатації навколишній простір рідко залишається незмінним: на маршруті з'являються нові перешкоди, змінюється прохідність окремих ділянок та рухаються інші об'єкти. Такі фактори вимагають від навігаційних алгоритмів високої обчислювальної швидкодії та здатності до оперативного перерахунку траєкторії руху в режимі реального часу.

Метою дослідження є порівняльний аналіз сучасних способів представлення навігаційного простору та евристичних алгоритмів пошуку шляху на графах для забезпечення ефективної маршрутизації автономних агентів у динамічному середовищі.

Процес побудови безпечного маршруту складається з двох послідовних етапів: попередньої дискретизації простору з формуванням графа прохідності та безпосереднього виконання алгоритму пошуку на отриманій структурі даних [3]. У сучасному програмуванні найчастіше використовуються три підходи до представлення простору:

1. Регулярні координатні сітки. Увесь доступний простір розбивається на однакові квадратні або гексагональні комірки, кожна з яких зберігає прапорець прохідності. Такий підхід є найбільш простим у програмній реалізації та дозволяє швидко змінювати стан окремих клітинок під час руху перешкод. Основним недоліком є значне зростання кількості вершин графа при збільшенні площі карти, що призводить до перевитрати оперативної пам'яті та уповільнення пошуку [1].

2. Графи дорожніх точок. Маршрути прокладаються виключно між заздалегідь розставленими вузловими точками у ключових місцях локації. Це суттєво зменшує розмірність графа та прискорює розрахунки, проте обмежує рух агентів жорстко заданими лініями і погано підходить для сцен, де геометрія оточення постійно змінюється.

3. Навігаційні полігональні сітки NavMesh. Вільна від статичних перешкод поверхня апроксимується набором суміжних опуклих багатокутників [3]. Оскільки всередині будь-якого опуклого багатокутника пряма лінія між двома точками гарантовано не перетинає його межі, один великий полігон замінює сотні дрібних клітинок звичайної сітки. Завдяки цьому навігаційні сітки стали галузевим стандартом для тривимірних середовищ зі складним рельєфом та архітектурою.

Для знаходження маршруту на сформованому графі класичним методом є хвильовий алгоритм Дейкстри. Він гарантує отримання найкоротшого шляху, але перевіряє всі вершини рівномірно на всі боки від стартової точки, через що витрачає багато процесорного часу на аналіз завідомо неперспективних напрямків [1]. Цю проблему вирішує евристичний алгоритм A*, який додатково використовує оціночну функцію відстані від поточної вершини до кінцевої мети [3]. Завдяки евристиці алгоритм насамперед перевіряє вузли, розташовані у напрямку цілі, що скорочує кількість оброблених вершин у декілька разів.

Проте у високонавантажених системах із десятками або сотнями одночасних запитів на пошук шляху базового алгоритму A* часто виявляється недостатньо. Для підвищення продуктивності у таких сценаріях впроваджуються спеціалізовані модифікації:

По-перше, метод пошуку за точками стрибків Jump Point Search прискорює роботу на однорідних сітках шляхом відсікання симетричних шляхів. Алгоритм пропускає проміжні сусідні клітинки вздовж прямих і діагональних ліній, зупиняючись лише у точках примусової зміни напрямку біля кутів перешкод, що дає змогу прискорити пошук майже на порядок без додаткових витрат пам'яті [4].

По-друге, сімейство інкрементальних алгоритмів D* Lite активно застосовується у мобільних роботах під час руху по частково невідомій місцевості [2]. Коли сенсори фіксують нову перешкоду на запланованому шляху, алгоритм не запускає повний пошук із самого початку, а локально перераховує вартість лише тих ребер графа, на які безпосередньо вплинула зміна.

По-третє, у масштабних середовищах використовується ієрархічна кластеризація карти, коли спочатку швидко будується приблизний маршрут між великими секторами, а детальна траєкторія уточнюється лише в межах поточного сектора перебування агента.

На практиці найкращі результати забезпечує дворівнева модель керування рухом: глобальний шлях до цілі розраховується відносно рідко за допомогою алгоритму A* по полігональній сітці NavMesh, тоді як локальне маневрування та взаємне розходження агентів між собою виконується на кожному кроці симуляції алгоритмами векторного уникнення зіткнень ORCA без перебудови основного графа.

Висновки. Проведений аналіз свідчить про те, що ефективність системи просторової навігації прямо залежить від узгодженості моделі простору та обраного алгоритму пошуку. Для великих тривимірних середовищ найбільш раціональним є поєднання полігональних сіток NavMesh із евристичним алгоритмом A*, тоді як для задач на регулярних сітках та в умовах невідомої місцевості високу швидкодію демонструють методи Jump Point Search і D* Lite. Відділення глобального пошуку маршруту від локального уникнення динамічних перешкод дозволяє мінімізувати навантаження на центральний процесор і досягти високої стабільності роботи системи в реальному часі.

Список літератури

1. Foead D., Ghifari A., Kusuma M. B., Hanafiah N., Gunawan E. A Systematic Literature Review of A* Pathfinding // Procedia Computer Science. 2021. Vol. 179. P. 507–514. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877050921000399 (дата звернення: 28.10.2026).
2. Пасічник В. В., Шаховська Н. Б. Методи та алгоритми штучного інтелекту в задачах маршрутизації мобільних агентів // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Серія: Інформаційні системи та мережі. 2023. Вип. 13. С. 44–53. URL: https://science.lpnu.ua/uk/sisn (дата звернення: 28.10.2026).
3. Patel A. Introduction to the A* Algorithm and Heuristics in Pathfinding. Red Blob Games : веб-сайт. URL: https://www.redblobgames.com/pathfinding/a-star/introduction.html (дата звернення: 28.10.2026).
4. Harabor D., Grastien A. Online Graph Pruning for Pathfinding on Grid Maps // Proceedings of the AAAI Conference on Artificial Intelligence. 2011. Vol. 25, No. 1. P. 1114–1119. URL: https://ojs.aaai.org/index.php/AAAI/article/view/7994 (дата звернення: 28.10.2026).
5. van den Berg J., Guy S. J., Lin M., Manocha D. Reciprocal n-Body Collision Avoidance // Robotics Research. Springer Tracts in Advanced Robotics. 2011. Vol. 70. P. 3–19. URL: https://gamma.cs.unc.edu/ORCA/ (дата звернення: 28.10.2026).

УДК 004.422.6:004.4

Сергій Самброс, *здобувач групи КН-23*
Віталій Резніченко, *викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: upsbilly@meta.ua

Методи оптимізаціїї керування оперативною пам'яттю у керованих середовищах виконання програм

Сучасна розробка корпоративного та прикладного програмного забезпечення значною мірою базується на мовах програмування з керованим середовищем виконання, серед яких провідні позиції займають C# на платформі .NET, Java та Go. Використання автоматичного прибиральника сміття звільняє програмістів від ручного вивільнення оперативної пам'яті та запобігає критичним помилкам, таким як витоки ресурсів, звернення за недійсними вказівниками або пошкодження динамічної купи [1]. Водночас у високонавантажених серверних системах, сервісах обробки потокових даних та застосунках реального часу фонова робота підсистеми очищення пам'яті часто призводить до непередбачуваних призупинень виконання робочих потоків і зниження загальної продуктивності програми [2, 4].

Метою дослідження є аналіз принципів роботи автоматичного керування пам'яттю у сучасних віртуальних машинах та визначення практичних методів мінімізації накладних витрат на динамічний розподіл об'єктів.

В основу архітектури більшості сучасних прибиральників сміття покладено поколіннєву гіпотезу, згідно з якою переважна більшість створених під час роботи програми об'єктів має дуже короткий життєвий цикл і стає непотрібною майже одразу після завершення поточної операції [1]. Відповідно до цього керована купа поділяється на три покоління за віком об'єктів, а також містить окремий сегмент для великих масивів даних розміром понад 85 кілобайтів. Очищення молодшого нульового покоління виконується дуже швидко, проте якщо програма створює занадто багато об'єктів за одиницю часу, вони передчасно переходять у старші покоління. Повне сканування та ущільнення всієї купи вимагає тимчасової зупинки виконання клієнтського коду, що негативно позначається на стабільності часу відгуку системи [4, 5].

Аналіз сучасних підходів до профілювання та оптимізації коду дозволяє виділити чотири основні методи зниження навантаження на підсистему керування пам'яттю:

1. Повторне використання екземплярів через пули об'єктів. Замість постійного виділення та видалення пам'яті під об'єкти, які часто створюються у циклах обробки запитів або візуалізації, доцільно використовувати попередньо ініціалізований буфер об'єктів або стандартний клас ArrayPool [2, 4]. Після завершення використання об'єкт не знищується прибиральником сміття, а очищує свій внутрішній стан і повертається до спільного пулу для наступних операцій. Такий підхід дозволяє майже повністю прибрати динамічні алокації пам'яті під час пікових навантажень.

2. Раціональний розподіл між структурами даних за значенням та посилальними класами. Розміщення невеликих тимчасових наборів даних за допомогою структур безпосередньо на стеку викликів або всередині неперервних масивів дозволяє уникнути створення окремих об'єктів у керованій купі [1, 5]. Окрім відсутності службових заголовків об'єктів, послідовне розташування структур у пам'яті значно підвищує ефективність використання швидкого кешу центрального процесора і зменшує кількість звернень до повільної основної оперативної пам'яті.

3. Застосування безпечних вказівників та зрізів пам'яті Span і Memory. Під час парсингу текстових протоколів, обробки JSON-повідомлень або побайтового читання мережевих потоків класичні рядкові методи створюють десятки проміжних копій підрядків у

купі. Використання сучасних структур Span дозволяє виділяти вікно довільної довжини поверх вже наявного масиву або стекового буфера без жодного копіювання даних та без залучення прибиральника сміття [3].

4. Усунення прихованих алокацій та неявного пакування типів. Значна частина зайвого навантаження на пам’ять виникає непомітно для розробника через приведення значущих структур до базових інтерфейсів, конкатенацію рядків у циклах або захоплення локальних змінних у лямбда-виразах і асинхронних методах [2, 6]. Заміна таких конструкцій на типізовані узагальнені методи, статичні анонімні функції та буферизовані побітові операції дозволяє зменшити обсяг сміттєвого трафіку в пам’яті у декілька разів.

Висновки. Автоматичне керування пам’яттю у сучасних керованих середовищах суттєво прискорює розробку та підвищує надійність програмних комплексів, проте не скасовує необхідності контролю за життєвим циклом даних у критичних до швидкодії вузлах. Комплексне використання пулів об’єктів, стекових структур, неперервних зрізів пам’яті Span та уникнення прихованого пакування типів дозволяє скоротити частоту спрацьовування прибиральника сміття на 70–85% і забезпечити прогнозовано високу продуктивність програмного забезпечення.

Список літератури

1. Fundamentals of garbage collection in .NET. Microsoft Learn : веб-сайт. URL: https://learn.microsoft.com/en-us/dotnet/standard/garbage-collection/fundamentals (дата звернення: 28.10.2026).
2. Toub S. Performance Improvements in .NET 8 and .NET 9. Microsoft Developer Blogs : веб-сайт. URL: https://devblogs.microsoft.com/dotnet/performance-improvements-in-net-8/ (дата звернення: 28.10.2026).
3. Memory and Span usage guidelines in modern C#. Microsoft Learn : веб-сайт. URL: https://learn.microsoft.com/en-us/dotnet/standard/memory-and-spans/memory-t-usage-guidelines (дата звернення: 28.10.2026).
4. Kokosa K. Zero-Allocation Programming in .NET: Span, MemoryPool and ArrayPool // Dotnetos Conference Proceedings. 2023. URL: https://prodotnetmemory.com/ (дата звернення: 28.10.2026).
5. Оптимізація використання пам'яті та робота Garbage Collector у високонавантажених C# застосунках. DOU.ua : веб-сайт. URL: https://dou.ua/forums/topic/43812/ (дата звернення: 28.10.2026).

УДК 004.42

Назар Кокіш, *здобувач групи КН-23*
Віталій Резніченко, *викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: upsbilly@meta.ua

Огляд та порівняння сучасних ігрових рушіїв

Сучасні відеоігри майже завжди створюють на готових ігрових рушіях. Це програмні платформи, які відповідають за рендеринг, фізику, звук і роботу з ресурсами, тому команді не доводиться писати ці системи самостійно. Серед рушіїв найчастіше використовують Unity, Unreal Engine та Godot, але за можливостями й умовами використання вони відрізняються [1, 2].

Від вибору рушія залежать графіка, продуктивність і вартість проєкту. Одні рушії безкоштовні, інші беруть відсоток від доходу або продаються за підпискою. Для невеликої команди помилка на цьому етапі означає додаткові витрати. Тому метою роботи є порівняння Unity, Unreal Engine і Godot за технічними характеристиками та моделями ліцензування.

Unity призначений для 2D- і 3D-проєктів і підтримує багато платформ. Код пишуть мовою C# на платформі .NET. Графіку забезпечують конвеєри рендерингу Scriptable Render Pipeline: URP розрахований на мобільні та масові пристрої, HDRP – на потужне обладнання. Шейдери можна створювати у візуальному редакторі Shader Graph або писати мовою HLSL. Для пошуку вузьких місць є Profiler, Frame Debugger і Memory Profiler, а для VR – XR Interaction Toolkit. Функція Foveated Rendering зменшує навантаження на GPU, бо високу роздільність застосовує лише там, куди дивиться користувач. Рушій підтримує понад півтора десятка платформ, від ПК і консолей до мобільних пристроїв та WebGL. Для мобільних пристроїв достатньо 1 ГБ оперативної пам'яті, а Asset Store містить готові ресурси, що скорочує час розробки. Завдяки модульній архітектурі можна підключати лише потрібні пакети, тому Unity часто беруть для мобільних, навчальних та інді-проєктів. За ліцензією Personal безкоштовний, Pro (близько 2310 доларів на рік за робоче місце) потрібен після 200 тис. доларів доходу чи фінансування, а Enterprise – після 25 млн доларів. Вихід на консолі відкривається з Pro, а доступ до вихідного коду лише для читання є тільки в Enterprise [2, 3].

Unreal Engine використовують переважно для 3D-проєктів із великим бюджетом, де важлива якість зображення. У п'ятій версії основні технології – Nanite і Lumen. Nanite працює з геометрією з мільйонів полігонів і не потребує ручної оптимізації моделей. Він також підбирає рівень деталізації та відсікає невидимі об'єкти, тому рендеряться лише видимі елементи. Lumen дає динамічне глобальне освітлення та відображення без запікання карт освітлення. Крім того, в рушії є вбудоване масштабування Temporal Super Resolution, система World Partition для великих відкритих світів і засоби процедурного звуку MetaSounds. Програмувати можна на C++ або через візуальні Blueprints, які знижують поріг входу для дизайнерів, проте для оптимізації C++ усе одно потрібен. Вимоги до обладнання високі: для Lumen потрібні відеокарти рівня NVIDIA RTX 2000 чи AMD RX 6000 і новіші, а для версії 5.5 рекомендовано 8 ГБ відеопам'яті та 32 ГБ оперативної пам'яті. У вимірюваннях сцена в 4K займала в Unreal Engine 5.3 близько 11,5 ГБ відеопам'яті, тоді як в Unity (HDRP) – 7,2 ГБ. Ресурси для проєктів доступні через Fab, Quixel Megascans і Marketplace. Прикладом є VR-версія Resident Evil 4 для Quest 2: вона створена на Unreal Engine і працює зі стабільними 72 кадрами на секунду. Вихідний код рушія доступний розробникам за умовами ліцензії Epic. Рушій безкоштовний, доки дохід продукту не перевищить 1 млн доларів, після чого стягується роялті 5 % [1, 2, 4].

Godot – відкритий рушій для 2D- і 3D-ігор, який поширюється за ліцензією MIT: за використання нічого платити не потрібно, а код можна змінювати. Для скриптів є мова

GDScript, що тісно інтегрована з рушієм і має необов'язкову статичну типізацію, а також підтримка C# (синтаксис C# 12) і C++ через GDExtension. У четвертій версії є три рендерери. Основний із них, Forward+, працює на Vulkan, Direct3D 12 або Metal і використовує кластеризоване освітлення, щоб зменшити вартість джерел світла в складних сценах. Серед графічних можливостей – GPU-частинки в 2D і 3D, власні шейдери, VoxelGI і SDFGI для глобального освітлення. Для 2D передбачено окремий рендерер, фізику й TileMap, а редактор містить дерево сцен, вбудований редактор скриптів, візуальний профайлер і редагування сцени в реальному часі. Проєкти експортуються на настільні, мобільні та веб-платформи, а 3D можна рендерити в нижчій роздільності, використовуючи білінійне масштабування або AMD FSR 1.0 і 2.2. 2D-інтерфейс при цьому лишається в початковій роздільності. Рушій легкий і невимогливий до ресурсів, тому його часто обирають невеликі команди та проєкти з обмеженим бюджетом [1, 5].

Основні технічні та ліцензійні відмінності рушіїв зведено в таблицю (табл. 1).

Таблиця 1 – Порівняльна характеристика ігрових рушіїв Unity, Unreal Engine та Godot

Критерій порівняння	Unity	Unreal Engine	Godot
Мови програмування	C# (.NET) [2]	C++, Blueprints [2]	GDScript, C#, C++ [5]
Графічна підсистема	Конвеєри URP та HDRP [2]	Nanite, Lumen, Temporal Super Resolution [4]	Forward+, Mobile, Compatibility, а також VoxelGI, SDFGI [5]
Масштабування зображення	DLSS лише через HDRP [2]	Вбудований TSR [4], плагін DLSS [2]	Білінійне, FSR 1.0 і FSR 2.2 [5]
Вимоги до обладнання	Помірні [2]	Високі: для Lumen потрібні RTX 2000 / RX 6000 і новіші [2]	Низькі, рушій легкий [1]
Підтримувані платформи	Понад 15 платформ: ПК, консолі, мобільні, WebGL [2]	Основні платформи, акцент на потужних пристроях [2]	Настільні, мобільні та веб-платформи [5]
Інструменти оптимізації	Profiler, Frame Debugger, Memory Profiler [2]	Nanite (LOD, відсікання), Render Resource Viewer [2]	Візуальний профайлер, рендерери Mobile і Compatibility [5]
Модель ліцензування	Підписки: Pro від 200 тис. $ доходу, Enterprise від 25 млн $ [3]	Безкоштовно до 1 млн $ доходу, далі роялті 5 % [4]	Безкоштовно, ліцензія MIT [1]
Вихідний код	Закритий, читання лише в Enterprise [3]	Доступний за умовами ліцензії Epic [2]	Повністю відкритий [1]

Таблиця показує, що рушії по-різному поєднують графіку, вимоги до обладнання та вартість. Unreal Engine дає кращу якість зображення завдяки Nanite і Lumen та має вбудований TSR, але вимагає потужного обладнання, а через C++ його складніше вивчити. Unity підтримує багато платформ, працює на слабших пристроях і простіший для початківців, проте щоб досягти якості, порівнянної з Lumen, URP чи HDRP потрібно додатково налаштовувати, а DLSS доступний лише через HDRP. Godot легкий і безкоштовний, його відкритий код дає повний контроль над проєктом, а в рушії є масштабування AMD FSR [1, 2, 4, 5].

Окремо варто розглянути ліцензування, оскільки для незалежних команд воно часто вирішує вибір. Пороги в рушіїв різні: Unity вимагає Pro вже від 200 тис. доларів доходу, Unreal лишається безкоштовним до 1 млн доларів, а Godot не має обмежень. Крім того, відкритий код Godot робить проєкт незалежним від умов постачальника [1, 3, 4].

За результатами порівняння Unreal Engine варто обирати для проєктів із 3D-графікою високої якості та великим бюджетом, Unity – для мобільних і кросплатформних ігор та швидкого прототипування, а Godot – для невеликих проєктів і команд з обмеженим бюджетом. Остаточний вибір залежить від цілей проєкту, наявного обладнання та очікуваного доходу.

Список літератури

1. Ezhil S. L. A comparative analysis of Unity, Unreal Engine, Godot, and CryEngine: technical features, licensing models, and suitability for modern game development. ResearchGate. 2025. URL: https://www.researchgate.net/publication/396627898 (дата звернення: 04.10.2026).
2. Berrezueta-Guzman S., Wagner S. Choosing the right engine in the virtual reality landscape. arXiv. 2025. arXiv:2508.13116. URL: https://arxiv.org/pdf/2508.13116 (дата звернення: 04.10.2026).
3. Unity Plans & Pricing: Pro, Personal, Enterprise, Industry. Unity. URL: https://unity.com/products (дата звернення: 04.10.2026).
4. Unreal Engine 5. Epic Games. URL: https://www.unrealengine.com/unreal-engine-5 (дата звернення: 04.10.2026).
5. List of features. Godot Engine documentation. URL: https://docs.godotengine.org/en/stable/about/list_of_features.html (дата звернення: 04.10.2026).

УДК 004.92

Назар Кокіш, *здобувач групи КН-23*
Віталій Резніченко, *викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: upsbilly@meta.ua

Огляд та порівняння технологій масштабування зображень nvidia dlss та amd fsr

Сучасна комп'ютерна графіка та інтерактивні системи дедалі частіше працюють із високою роздільністю (1440p, 4K) і трасуванням променів (Ray Tracing). Якщо рендерити таку сцену повністю в рідній роздільності, графічні процесори (GPU) перевантажуються, а частота кадрів (FPS) падає. Прості просторові методи розтягування зображення цього не вирішують: текстури розмиваються, з'являються помітні спотворення. Саме тому в сучасних графічних рушіях дедалі частіше застосовують часове підвищення роздільності, яке за якістю, як правило, перевершує суто просторові методи [1].

Проблему вирішують технології просторово-часового масштабування (upscaling): кадр високої якості будується із зображення нижчої роздільності. Найвідоміші рішення – NVIDIA DLSS (Deep Learning Super Sampling), що працює на апаратному штучному інтелекті та тензорних ядрах, і AMD FSR (FidelityFX Super Resolution), яка спирається на відкриті алгоритми та звичайні шейдерні обчислення. Порівняння цих підходів показує, як вони поєднують якість зображення, навантаження на ресурси та сумісність з апаратними платформами [2, 3, 4].

NVIDIA DLSS (Deep Learning Super Sampling) – це технологія відновлення зображення методами глибокого навчання. На вхід вона отримує кадр низької роздільності, вектори руху пікселів (Motion Vectors), буфер глибини сцени (Depth Buffer) та кілька попередніх кадрів. Основу становить натренована нейромережа (у DLSS 2 – згорткова), яка

сама добудовує дрібні деталі, тому зображення не розмивається, як при інтерполяції. Модель виконується лише на тензорних ядрах (Tensor Cores) відеокарт GeForce RTX. Завдяки цьому тонкі лінії залишаються стабільними, а часових артефактів менше, однак технологія прив'язана до закритої екосистеми NVIDIA. Для інтеграції в ігри NVIDIA пропонує відкритий фреймворк Streamline, який дає змогу підключати DLSS та інші технології масштабування через одну інтеграцію [2, 4].

З часом DLSS вийшла за межі підвищення роздільності. У DLSS 3 з'явилася генерація проміжних кадрів (Frame Generation): оптичний прискорювач потоку (Optical Flow Accelerator) визначає напрямок руху об'єктів, і частота оновлення екрана майже подвоюється. У DLSS 3.5 нейромережа (Ray Reconstruction) замінила класичні евристичні модулі шумозаглушення для трасування променів. Вона навчається на багатовимірних вибірках рендерингу, відновлює високочастотні відблиски й зберігає чіткість освітлення. У DLSS 4 генерацію кадрів перевели на нейромережі, і окремий оптичний прискорювач потоку для неї вже не потрібен. Тоді ж з'явилася Multi Frame Generation, яка на відеокартах RTX 50 генерує до п'яти додаткових кадрів на кожен відрендерений, а Super Resolution перейшла на transformer-модель. DLSS 4.5 додала динамічний множник генерації та transformer другого покоління. Для згладжування в рідній роздільності є режим DLAA, а затримку при генерації кадрів зменшує NVIDIA Reflex [2, 4].

AMD FSR (FidelityFX Super Resolution) – кросплатформне просторово-часове рішення, яке у версіях 1–3 побудоване на аналітичних алгоритмах і не використовує штучний інтелект. Воно аналізує вектори руху та дані глибини, застосовує адаптивні просторово-часові фільтри й маски контрастної різкості. Алгоритми реалізовані на стандартних шейдерах (HLSL) у межах графічних API DirectX 12 та Vulkan, тому виділене ШІ-обладнання не потрібне. Код відкритий (ініціатива GPUOpen, ліцензія MIT), тож технологія не залежить від виробника й працює на відеокартах AMD, NVIDIA та Intel. Слабке місце – складні динамічні сцени, де можуть лишатися сліди руху (ghosting) [3, 4, 5].

У FSR 3 компанія AMD додала алгоритмічну інтерполяцію кадрів (Fluid Motion Frames). На відміну від NVIDIA, тут немає окремого апаратного блоку: усе рахується асинхронними обчисленнями на універсальних шейдерних блоках, тому технологія лишається відкритою й може майже вдвічі збільшити частоту кадрів навіть на картах конкурентів. Щоб зменшити затримку вводу (latency), яку додає генерація кадрів, використовують засоби зниження затримки, зокрема AMD Anti-Lag. Завдяки цьому FSR залишається реальною альтернативою для масового сегмента обладнання [3, 4, 5].

Основні архітектурні та функціональні відмінності обох підходів зведено в таблицю (табл. 1).

Таблиця 1 – Порівняльна характеристика технологій NVIDIA DLSS та AMD FSR

Критерій порівняння	NVIDIA DLSS	AMD FSR
Базовий метод обробки	Штучний інтелект (нейромережі: CNN, у DLSS 4 – transformer) [2, 4]	Просторово-часові евристичні алгоритми [3, 4]
Апаратні вимоги	Виділені тензорні ядра (Tensor Cores) [2]	Стандартні шейдери, без виділеного ШІ-обладнання [4, 5]
Сумісність з GPU	Виключно відеокарти NVIDIA GeForce RTX [2, 4]	Апаратно незалежне рішення (AMD, NVIDIA, Intel, APU) [3, 4]
Тип ліцензії	Пропрієтарна закрита [4]	Відкрите ПЗ (Open-source, ліцензія MIT) [4, 5]
Вхідні параметри	Колірний буфер, буфер глибини, вектори руху, історія кадрів [1, 2]	Колірний буфер, буфер глибини, вектори руху, історія кадрів [1, 4]

Якість тонких деталей та геометрії	Висока (мінімальна кількість артефактів мерехтіння) [2, 4]	Задовільна / добра (можливий ghosting та шуми на тонких сітках) [1, 4]
Генерація кадрів (Frame Generation)	Реалізовано апаратно через Optical Flow Accelerator (DLSS 3) [4]	Реалізовано алгоритмічно через шейдери (FSR 3+) [3,4]

Таблиця показує, що головна різниця між технологіями – у співвідношенні якості та універсальності. Вхідні дані в обох рішень однакові (колірний буфер, буфер глибини, вектори руху, історія кадрів), тож різниця випливає з методу обробки. DLSS краще передає тонкі структури й менше мерехтить, бо спирається на нейромережу та тензорні ядра, але працює лише на GeForce RTX і є закритою екосистемою. FSR поступається в якості на тонких сітках і в динамічних сценах (ghosting, шум), зате виконується на стандартних шейдерах, має відкриту ліцензію MIT і підтримується GPU різних виробників. Генерація кадрів у FSR 3+ також виконується алгоритмічно, без спеціалізованих блоків.

Різниця між підходами поступово зменшується: у 2025 році AMD у FSR 4 перейшла до машинного навчання, а NVIDIA в DLSS 4 – до transformer-моделі. За порівняльними тестами FSR 4 помітно краща за FSR 3 і близька до DLSS, але на момент виходу працювала лише на GPU архітектури RDNA 4, тобто, як і DLSS, потребувала спеціалізованого обладнання [4, 6]. Згодом AMD відкрила ML-масштабування FSR 4.1 і для відеокарт серії RX 7000 [3]. Отже, у сучасних рішеннях вища якість супроводжується зростанням апаратних вимог.

За результатами огляду DLSS краще обирати, коли потрібна максимальна якість зображення на відеокартах NVIDIA RTX, а FSR – коли важливі сумісність із різним обладнанням і відкритість. Вибір залежить від апаратної платформи та вимог до якості й продуктивності. Судячи з розвитку обох технологій, вони й надалі зближуватимуться в бік нейромережевої реконструкції зображення.

Список літератури

1. Yang L., Liu S., Salvi M. A survey of temporal antialiasing techniques. Computer Graphics Forum. 2020. Vol. 39. No. 2. URL: http://behindthepixels.io/assets/files/TemporalAA.pdf (дата звернення: 03.10.2026).
2. NVIDIA DLSS. NVIDIA Developer. URL: https://developer.nvidia.com/rtx/dlss (дата звернення: 03.10.2026).
3. AMD FSR Technologies. AMD. URL: https://www.amd.com/en/products/graphics/technologies/fidelityfx/super-resolution.html (дата звернення: 03.10.2026).
4. DLSS vs FSR vs XeSS Explained: AI Upscaling, Frame Generation & Ray Reconstruction Compared. Wccftech. URL: https://wccftech.com/roundup/nvidia-dlss-vs-amd-fsr-vs-intel-xess-everything-you-need-to-know/ (дата звернення: 03.10.2026).
5. AMD FidelityFX Super Resolution 3 (FSR 3). AMD GPUOpen. URL: https://gpuopen.com/fidelityfx-super-resolution-3/ (дата звернення: 03.10.2026).
6. FSR 4 vs FSR 3 vs DLSS: FSR 4 shows remarkable improvement over FSR 3 and approaches latest DLSS version in quality. Notebookcheck. URL: https://www.notebookcheck.net/FSR-4-vs-FSR-3-vs-DLSS-FSR-4-shows-remarkable-improvement-over-FSR-3-and-approaches-latest-DLSS-version-in-quality.973137.0.html (дата звернення: 03.10.2026).

УДК 004.8:004.41

Денис Гребенюк, *здобувач групи КН-23*
Віталій Резніченко, *викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: upsbilly@meta.ua

Вплив ШІ-асистентів та автономних агентів на продуктивність і якість розробки програмного забезпечення

Протягом останніх кількох років штучний інтелект став невід'ємною частиною процесу розробки програмного забезпечення. Згідно зі звітом Google DORA 2025, підготовленим на основі опитування майже 5 000 фахівців, 90% респондентів використовують ШІ у своїй роботі [1]. Самі інструменти еволюціонували від автозавершення окремих рядків коду до чат-помічників у середовищі розробки та автономних агентів, які самостійно планують багатоетапні завдання, модифікують файли проєктів, запускають тести та створюють запити на злиття (pull request). Водночас питання про те, наскільки ці інструменти насправді підвищують продуктивність та як вони впливають на якість коду, залишається предметом дискусій.

Результати досліджень з цього питання суттєво відрізняються залежно від умов, за яких вони проводилися (табл. 1).

Таблиця 1 – Порівняння досліджень впливу інструментів ШІ на роботу розробників [2–4]

Характеристика	Peng et al. (2023)	METR (2025)	AIDev (2025)
Тип дослідження	Контрольований експеримент	Рандомізоване контрольоване дослідження	Аналіз реальних запитів на внесення змін (pull request)
Учасники	95 фрілансерів, найнятих через Upwork	16 досвідчених розробників великих проєктів з відкритим кодом (у середньому понад 1 мільйон рядків коду)	47 000 розробників у 61 000 репозиторіях
Завдання	Написання HTTP-сервера на JavaScript з нуля	246 реальних завдань у зрілих проєктах, з якими добре знайомі розробники	Понад 456 000 запитів на внесення змін (pull request)
Інструмент	GitHub Copilot	Cursor Pro з моделями Claude початку 2025 року	П'ять автономних агентів, серед яких Claude Code, Devin та OpenAI Codex
Результат	Завдання було виконано на 55,8% швидше	Завдання виконувалися на 19% повільніше	Агенти працюють швидше, але їхні зміни приймаються рідше

Розбіжність у результатах зумовлена насамперед характером завдань. У експерименті, проведеному Пенгом та ін. (Peng et al.), учасники писали невеликий сервер з нуля – тобто виконували типове, чітко визначене завдання, з яким штучний інтелект справляється

найкраще [2]. Натомість у дослідженні METR розробники працювали над великими проєктами, з якими мали в середньому близько 5 років досвіду. Автори дослідження припускають, що такі проєкти передбачають високі стандарти якості та чимало неявних вимог щодо документації, покриття тестами чи стилю кодування – аспектів, які люди засвоюють роками, але з якими ШІ наразі справляється набагато менш ефективно. Показово, що самі учасники очікували підвищення швидкості роботи на 24% і навіть після експерименту вважали, що працювали швидше [3]. Іншими словами, суб'єктивне сприйняття продуктивності не завжди збігається з фактичними показниками. Водночас варто зазначити, що дослідження проводилося з використанням моделей початку 2025 року. У подальшому експерименті, який METR розпочала в серпні 2025 року з використанням новіших інструментів, оцінки вже вказували на зростання продуктивності, і самі автори вважають, що на початку 2026 року ШІ, найімовірніше, прискорює роботу розробників більше, ніж роком раніше. Однак вони визнають, що ці дані є слабкими доказами, оскільки деякі розробники вже відмовилися працювати без ШІ та уникали завдань, які не хотіли виконувати без нього [5].

Автономні агенти демонструють подібну закономірність. Аналіз набору даних AIDev показав, що агенти часто перевершують людей за швидкістю, але їхні зміни приймаються рідше – автори називають це розривом між довірою та корисністю. Дослідники визначають поточний етап розвитку галузі як «SE 3.0» – програмну інженерію, в якій ШІ стає повноправним членом команди [4].

У звіті DORA 2025 також зазначається, що впровадження ШІ позитивно корелює з пропускною здатністю процесу випуску програмного забезпечення, але, як і раніше, негативно корелює зі стабільністю випуску. Автори звіту описують ШІ як «підсилювач», який підсилює як сильні, так і слабкі сторони інженерних процесів організації [1]. Окремим питанням є безпека згенерованого коду: компанія Veracode протестувала понад 100 мовних моделей і виявила, що майже половина згенерованих зразків коду містила вразливості зі списку OWASP Top 10 [6]. Іншими словами, швидке написання коду без належної перевірки може призвести до збільшення кількості помилок та технічного боргу.

Отже, помічники на базі штучного інтелекту та автономні агенти вже стали стандартними інструментами для розробників, але підвищення продуктивності не відбувається автоматично. Штучний інтелект приносить найбільшу користь у виконанні типових і чітко визначених завдань, тоді як у великих проєктах зі складною логікою його вплив залишається неоднозначним – хоча він поступово зростає у міру розвитку моделей та агентів. Збільшення обсягу генерованого коду несе ризики для безпеки та підтримуваності програмних систем; тому ефективне використання ШІ вимагає обов'язкового перегляду коду, автоматизованого тестування та статичного аналізу безпеки. У цьому контексті роль розробника зміщується від безпосереднього написання коду до визначення завдань, перевірки результатів та архітектурного контролю.

Список літератури

1. Harvey N., DeBellis D. Announcing the 2025 DORA Report: State of AI-assisted Software Development. Google Cloud Blog. URL: https://cloud.google.com/blog/products/ai-machine-learning/announcing-the-2025-dora-report (дата звернення: 05.10.2026).
2. Peng S., Kalliamvakou E., Cihon P., Demirer M. The Impact of AI on Developer Productivity: Evidence from GitHub Copilot. arXiv. 2023. URL: https://arxiv.org/abs/2302.06590 (дата звернення: 05.10.2026).
3. Becker J., Rush N., Barnes E., Rein D. Measuring the Impact of Early-2025 AI on Experienced Open-Source Developer Productivity. arXiv. 2025. URL: https://arxiv.org/abs/2507.09089 (дата звернення: 05.10.2026).
4. Li H., Zhang H., Hassan A. E. The Rise of AI Teammates in Software Engineering (SE) 3.0: How Autonomous Coding Agents Are Reshaping Software Engineering. arXiv. 2025. URL: https://arxiv.org/abs/2507.15003 (дата звернення: 05.10.2026).
5. Becker J., Rush N., Cunningham T., Rein D., Mahamud K. We are Changing our Developer Productivity Experiment Design. METR. URL: https://metr.org/blog/2026-02-24-uplift-update/ (дата звернення: 05.10.2026).
6. Wessling J. We Asked 100+ AI Models to Write Code. Here's How Many Failed Security Tests. Veracode. URL: https://www.veracode.com/blog/genai-code-security-report/ (дата звернення: 05.10.2026).

УДК 004.8:004.738.5

Денис Гребенюк, *здобувач групи КН-23*
Віталій Резніченко, *викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: upsbilly@meta.ua

Використання протоколу model context protokol для інтеграції ШІ-агентів із зовнішніми сервізами

У 2025–2026 роках мовні моделі штучного інтелекту еволюціонували від звичайних чат-ботів до агентів ШІ – програм, які не лише відповідають на запитання, а й самостійно виконують дії: працюють із файлами, шукають інформацію в базах даних, створюють завдання в системах управління проєктами тощо. Для цього агенту потрібен доступ до зовнішніх сервісів. Раніше кожне таке з'єднання розроблялося окремо: щоб підключити конкретний ШІ-додаток до конкретного сервісу, потрібно було писати окрему інтеграцію для цієї пари. Наприклад, щоб 5 різних ШІ-додатків могли працювати з 20 сервісами, знадобилося б 100 окремих інтеграцій. Як зазначає компанія Anthropic, саме це робило масштабування таких систем надзвичайно складним [1].

Щоб вирішити цю проблему, у листопаді 2024 року компанія Anthropic представила Model Context Protocol (MCP) – відкритий стандарт, що визначає уніфікований спосіб підключення додатків штучного інтелекту до зовнішніх сервісів [1]. Протокол швидко набув популярності: його підтримку оголосила компанія OpenAI, а згодом MCP було інтегровано в ChatGPT, Gemini, Microsoft Copilot, Cursor та Visual Studio Code. У грудні 2025 року компанія Anthropic передала управління протоколом фонду Agentic AI Foundation, що діє в рамках некомерційної організації Linux Foundation, співзасновниками якої є Anthropic, Block та OpenAI. На той момент уже існувало понад 10 000 публічних серверів MCP, а бібліотеки для роботи з протоколом завантажувалися понад 97 мільйонів разів на місяць [2].

Архітектура MCP базується на моделі «клієнт-сервер» і передбачає участь трьох суб'єктів [3]:

- Хост MCP. Сам ШІ-додаток, з яким взаємодіє користувач, наприклад, чат-бот або середовище розробки.
- Клієнт MCP. Частина ШІ-додатка, що відповідає за взаємодію з одним конкретним сервером.
- Сервер MCP. Програма-посередник, яка надає агенту доступ до певного сервісу: файлів на комп'ютері, бази даних, GitHub тощо.

Сервер повідомляє агенту, якими можливостями той може скористатися: виконувати операції (створювати завдання, надсилати повідомлення), отримувати дані (вміст документів, записи з бази даних) або використовувати готові шаблони запитів. Сервер може працювати як локально на комп'ютері користувача, так і віддалено через інтернет [3]. Оскільки агент щоразу сам дізнається в сервера про його можливості, нові функції стають доступними без зміни коду агента. Найголовніше – інтеграцію з кожним сервісом пишуть лише один раз, і далі вона працює з будь-яким сумісним додатком: для 5 додатків і 20 сервісів достатньо 25 інтеграцій замість 100. Місце MCP серед інших технологій для створення агентів штучного інтелекту показано в таблиці 1.

Таблиця 1 – Порівняння технологій взаємодії агентів штучного інтелекту із зовнішнім світом [3, 4]

Характеристика	Виклик функцій (function calling)	MCP	A2A (Agent2Agent)
Мета	Дозволяє моделі викликати функції конкретного додатка	Забезпечує підключення агента до зовнішніх сервісів та даних	Координує співпрацю між різними агентами
Хто взаємодіє з ким	Модель – код додатка	Агент – сервіс	Агент – агент
Як агент дізнається про можливості	Функції описуються в кожному запиті до моделі	Сервер сам повідомляє про свої можливості	Агент публікує «картку агента» з переліком своїх навичок
Приклад використання	Чат-бот магазину перевіряє стан замовлення	Агент зчитує задачі з GitHub і формує звіт	Агент-планувальник доручає бронювання квитків агенту авіакомпанії

Як видно з таблиці, ці технології не конкурують між собою, а доповнюють одна одну. Виклик функцій є основною можливістю самої моделі: додаток вказує доступні функції в кожному запиті, а функція, обрана моделлю, виконується кодом додатка. MCP стандартизує джерело цих функцій, тоді як протокол A2A – створений компанією Google і також переданий до Linux Foundation у 2025 році – сприяє співпраці між агентами від різних розробників [4]. Тобто A2A з'єднує агентів між собою, тоді як MCP з'єднує кожного агента з його власними інструментами.

Водночас стрімке поширення MCP породило нові загрози безпеці. Дослідники з Хуачжунського університету науки і технологій описали 16 типових сценаріїв атак на сервери MCP. Загрози можуть походити не лише від зовнішніх зловмисників, а й від недобросовісних розробників серверів, самих користувачів або помилок у програмному коді [5]. Найвідомішою атакою є «отруєння інструментів» (Tool Poisoning), яке вперше продемонструвала компанія Invariant Labs у квітні 2025 року. Суть атаки в тому, що в описі функції сервера приховані інструкції, яких користувач не бачить, але які виконує модель. Під час демонстрації звичайний на перший погляд інструмент для додавання чисел змусив агента ШІ таємно зчитати ключі доступу та файли конфігурації користувача й передати їх зловмиснику [6]. Подібна загроза виникає, коли опис інструменту підміняють уже після його затвердження користувачем, а також коли зловмисний сервер змінює поведінку іншого, довіреного сервера – наприклад, перенаправляючи листи користувача зловмиснику [6].

Найпоширеніші ризики класифіковано у списку «OWASP MCP Top 10». До них належать витік паролів та ключів доступу, надання агентам надмірних привілеїв, «отруєння» інструментів, використання скомпрометованих сторонніх бібліотек, виконання шкідливих команд та недостатній контроль доступу [7]. Для мінімізації ризиків рекомендується використовувати лише перевірені сервери, відстежувати зміни в описах інструментів після їх інсталяції, відображати користувачеві повний опис кожного інструменту, обмежувати обмін даними між різними серверами та надавати агентам лише ті права доступу, які дійсно необхідні для виконання завдання [5–7].

Таким чином, протокол MCP вирішує проблему фрагментованої інтеграції: замість окремого з'єднання для кожної пари «додаток–сервіс» достатньо реалізувати єдиний стандартний сервер, що значно спрощує розробку та обслуговування. Підтримка провідних компаній галузі та передача протоколу під незалежне управління Linux Foundation зробили MCP де-факто стандартом для створення ШІ-агентів. Водночас надання агентам доступу до

реальних даних та дій вимагає вбудовування механізмів безпеки ще на етапі проєктування: перевірки джерел серверів, контролю прав доступу та моніторингу дій агентів. Саме поєднання зручної стандартизованої архітектури та продуманих заходів безпеки визначатиме майбутній розвиток ШІ-агентів у реальних програмних системах.

Список літератури

1. Introducing the Model Context Protocol. Anthropic. URL: https://www.anthropic.com/news/model-context-protocol (дата звернення: 05.10.2026).
7. Donating the Model Context Protocol and establishing the Agentic AI Foundation. Anthropic. URL: https://www.anthropic.com/news/donating-the-model-context-protocol-and-establishing-of-the-agentic-ai-foundation (дата звернення: 05.10.2026).
8. Architecture overview. Model Context Protocol. URL: https://modelcontextprotocol.io/docs/learn/architecture (дата звернення: 05.10.2026).
9. Linux Foundation Launches the Agent2Agent Protocol Project to Enable Secure, Intelligent Communication Between AI Agents. Linux Foundation. URL: https://linuxfoundation.org/press/linux-foundation-launches-the-agent2agent-protocol-project-to-enable-secure-intelligent-communication-between-ai-agents (дата звернення: 05.10.2026).
10. Hou X., Zhao Y., Wang S., Wang H. Model Context Protocol (MCP): Landscape, Security Threats, and Future Research Directions. arXiv. 2025. URL: https://arxiv.org/abs/2503.23278 (дата звернення: 05.10.2026).
11. Beurer-Kellner L., Fischer M. MCP Security Notification: Tool Poisoning Attacks. Invariant Labs. URL: https://invariantlabs.ai/blog/mcp-security-notification-tool-poisoning-attacks (дата звернення: 05.10.2026).
12. OWASP MCP Top 10. OWASP Foundation. URL: https://owasp.org/projects/mcp-top-10 (дата звернення: 05.10.2026).

УДК 004.056

Владислав Гончаренко, *здобувач групи КН-23*
Віталій Резніченко, *викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: upsbilly@meta.ua

Методи виявлення prompt injection атак у системах на базі великих мовних моделей

Стрімке впровадження штучного інтелекту спричинило широке використання великих мовних моделей (Large Language Models, LLM) у чат-ботах, віртуальних помічниках, системах автоматизації та програмних агентах. Водночас розширення можливостей LLM супроводжується появою нових загроз інформаційній безпеці.

Однією з ключових загроз є Prompt Injection - атака, під час якої зловмисник формує спеціальний запит для зміни поведінки мовної моделі. Це може призвести до обходу обмежень, витоку системних настанов, несанкціонованого доступу до даних або виконання небажаних операцій. У класифікації OWASP Top 10 for LLM Applications 2025 ця загроза визначена як LLM01:2025 Prompt Injection.

Проблема ускладнюється використанням LLM для обробки зовнішніх джерел - документів, листів, веб-сторінок та результатів пошуку. У таких системах можливі непрямі Prompt Injection атаки, коли шкідливі інструкції надходять через зовнішні дані. NIST також виділяє прямі та непрямі Prompt Injection серед ризиків генеративного штучного інтелекту.

Особливість цієї атаки полягає у використанні природної мови. На відміну від SQL Injection, Prompt Injection не має єдиного синтаксичного шаблону, що ускладнює її автоматичне виявлення традиційними засобами безпеки.Традиційні засоби веб-безпеки, такі як Web Application Firewall (WAF), здатні допомогти в захисті інфраструктури, однак вони безпосередньо не вирішують проблему тлумачення природномовних інструкцій моделлю. Через це захист LLM-систем потребує додаткових інструментів аналізу як вхідних даних, так і результатів генерації. OWASP рекомендує використовувати поєднання вхідної та вихідної фільтрації, розмежування зовнішнього вмісту, обмеження прав моделі та перевірку критично важливих операцій.

Основні методи виявлення атак шляхом ін'єкції запитів:

1. Евристична та семантична фільтрація вхідних даних.

Перед передачею запиту до LLM його можна перевіряти за правилами та евристиками на наявність спроб змінити системні інструкції або отримати службову інформацію. Для більш складних випадків використовуються спеціалізовані класифікатори, зокрема Llama Guard, а також NeMo Guardrails для контролю взаємодії з моделлю.

2. Розподіл інструкцій та зовнішніх даних.

Для зменшення ризику ін'єкцій надійні інструкції відокремлюють від ненадійного контенту за допомогою структурованих форматів, наприклад XML або JSON, та спеціального маркування. Це особливо важливо для RAG-систем та AI-агентів, які працюють із зовнішніми джерелами.

3. Аналіз результату генерації.

Додатковий рівень захисту передбачає перевірку відповіді LLM перед її передачею користувачу. Output Filtering дозволяє виявляти витік системних інструкцій, персональних або конфіденційних даних та небезпечний вміст. Для критичних операцій також може застосовуватися підтвердження людиною (human-in-the-loop).

Таблиця 1 – Порівняння рівнів захисту

Метод захисту	Принцип дії	Додаткова затримка	Захист від непрямих атак	Ресурсні витрати
Евристична фільтрація	Перевірка запиту за правилами та шаблонами	Низька	Низька–середня	Низькі
Семантичний класифікатор	Аналіз змісту запиту спеціалізованою моделлю	Середня	Середня	Середні
Структурне розділення контексту	Відокремлення інструкцій від недовірених даних	Низька	Середня	Низькі
Output Filtering	Перевірка результату після генерації	Середня	Середня	Середні
Багаторівневий захист	Комбінація декількох механізмів	Вища	Вища	Вищі

Наведене порівняння показує, що жоден із розглянутих механізмів не забезпечує абсолютного захисту. OWASP також зазначає, що через особливості генеративних моделей не існує гарантованого універсального способу повністю усунути Prompt Injection, тому доцільним є використання декількох рівнів захисту.

Висновки.

Prompt Injection є специфічною загрозою для систем на базі великих мовних моделей, оскільки природна мова одночасно використовується для передачі даних та інструкцій. Це ускладнює застосування традиційних механізмів фільтрації та потребує спеціалізованих підходів до аналізу взаємодії з LLM.

Найбільш доцільним підходом є використання концепції Defense-in-Depth, яка передбачає декілька незалежних рівнів захисту: первинну фільтрацію вхідних даних, семантичний аналіз потенційно небезпечних запитів, структурне розділення довірених і недовірених даних та перевірку результату генерації.

Список літератури

1. OWASP GenAI Security Project. *LLM01:2025 Prompt Injection.* OWASP GenAI Security Project, 2025. URL: https://genai.owasp.org/llmrisk/llm01-prompt-injection/
13. OWASP Foundation. *LLM Prompt Injection Prevention Cheat Sheet.* OWASP Cheat Sheet Series. URL: https://cheatsheetseries.owasp.org/cheatsheets/LLM_Prompt_Injection_Prevention_Cheat_Sheet.html
14. NIST. *Artificial Intelligence Risk Management Framework: Generative Artificial Intelligence Profile.* NIST AI 600-1, 2024. URL: https://airc.nist.gov/docs/NIST.AI.600-1.GenAI-Profile.ipd.pdf
15. Inan H., Upasani K., Chi J. et al. *Llama Guard: LLM-based Input-Output Safeguard for Human-AI Conversations. arXiv, 2023.* URL: https://arxiv.org/abs/2312.06674
16. Rebedea T., Dinu R., Sreedhar M. et al. *NeMo Guardrails: A Toolkit for Controllable and Safe LLM Applications with Programmable Rails. arXiv, 2023.* URL: https://arxiv.org/abs/2310.10501

УДК 004.415

Владислав Гончаренко, *здобувач групи КН-23*
Віталій Резніченко, *викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: upsbilly@meta.ua

Вибір архітектурного підходу до розробки MVP мобільного застосунку в умовах обмежених ресурсів стартапу

Створення мінімально життєздатного продукту (MVP) зазвичай визначає, чи запустить стартап успішний бізнес, чи зупиниться на етапі перших проблем. Головна задача на цьому етапі — оперативно перевірити гіпотези на ринку та зібрати зворотний зв'язок від реальних користувачів, не витрачаючи при цьому зайві гроші й час. Проте обмежені ресурси команди часто штовхають у крайності: розробники або намагаються зекономити на всьому, або навпаки — перевантажують систему зайвою складністю ще на старті.

Вибір базової моделі — моноліту, модульного моноліту чи мікросервісів — задає тон усій подальшій розробці. Ще Мартін Фаулер наголошував, що новим проєктам краще починати зі стратегії Monolith First, оскільки мікросервісний підхід на старті приносить чимало операційного болю і вимагає ресурсів, яких у молодої команди просто немає.

Якщо розглядати основні архітектурні варіанти:

Класична монолітна архітектура. Усі компоненти системи загорнуті в єдиний застосунок. Писати, тестувати й викатувати такий продукт порівняно легко, що ідеально підходить для невеликих команд на старті. Проте в міру росту продукту підтримка та розширення функціонала стають усе складнішими.

Модульний моноліт. Проєкт залишається єдиним застосунком, але його код чітко розбитий на ізольовані модулі з окремими зонами відповідальності. Це дозволяє зберегти швидкість релізів моноліту й водночас закласти фундамент для майбутнього росту. В архітектурних рекомендаціях AWS також підкреслюється: навіть обираючи монолітну побудову, критично важливо закладати модульність і потенціал для подальшої еволюції системи.

Мікросервісна архітектура. Система складається з незалежних сервісів, які масштабуються окремо один від одного. Підхід виправданий для великих зреліщних проєктів, але на етапі MVP він різко підвищує складність деплою, моніторингу, тестування та налаштування комунікацій між компонентами.

З огляду на обмежені ресурси стартапу, оптимальним вибором стає саме модульний моноліт. Він дозволяє швидко вийти на ринок із мінімальними інфраструктурними витратами. Водночас чітке розмежування модулів залишає простір для маневру: щойно якийсь конкретний компонент почне страждати від навантаження, його можна буде безболісно виокремити в самостійний мікросервіс.

Таблиця 1 – Порівняння архітектурних підходів до розробки MVP

Архітектурний підхід	Швидкість розробки	Складність	Масштабування	Ресурсні витрати
Моноліт	Висока	Низька	Середнє	Низькі
Модульний моноліт	Висока	Середня	Високе	Низькі–середні
Мікросервіси	Низька	Висока	Високе	Високі

Для мобільних застосунків також важливо одразу закласти правильний поділ на шари — інтерфейс, бізнес-логіку та роботу з даними. Це не лише спрощує тестування, а й робить подальшу підтримку передбачуваною, повністю узгоджуючись із сучасними рекомендаціями Android Developers щодо створення масштабованої архітектури.

Висновки.

Вибір архітектури для MVP завжди базується на балансі між наявними ресурсами стартапу, потребою швидкого виходу на ринок та перспективами масштабування. Для невеликої команди модульний моноліт є найбільш раціональним рішенням, що поєднує простоту реалізації з гнучкістю на майбутнє. Переходити на мікросервіси доцільно лише тоді, коли обсяги продукту та реальні технічні виклики цього дійсно вимагають, а не «на виріст».

Список літератури

1. Fowler M. MonolithFirst. *Martin Fowler*. 2015. URL: https://martinfowler.com/bliki/MonolithFirst.html (дата звернення: 29.10.2026).
2. Fowler M. Microservices Guide. *Martin Fowler*. URL: https://martinfowler.com/microservices/ (дата звернення: 29.10.2026).
3. AWS Well-Architected Framework: Choose how to segment your workload. *Amazon Web Services*. 2024. URL: https://docs.aws.amazon.com/wellarchitected/2024-06-27/framework/rel_service_architecture_monolith_soa_microservice.html (дата звернення: 29.10.2026).
4. Guide to app architecture. *Android Developers*. URL: https://developer.android.com/topic/architecture (дата звернення: 29.10.2026).
5. Rebuilding our guide to app architecture. *Android Developers Blog*. Google, 2021. URL: https://android-developers.googleblog.com/2021/12/rebuilding-our-guide-to-app-architecture.html (дата звернення: 29.10.2026).

СЕКЦІЯ № 3. ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ В ЕЛЕКТРО- ТА ТЕПЛОТЕХНОЛОГІЧНИХ СИСТЕМАХ

УДК 621.311.8

Кирило Новицький, *аспірант, провідний інженер,*
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
k_novytskyi@icloud.com,
Ірина Ващишак, *канд. техн. наук, доцент*
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
e-mail: iryna.vashchyshak@nung.edu.ua

Особливості живлення фазозалежного теплотехнічного обладнання від портативних зарядних станцій

В умовах глибокого дефіциту генеруючих потужностей енергосистеми України та тривалого застосування графіків погодинних відключень, забезпечення безперебійного живлення вкрай важливого побутового обладнання стає одним із пріоритетних завдань для населення. Бензинові та дизельні генератори поступаються місцем більш екологічним та тихим портативним зарядним станціям (ПЗС) на базі літій-залізо-фосфатних ($LiFePO_4$) та літій-іонних акумуляторів. Однак, попри зручність їх експлуатації, живлення індуктивних та фазозалежних навантажень супроводжується низкою технічних проблем. Зокрема, йдеться про високі пускові струми компресорного холодильного обладнання та специфіку роботи систем контролю полум'я сучасних газових конденсаційних котлів. Неузгодженість характеристик інвертора ПЗС та профілів навантаження призводить до прискореної деградації акумуляторних комірок, критичних збоїв автоматики або повного блокування роботи обладнання.

Метою цієї роботи є детальний аналіз реальних тижневих графіків електричного навантаження побутових споживачів, а також обґрунтування алгоритмів забезпечення електробезпеки при інтеграції автономних інверторних джерел у локальну електричну мережу.

Об'єктами дослідження було обрано два критично важливі типи побутових споживачів. Першим є двокамерний побутовий холодильник SNAIGE з традиційним лінійним компресором, який характеризується високою частотою циклів увімкнення. Другим об'єктом є сучасний конденсаційний двоконтурний газовий котел Ariston HS Premium 24 EU2.

Для забезпечення безперервної фіксації спожитої електроенергії (у Вт·год) та побудови точних профілів навантаження використовувалася інтелектуальна розетка з функцією енергомоніторингу EcoFlow Smart Plug. Цей пристрій забезпечив високоточну реєстрацію показників активної потужності з подальшим накопиченням даних та їх передачею через бездротовий протокол зв'язку. Експериментальні вимірювання проводилися протягом повного тижня в період з 06.09 до 12.09.2026 р.

Моніторинг роботи холодильника продемонстрував значну варіабельність добового енергоспоживання. Зафіксовані значення спожитої електроенергії за сім діб становили відповідно: 1170, 938, 854, 714, 872, 957, 842 Вт·год. Сумарне споживання за весь тиждень склало 6347 Вт·год, при середньодобовому показнику на рівні 906,7 Вт·год. Відзначено суттєву різницю між мінімальним (714 Вт·год) та максимальним (1170 Вт·год) значеннями. Вона прямо корелює з температурним режимом навколишнього середовища та масою і теплоємністю завантажених продуктів.

Оскільки асинхронні двигуни холодильників є індуктивним навантаженням, коефіцієнт потужності ($cos\ \varphi$) яких часто становить 0,6-0,8, це призводить до виникнення значної реактивної складової. Тому при розрахунку сумісності з інвертором ПЗС необхідно

оперувати не лише активною потужністю (Вт), а й повною потужністю (ВА), яка визначає реальне струмове навантаження на силові транзистори зарядної станції. Окрім того, ключовою проблемою при роботі такого обладнання з ПЗС є пусковий струм, який в момент старту компресора (протягом 0,1–0,5 с) може до 7 разів перевищувати номінальний робочий струм. Якщо інвертор зарядної станції не здатний генерувати достатню пікову потужність, миттєво спрацює апаратний захист від перевантаження, або інвертор вийде з ладу внаслідок лавинного чи теплового пробою транзисторів.

На противагу холодильному агрегату, графік енергоспоживання газового конденсаційного котла характеризується значною стабільністю та прогнозованістю. Добові показники споживання склали: 204, 192, 196, 204, 201, 200, 209 Вт·год. Загальне споживання за тиждень – 1406 Вт·год, а середньодобове – лише 200,8 Вт·год (максимальне відхилення від середнього значення не перевищило 5%).

Така стабільність досягається завдяки інтелектуальному алгоритму модуляції потужності газового пальника та регулювання швидкості обертання циркуляційного насоса, які безперервно коригуються термостатом через цифрову шину обміну даними. Сучасні котли оснащуються насосами з електронною комутацією, які автоматично знижують продуктивність при досягненні цільової температури теплоносія, мінімізуючи втрати. З огляду на низьке споживання (близько 0,2 кВт·год на добу), інтеграція такого котла з портативними джерелами є надзвичайно ефективною.

Попри енергетичну сумісність та низьке споживання, критичним аспектом залишається апаратна фазозалежність плат керування газових котлів. Принцип роботи детектора наявності полум’я базується на ефекті іонізації газів: змінна напруга подається на іонізаційний електрод, розташований безпосередньо у зоні горіння. Оскільки полум’я проводить електричний струм переважно в одному напрямку (відіграє роль своєрідного діода), утворюється мікрострум випрямленої форми величиною близько 2–5 мкА. Цей постійний струм вимірюється процесором плати управління відносно контуру захисного заземлення.

Абсолютна більшість портативних зарядних станцій працюють з ізольованою нейтраллю (в режимі IT-мережі) і не мають фізичного гальванічного зв’язку між будь-яким із нульових вивідних контактів вбудованого інвертора та контуром заземлення будинку [1, 4]. За таких умов електричне коло давача іонізації залишається розімкнутим, мікрострум не протікає, що призводить до негайного блокування розпалу пальника та видачі автоматикою критичної помилки на кшталт «відсутність полум’я» або «збій розпалу».

Інженерне вирішення цієї проблеми полягає у штучному об’єднанні одного з виходів ПЗС (який умовно призначається робочою нейтраллю N) з існуючою шиною захисного заземлення, що переводить локальну мережу в режим TN-C-S або TT. При виконанні таких робіт необхідно суворо дотримуватися вимог стандарту ДСТУ IEC 60364-4-41:2010 щодо застосування пристроїв захисного відключення (ПЗВ) та автоматичних вимикачів [2].

Окрім того, категорично забороняється використання з’єднувальних кабелів з двома штепселями без встановлення перекидних рубильників (I-0-II), оскільки це несе пряму загрозу життю людей та ризик знищення ПЗС внаслідок появи зустрічної напруги з центральної мережі [3].

Для підвищення загального рівня безпеки на об’єктах, що живляться від ПЗС, доцільно впроваджувати мікроконтролерні інформаційно-вимірювальні системи для моніторингу опору ізоляції та фіксації струмів витоку. Це дозволить в режимі реального часу контролювати відхилення параметрів локальної електромережі від стандарту якості ДСТУ EN 50160:2023 [4] та оперативно відсікати навантаження при виникненні аварійних ситуацій.

Отже, проведений аналіз графіків навантаження продемонстрував суттєві відмінності у вимогах до портативних зарядних станцій залежно від типу споживача. Компресорне обладнання відрізняється значною дисперсією добового споживання та високими пусковими струмами. Натомість сучасні конденсаційні котли мають стабільне та низьке споживання, що забезпечує тривалу автономну роботу від станцій середньої ємності. Проте головною

проблемою при їх живленні від ізольованих автономних джерел є критична фазозалежність: для коректної роботи датчиків іонізації полум'я необхідний фізичний зв'язок нейтралі з контуром заземлення. Таким чином, безпечна та безперебійна експлуатація теплотехнічного обладнання вимагає обов'язкової апаратної організації контуру заземлення. Додатковим та перспективним інструментом контролю електробезпеки в таких локальних мережах є впровадження автоматизованих мікроконтролерних інформаційно-вимірювальних систем.

Список літератури

1. Праховник А. В., Розен В. П., Дешко В. І. Енергетичний менеджмент : підручник. Київ : ІЕЕ НТУУ «КПІ», 2010. 308 с.
2. ДСТУ IEC 60364-4-41:2010. Електричні установки будівель. Частина 4-41. Захист задля безпеки. Захист від ураження електричним струмом. [Чинний від 2023-12-31]. Вид. офіц. Київ : Держспоживстандарт України, 2011. 30 с.
3. ПУЕ:2026 Правила улаштування електроустановок. [Чинний від 2026-06-05]. Київ: Міністерство енергетики України, 2026. 711 с.
4. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення. [Чинний від 2025-03-01]. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2024. 42 с.

УДК 621.311.1

Андрій Котиш, *канд. техн. наук, доцент*
Артур Хазан, *здобувач групи ЕЕ-25Мз*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: akotysh@gmail.com
Олена Котиш, *методист*
Відокремлений структурний підрозділ "Новокаховський фаховий коледж Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного"

Проблеми оптимізації режимів роботи та підвищення енергоефективності в електричних розподільчих мережах 0,4 кВ

Об'єднана енергосистема (ОЕС) України є великим енергооб'єднанням, яке працює синхронно з європейською мережею операторів системи передачі електроенергії ENTSO-E. На сьогодні спостерігається тенденція до постійного зростання споживання електроенергії населенням. Таке зростання зумовлене технологічним прогресом, поширенням побутових електроприладів, збільшенням кількості електричних транспортних засобів та електричних опалювальних систем. Крім того, демографічні зміни та розширення міських територій також збільшують потреби у електроенергії. Внаслідок цих факторів очевидно зростає навантаження на розподільчі електричні мережі номінальною напругою 0,4 кВ, які безпосередньо живлять квартири та будинки [1].

Тому метою роботи є актуальні проблеми функціонування розподільчих електричних мереж 0,4 кВ. Аналіз впливу зміни структури споживання, якості електроенергії та технічного стану мереж на їх енергоефективність. Визначення основних причин відхилень напруги та необхідність впровадження заходів з її регулювання.

Поточний режим роботи енергосистеми стикається з серйозними викликами: в ОЕС України існує проблема дефіциту електроенергії у години максимальних навантажень та проблема профіциту електроенергії в режимах мінімальних навантажень. Проблема профіциту особливо актуальна у години з великою кількістю сонячного випромінювання через велику кількість встановленої потужності сонячних електростанцій. Цей дисбаланс додатково поглиблюється зміною частки споживання електроенергії між промисловістю та населенням.

Після прийняття в Україні Закону "Про енергетичну ефективність" [2] проблема якості електроенергії була визнана однією з ключових у сфері енергозбереження. У міських розподільчих мережах 10/0,4 кВ проблема зниження якості електроенергії виникає через зростання обсягів споживання, нерівномірність графіків навантаження та використання нелінійних навантажень. Поширення нелінійних навантажень (таких як зварювальні установки чи вентильні перетворювачі) створює несинусоїдальні струми та вищі гармоніки, що спричиняють труднощі для силового електрообладнання, систем релейного захисту та можуть призводити до старіння ізоляції [3, 4]. Зниження якості електроенергії призводить до прямих втрат у мережах, зміни режимів роботи приймачів, зниження продуктивності технологічних процесів та збільшення ймовірності аварій.

Ключовим параметром якості у розподільчих мережах 10/0,4 кВ є відхилення напруги від номінального значення, яке згідно зі стандартом [5] повинно дорівнювати ±5% і не перевищувати ±10%. Великі відхилення напруги призводять до підвищеного нагрівання ізоляції (що може спричинити її пошкодження), зменшення терміну служби електрообладнання та негативного впливу на продуктивність механізмів. Для поліпшення якості електроенергії важливо впроваджувати пристрої регулювання напруги та компенсації реактивної потужності. Забезпечити відповідну якість можна, зокрема, шляхом локального регулювання безпосередньо у споживачів за допомогою керованих батарей конденсаторів або синхронних двигунів [6].

Аналіз технічного стану на прикладі оператора системи розподілу ПрАТ «Кіровоградобленерго» показує, що переважна більшість ділянок повітряних ліній класом напруги 6-10 кВ потребує капітального ремонту. Статистика за 2016-2021 роки свідчить, що найбільша кількість аварійних відключень фіксується саме на повітряних лініях 0,4 кВ (від 2468 до 2989 відключень щорічно). Водночас кабельні лінії 0,4 кВ та 6-10 кВ мають більш задовільний технічний стан, що стало можливим завдяки реконструкціям, спрямованим на заміну повітряних ліній кабельними.

Таким чином підвищення енергоефективності в електричних розподільчих системах 0,4 кВ вимагає комплексного підходу. Основними завданнями є вирішення проблеми відхилень напруги та компенсації реактивної потужності за допомогою відповідних пристроїв та методів регулювання. Також критично необхідним залишається оновлення інфраструктури, зокрема капітальний ремонт повітряних ліній або їх заміна на кабельні для зниження рівня аварійності та підвищення надійності електропостачання.

Список літератури

1. Державна служба статистики України: веб-сайт. URL: http://www.ukrstat.gov.ua. (дата звернення: 23.09.2026).
2. Закон України «Про енергетичну ефективність» від 21.10.2021 № 1818-IX: веб-сайт. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20#Text (дата звернення: 23.09.2026).
3. Електромагнітна сумісність у системах електропостачання: Підручник / І. В. Жежеленко, А. К. Шидловський, Г. Г. Півняк, Ю. Л. Саєнко.-Д, Нац. гірнич. ун-т, 2009.-319 с.
4. Автоматизація контролю та управління якістю електроенергії : навч. посіб. / П. Г. Плєшков, В. П. Солдатенко, В. В. Зінзура, А. Ю. Орлович, С. П. Плєшков. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 146 с.
5. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT).
6. Енергетичний менеджмент та енергоефективність: Підручник для студентів зі спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / І.О. Самойленко, О.Г. Гриб, А.О. Запорожець та ін. - Харків: ФОП Бровін О.В., 2020. - 348 с.

УДК 664.65.022.3:662.63

Анатолій Орлович, *канд. техн. наук, професор*
Оксана Співак, *асистент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: cntu.ets260@gmail.com

Енергетична ефективність використання деревних пелет і природного газу в ротаційній хлібопекарській печі

Теплова обробка продукції належить до найбільш енергоємних етапів хлібопекарського виробництва. Ротаційні печі потребують стабільного теплового потоку та рівномірного температурного поля, оскільки зміна режиму нагрівання впливає на тривалість випікання, втрати маси й якість готових виробів. За умов нестабільного постачання енергоносіїв актуальним є пошук альтернативних джерел теплоти, здатних підвищити паливну гнучкість підприємств. Одним із можливих рішень є використання деревних пелет, однак їх застосування потребує врахування вологості палива, характеристик пальника, системи подавання та відведення продуктів згоряння. Дослідження енергоефективності хлібопекарського обладнання й спалювання біомаси підтверджують важливість комплексного оцінювання теплових параметрів та умов роботи обладнання.

Мета роботи – виконати розрахунково-аналітичне порівняння енергетичних потоків деревних пелет і природного газу для системи теплозабезпечення ротаційної хлібопекарської печі IMPEX ROTOR та визначити параметри, які потребують експериментальної перевірки перед практичним упровадженням пелетного теплогенерувального вузла.

Об'єктом дослідження є система теплозабезпечення ротаційної хлібопекарської печі IMPEX ROTOR виробництва ПП «Імпексмаш». Робота має розрахунково-аналітичний характер: вимірювання витрати палива, температури, складу димових газів і фактичного коефіцієнта корисної дії не проводилися. Для порівняння прийняті паспортні витрати 7,5 кг/год деревних пелет і 4,5 м³/год природного газу. Нижчу теплоту згоряння сухої деревної маси прийнято рівною 18,5 МДж/кг, природного газу – 34 МДж/м³. Вплив вологості пелет оцінено для двох значень: 8 і 12 %. Розрахунок нижчої теплоти згоряння робочої маси виконано за спрощеним співвідношенням, що враховує частку сухої речовини та витрати теплоти на випаровування вологи.

Нижчу теплоту згоряння робочої маси пелет за вологості W оцінювали за спрощеним балансом:

$$q_{н}(W) = q_0 \cdot (1 - W) - r \cdot W, \quad (1)$$

де q_0 = 18,5 МДж/кг – прийнята нижча теплота згоряння сухої деревної маси;
r = 2,443 МДж/кг – питома теплота пароутворення води.

Потужність паливного потоку:

$$N = B \cdot q_{н} / 3{,}6 \quad (2)$$

де B – годинна витрата палива, кг/год або м³/год;
$q_{н}$ – нижча теплота згоряння, МДж/кг або МДж/м³;
3,6 – коефіцієнт перерахунку МДж/год у кВт.

Для газу прийнято $q_{н,г}$ = 34 МДж/м³. Корисну потужність оцінювали сценарно як $N_{кор} = \eta \cdot N$; у базовому сценарії $\eta_п$ = 0,78 і прийнято $\eta_г$ = 0,85.

За прийнятих W = 8 і 12 % нижча теплота згоряння пелет становить 16,82 і 15,99 МДж/кг, а потужність паливного потоку за витрати 7,5 кг/год – 35,05 і 33,31 кВт проти 42,50 кВт для газу, тобто 82,5 і 78,4 % газового потоку (рис. 1). Підвищення вологості на один відсотковий пункт за незмінної подачі зменшує потужність на 0,436 кВт. За прийнятих

припущень щодо невизначеності (витрата пелет 2 %, q_0 – 0,5 МДж/кг, вологість – 1 в. п.) отримано $N_п$ = 35,05 ± 1,27 і 33,31 ± 1,22 кВт.

У базовому сценарії корисна потужність пелетного варіанта становить 27,34 і 25,98 кВт, або 75,7 і 71,9 % від 36,13 кВт для газу. Витрату пелет, потрібну для корисної потужності газового варіанта, визначали за рівнянням:

$$B_{п,екв} = B_г \cdot q_{н,г} \cdot \eta_г / (q_{н,п} \cdot \eta_п), \quad (3)$$

Так результати моделі, витрата пелет становить 9,91 кг/год для W = 8 % і 10,43 кг/год для W = 12 % (у межах трьох сценаріїв 9,91 – 10,52 кг/год), тобто на 32 – 40 % перевищує паспортну подачу.

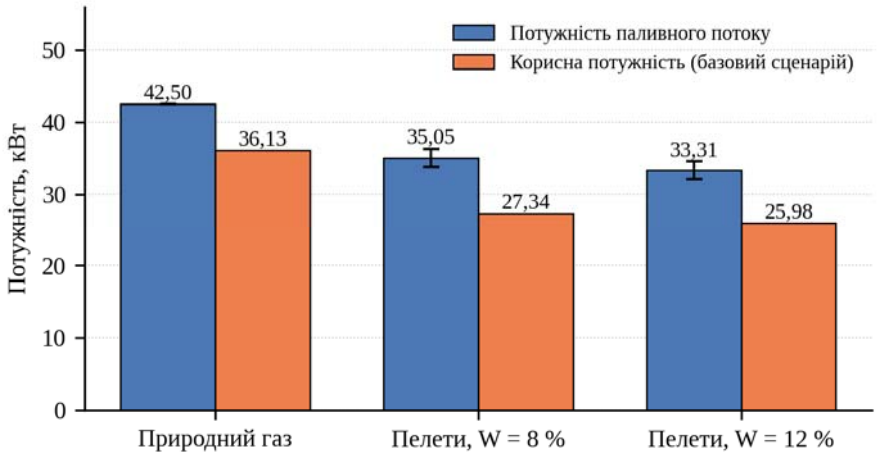


Рисунок 1 – Потужність паливного потоку й корисна потужність

Для переходу від вхідної потужності палива до корисної теплової потужності додатково розглянуто сценарії з умовними значеннями ККД пелетного вузла 0,75 – 0,80 і газового вузла 0,82 – 0,88. Ці значення використано лише для параметричного аналізу, а не як виміряні характеристики конкретної печі.

Таблиця 1 – Розрахункові результати порівняння паливних потоків

Показник	**Пелети, 8 %**	**Пелети, 12 %**	**Природний газ**
Витрата палива	7,5 кг/год	7,5 кг/год	4,5 м³/год
Нижча теплота згоряння	16,82 МДж/кг	15,99 МДж/кг	34,00 МДж/м³
Потужність паливного потоку	35,05 кВт	33,31 кВт	42,50 кВт
Відношення до газового варіанта	82,5 %	78,4 %	100 %
Корисна потужність, базовий сценарій*	27,34 кВт	25,98 кВт	36,13 кВт

** Значення корисної потужності отримано лише для сценарного аналізу за умовних ККД 0,78 і 0,85*

Результати розрахунків наведено в табл. 1. За однакової масової подачі 7,5 кг/год потужність паливного потоку пелет становить 35,05 кВт за вологості 8 % і 33,31 кВт за вологості 12 %, тоді як для природного газу – 42,50 кВт. Отже, пелетний потік забезпечує 82,5 та 78,4 % відповідно від енергетичної потужності газового варіанта.

Збільшення вологості пелет з 8 до 12 % зменшує розрахункову потужність на 1,75 кВт (приблизно 5 %). За прийнятою моделлю кожен додатковий відсотковий пункт вологості знижує потужність приблизно на 0,436 кВт за подачі 7,5 кг/год. Це підкреслює необхідність контролю вологості палива.

У базовому сценарії з умовними ККД 0,78 для пелетного та 0,85 для газового вузла корисна теплова потужність оцінюється в 27,34 кВт (пелети 8 %), 25,98 кВт (пелети 12 %) і

36,13 кВт (газ). Для досягнення модельного рівня газового варіанта розрахункова подача пелет становить 9,91 – 10,43 кг/год. Це результат сценарного розрахунку, а не рекомендація з налаштування: необхідно перевірити допустиме навантаження пальника й подавача, теплообмінник, тягу та температурну стійкість печі.

Так, перехід на деревні пелети не можна оцінювати лише за співвідношенням витрат палива або його теплотою згоряння. Для об'єктивного висновку потрібно відокремлювати енергію, що надходить із паливом; теплоту, передану пекарній камері, та питомі витрати енергії на одиницю готової продукції. На фактичний результат впливають повнота згоряння, втрати з відхідними газами, теплообмін, режими розігрівання й пауз, завантаження печі та споживання електроенергії допоміжними системами.

Подальші дослідження доцільно проводити в умовах промислової експлуатації за однакового завантаження й узгодженого режиму випікання, із повторенням циклів для кожного виду палива. Необхідно реєструвати фактичну витрату пелет і газу, електроспоживання, температуру в кількох точках пекарної камери, температуру відхідних газів, концентрації O□, CO і NO_x, тривалість циклу, масу готової продукції та кількість золи. Для пелетного варіанта важливими є також безпечне відокремлення продуктів згоряння від пекарної камери, доступність очищення газового тракту та надійність автоматики. Якщо очікується робота під час перебоїв енергопостачання, потрібно передбачити резервне живлення вентилятора, подавача палива й системи керування.

Отже, пелетний потік має 78 – 83 % потужності газового, а корисна потужність у базовому сценарії 72 – 76 %; для вирівнювання розрахункова подача пелет має зрости до 9,9 – 10,5 кг/год. Висновки щодо ККД, якості випікання й економічності без вимірювань неможливі. Для верифікації потрібні промислові випробування за однакового завантаження й режиму в серії повторних циклів із реєстрацією фактичної витрати палива, електроспоживання (допоміжна потужність ≈ 2,5 кВт), температур у камері та відхідних газів, O_2, CO, NO_x, тривалості циклу й маси готової продукції для визначення питомої енергоємності. Стійкість пекарні потребує поєднання пелетного вузла з резервним електроживленням подавача, вентиляторів і автоматики.

На цому етапі досліджень маємо певне розрахункове порівняння, що за прийнятих витрат потужність паливного потоку деревних пелет становить 33,31 – 35,05 кВт, тоді як для природного газу – 42,50 кВт. Зі збільшенням вологості пелет з 8 до 12 % їхня розрахункова теплота згоряння та потужність паливного потоку зменшуються. У базовому сценарії корисна теплова потужність пелетного вузла є нижчою за газовий варіант, а її вирівнювання потребувало б збільшення подачі пелет до розрахункових 9,91–10,43 кг/год.

Список літератури

1. Шишко Ю. В., Пінчук В. О., Бебко С. П. Дослідження енергетичної ефективності заходів з енергозбереження в хлібопекарській печі. Енергоефективність: наука, технології, застосування : матеріали VI Всеукр. наук.-практ. конф. (Київ, 24 лист. 2021 р.). Київ, 2021. С. 28–32. URL: https://crust.ust.edu.ua/items/572708b4-d558-4ce0-9632-52ae21e256bf
2. Басок Б. І., Давиденко Б. В., Кужель Л. М., Лисенко О. М., Веремійчук Г. М. Експериментальні дослідження спалювання рослинних пелет у побутовому котлі. Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання. 2021. Вип. 37. С. 13–23. DOI: https://doi.org/10.32347/2409-2606.2021.37.13-23
3. Lysenko O. M., Veremiichuk H. M., Siryi O. A. Research of burning of agricultural pellets in boilers with capacity up to 25 kW. Thermophysics and Thermal Power Engineering. 2022. Vol. 44, No. 3. P. 99–108. DOI: https://doi.org/10.31472/ttpe.3.2022.10
4. Rachynskyi A. Yu., Baranyuk O. V., Pikenin O. O., Bordiian A. I. Pollutant Emissions from the Combustion of Pellets Common on the Ukrainian Market as Fuel for a Pellet Boiler with a Retort-Type Burner. Visnyk of Vinnytsia Politechnical Institute. 2025. No. 5. P. 41–50. DOI: https://doi.org/10.31649/1997-9266-2025-182-5-41-50
5. Kyriienko P., Melnykov A., Betin O., Msallam K. Combustion of pellets from agricultural waste. Environmental Safety and Natural Resources. 2025. Vol. 56, No. 4. P. 35–42. DOI: https://doi.org/10.32347/2411-4049.2025.4.35-42

УДК 620.9:697

Анатолій Орлович, *канд. техн. наук, професор*
Владислав Кучер, *здобувач групи ЕК-25М*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: cntu.ets260@gmail.com

Обґрунтування складу заходів з підвищення енергоефективності системи енергозабезпечення адміністративно-побутової будівлі з урахуванням вимог енергетичної стійкості

Адміністративно-побутові будівлі (АПБ) промислових підприємств поєднують офісний графік електричного навантаження з великою потребою в теплоті на опалення та гаряче водопостачання (ГВП) душових. За нашими розрахунками для типового корпусу 1970–1980-х років на ці потреби припадає понад 70 % кінцевої енергії. Підвищення енергоефективності будівель є пріоритетом державної та європейської політики [1–3]. Водночас в умовах дефіциту потужності енергосистеми з'явилися нові вимоги: живлення критичних навантажень під час планових відключень і дотримання дозволеної потужності приєднання [4]. Термомодернізація, тепловий насос (ТН), сонячна електростанція (СЕС) і система накопичення електроенергії (СНЕ) впливають одна на одну, тому їх доцільність не можна оцінювати окремо.

Мета роботи – обґрунтувати раціональний склад, параметри і режими енергоефективних технологій для системи енергозабезпечення АПБ на основі погодинного моделювання її теплового й електричного балансу. Для цього розроблено модель на 8760 год. Вона поєднує двовузлову RC-модель будівлі, графіки навантажень і ГВП, бівалентну схему «повітряний ТН – газовий котел», СЕС, СНЕ, режим відключень і живильну лінію 0,4 кВ. Дозволена потужність $P_{доз}$ враховується в алгоритмі керування ТН, а вимога автономного живлення критичних навантажень протягом 4 год – резервом ємності батареї. Нагрівання бака ГВП тепловим насосом планується за мінімальною вартістю теплоти з урахуванням погодинних цін і надлишку генерації СЕС. Розбіжність моделі з місячним методом ISO 13790 не перевищує 2,2 %.

Для умовного чотириповерхового корпусу площею 2 450 м² (газ 53,0 тис. м³ і електроенергія 184 МВт·год на рік, $P_{доз}$ = 100 кВт) перебрано 6 048 конфігурацій. Змінними були LED-освітлення, утеплення, механічна вентиляція з рекуперацією, утилізація теплоти стічних вод, потужності ТН, СЕС і ємність СНЕ. На множині допустимих конфігурацій побудовано фронт Парето за двома критеріями – зниженням споживання первинної енергії і чистою приведеною вартістю NPV (рис. 1). Компромісне рішення обрано за інтегральним критерієм:

$$K = w\cdot\Delta E_{перв}/\Delta E_{перв,max} + (1 - w)\cdot \mathrm{NPV}/\mathrm{NPV}_{max} \rightarrow \max, \qquad (1)$$

де $\Delta E_{перв}$ – відносне зменшення споживання первинної енергії;
w = 0,5 – ваговий коефіцієнт; індекс «max» позначає найбільше значення показника на допустимій множині.

Аналіз показав, що за поточного співвідношення цін межовий сезонний коефіцієнт перетворення ТН [5], за якого теплота від ТН і від газового котла коштує однаково, становить 2,75. Розрахункове значення становить лише 2,97 – 3,15. Тому найвигідніші перші 10 – 20 кВт потужності ТН: вони покривають базове навантаження ГВП і працюють 5 800 – 7 900 год на рік. Запропоноване керування нагріванням бака ГВП збільшує вироблення теплоти ТН на 15,5 МВт·год на рік без капіталовкладень. Ємність СНЕ раціонально

визначати вимогою автономності, оскільки додаткова ємність для цінового арбітражу не окуповується.

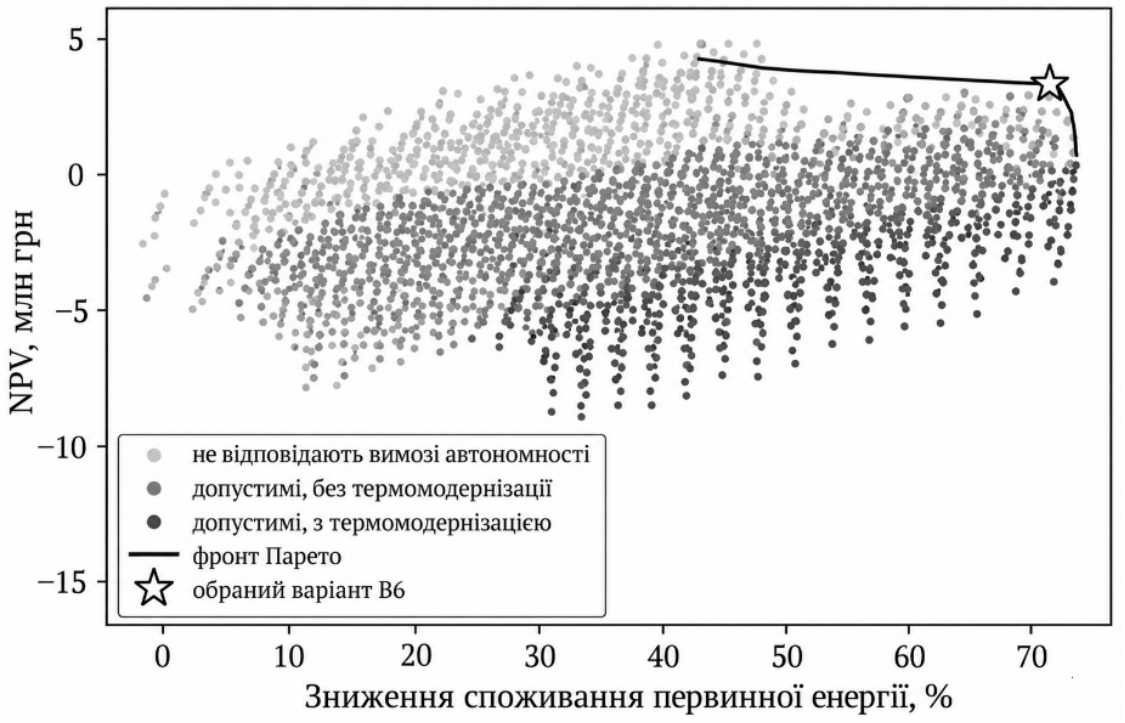


Рисунок 1 – Конфігурації системи енергозабезпечення у площині критеріїв і фронт Парето (рисунок згенеровано за результатами досліджень за допомогою ШІ)

Максимум критерію (1) досягається для комплексу, до якого входять LED-освітлення з керуванням, термомодернізація оболонки, утилізація теплоти стічних вод, ТН 20 кВт з наявним котлом, СЕС 100 кВт і СНЕ 60 кВт·год. Вибір не змінюється за значень w від 0,4 до 0,7. Комплекс зменшує споживання первинної енергії на 70,6 %, газу – на 79 %, витрати на енергоносії – у 2,7 раза, а максимум навантаження – з 67,9 до 47,5 кВт. Капіталовкладення 12,0 млн грн забезпечують NPV 3,92 млн грн, IRR 14,1 % і дисконтований строк окупності 12,3 року. Під час відключень критичні навантаження живляться від СЕС і СНЕ майже без участі дизельної електростанції, а вартість вимоги автономності становить 0,47 млн грн NPV. Термомодернізація збільшує час, за який температура в будівлі знижується до 16 °С після припинення опалення, з 3,5 до понад 12 год.

Отже, спільне погодинне моделювання теплових і електричних процесів з урахуванням обмежень приєднання та вимог стійкості дає змогу знайти комплекс заходів, що поєднує глибоке зменшення споживання енергії з економічною доцільністю. Ефективні заходи (LED, СЕС, утилізація теплоти) фінансують термомодернізацію, а тепловий насос помірної потужності зменшує залежність об'єкта від постачання газу.

Список літератури

1. Directive (EU) 2024/1275 of the European Parliament and of the Council of 24 April 2024 on the energy performance of buildings (recast). Official Journal of the European Union. 2024. L 2024/1275.
2. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року : розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.04.2023 № 373-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-р (дата звернення: 10.10.2026).
3. ДБН В.2.6-31:2021. Теплова ізоляція та енергоефективність будівель. Київ : Мінрегіон України, 2022.
4. Ukraine's Energy Security and the Coming Winter. Paris : International Energy Agency, 2024.
5. The Future of Heat Pumps. Paris : International Energy Agency, 2022.

УДК 621.316.13

Оксана Співак, *асистент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: cntu.ets260@gmail.com

Порівняльна оцінка енергоефективності різних видів палива для зимової експлуатації спортмайданчика з повітроопорним накриттям

Повітроопорні накриття дають змогу експлуатувати спортивні майданчики взимку без капітального будівництва. Для віддалених об’єктів без газопостачання головною проблемою стає вибір енергоносія: потрібно підтримувати в оболонці стабільну температуру та надлишковий тиск повітря за обмеженої потужності електромережі. Легка мембранна оболонка має високий коефіцієнт теплопередачі, а підтримання тиску супроводжується витоками повітря. Тому паливна складова становить основну частину експлуатаційних витрат. Енергетична політика України орієнтує на зниження енергоспоживання будівель і споруд [1; 2], а ціни на дизельне пальне у 2026 р. залишаються високими й нестабільними [4].

Отже, мета порівняти за енергетичними та економічними показниками різни способи утримання при використанні різних типів палива: дрова, деревні пелети, чи дизель-генератор або сонячну електростанцію як джерела енергії для зимової експлуатації віддаленого спортмайданчика з повітроопорним накриттям і визначити раціональний варіант.

Сезонну потребу в теплоті визначено за формулою:

$$Q = (U \cdot A + 0{,}33 \cdot n \cdot V) \cdot (t_в - t_з) \cdot \tau, \quad (1)$$

де U − коефіцієнт теплопередачі оболонки, Вт/(м²·К); A − площа оболонки; n − кратність повітрообміну, год$^{-1}$; V − об’єм; τ − тривалість сезону. Витрату палива та приведену вартість теплоти визначено за формулами:

$$B_i = Q / (Q_i^н \cdot \eta_i), \quad LCOH_i = (K_i \cdot CRF + B_i \cdot c_i + З_i + M_i) / Q, \quad (2)$$

$$CRF = d \cdot (1 + d)^N / [(1 + d)^N - 1], \quad (3)$$

де $Q_i^н$ − нижча теплота згоряння; η_i − к.к.д. перетворення; K_i − капітальні витрати; c_i − ціна палива; $З_i$ − оплата обслуговування; M_i − технічне обслуговування; d − ставка дисконтування; N − строк служби.

Розрахунок виконано для певного об’єкта: накриття розмірами 36×18 м і висотою 7,5 м (напівеліптичний переріз), площа підлоги 648 м², об’єм V ≈ 3 817 м³, площа оболонки A ≈ 1 147 м². Прийнято: коефіцієнт теплопередачі оболонки з внутрішнім утеплювальним шаром U = 2,5 Вт/(м²·К); повітрообмін n = 0,7 год$^{-1}$; середня внутрішня температура 8 °C (10 °C під час занять, 5 °C у перерві); опалювальний період 1 листопада – 31 березня (151 доба) із середньою зовнішньою температурою − 1,5 °C; розрахункова температура −20 °C. Електромережа забезпечує лише допоміжні навантаження (вентилятори, освітлення), а на електроопалення її потужності не вистачає. Витрату теплоти визначено за формулою:

$$Q = (U \cdot A + 0{,}33 \cdot n \cdot V) \cdot (t_в - t_з) \cdot \tau, \quad (4)$$

де τ − тривалість сезону, год.

Питомі тепловтрати становлять H = 3,75 кВт/К, розрахункове теплове навантаження ≈ 112 кВт, сезонна потреба в тепловій енергії Q ≈ 129 МВт·год (≈ 199 кВт·год/м²). Теплотворну здатність прийнято: дрова (вологість ≈ 20 %) 1,8 МВт·год на складометр, пелети 4,7 кВт·год/кг [3], дизпальне ≈ 10 кВт·год/л. Для дизель-генератора прийнято питому витрату 0,30 л/кВт·год (типове значення для генераторів 100 кВт при частковому навантаженні). Ціни: колоті дрова 3 500 грн/складометр [5], пелети 16 500 грн/т [6], дизпаливо 98,4 грн/л [4]. Обслуговування: 2 год/добу для дров, 0,5 год/добу для пелет і генератора за ставкою 250

грн/год (припущення). Капітальні витрати: дровяний котел 150 кВт − 225 тис. грн, пелетний − 419 тис. грн [7], генератор із електронагрівачами − 1,28 млн грн [8]. Строк служби 15, 15 і 8 років відповідно.

Результати розрахунку наведено в таблиці 1. Найнижчу вартість теплоти забезпечують дрова (2,6 грн/кВт·год), пелети дорожчі на ≈ 50 % (3,9 грн/кВт·год). При виробництві електроенергії в дизель-генераторі лише близько 30 % енергії палива перетворюється на електрику, тому теплота від електронагрівачів коштує ≈ 29,8 грн/кВт·год, тобто вдесятеро дорожче, ніж від дров. Навіть пряме спалювання дизпалива в теплогенераторі обходиться в ≈ 10,7 грн/кВт·год.

Таблиця 1 − Порівняння варіантів теплопостачання за сезон (Q ≈ 129 МВт·год)

Варіант	**η (к.к.д.)**	**Витрата палива за сезон**	**Ціна палива**	**Вартість палива, грн/кВт·год тепла**	**Сумарні сезонні витрати*, тис. грн**
Дрова колоті (тверді породи)	0,75	≈ 96 складометрів	3 500 грн/складометр	2,6	≈ 432
Деревні пелети	0,90	≈ 30,5 т	16 500 грн/т	3,9	≈ 563
Дизель-генератор + електронагрівачі	3,3 кВт·год ел./л; нагрівач 1,0	≈ 39,1 м³ дизпалива	98,4 грн/л	29,8	≈ 4 092
Довідково: прямий дизельний теплогенератор	0,92	≈ 14,0 м³	98,4 грн/л	10,7	–

* Паливо, обслуговування, технічне обслуговування обладнання та амортизація (капітальні витрати, поділені на строк служби).

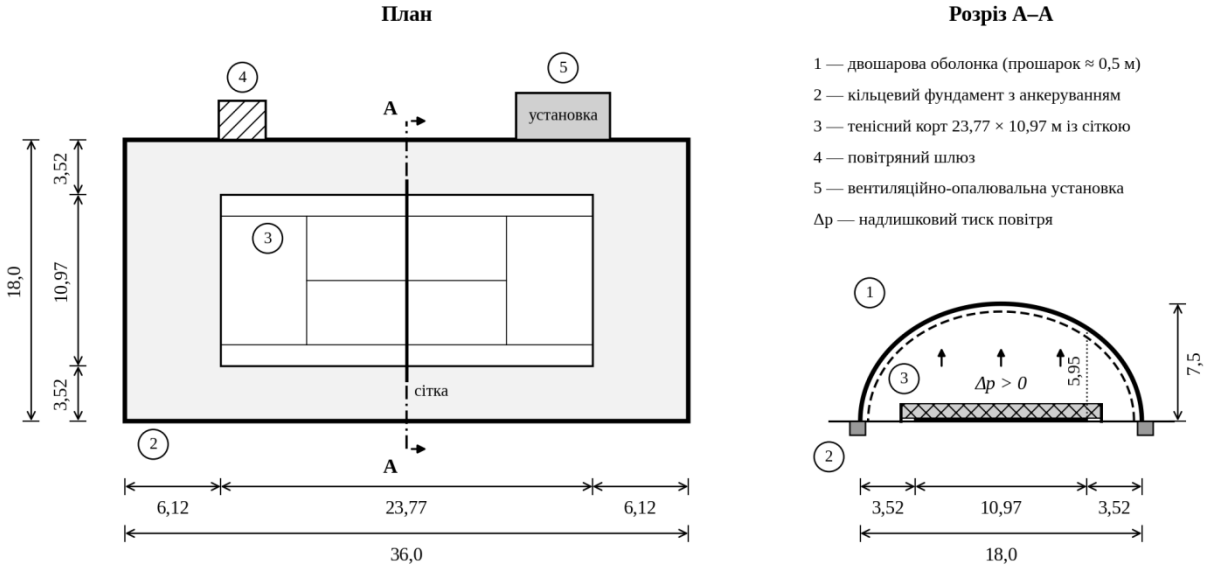


Рисунок 1 – Схема повітроопорного накриття над тенісним кортом: план і розріз А–А (розміри в метрах)

Сезонні витрати становлять ≈ 0,43 млн грн для дров, ≈ 0,56 млн грн для пелет і ≈ 4,1 млн грн для дизель-генератора. Цінова чутливість не змінює порядку варіантів: за ціни пелет 20 300 грн/т їх паливна складова зростає до ≈ 0,62 млн грн, а за ціни колотих дров 4 650 грн/складометр − до ≈ 0,44 млн грн [5]. Додатково використання 39 м³ дизпалива за сезон дає близько 105 т CO_2 (за коефіцієнта ≈ 2,68 кг/л). Перевага дров має ціну: потрібен запас ≈ 96 складометрів та ручне завантаження, а пелети, зберігаючи автоматичну подачу палива, потребують ≈ 47 м³ складу.

При розгляді сонячної електростанції, врахуємо питомий виробіток у центральній Україні становить 1 000 – 1 200 кВт·год/$кВт_п$ на рік [9]. За припущення, що на листопад–березень припадає ≈ 22 % річного виробітку (≈ 240 кВт·год/$кВт_п$; значення слід уточнити в

PVGIS), для повного покриття потреби 129 МВт·год потрібна потужність ≈ 540 кВт$_п$. За вартості 50 тис. грн/кВт [10] це понад 26 млн грн без акумуляторів, причому генерація взимку нерівномірна і не збігається з піком навантаження вночі. Навіть з тепловим насосом (COP = 2,5) потрібно ≈ 215 кВт$_п$. Отже, СЕС недоцільна як основне джерело опалення, але може частково покривати допоміжні навантаження. Станція 30 кВт$_п$ дає за зимовий період ≈ 7 МВт·год.

Так, заходи зі зниження витрат враховують, що найефективніше «паливо» − це зекономлена енергія. Зменшення U з 2,5 до 1,5 Вт/(м²·К) за допомогою додаткового утеплювального шару скорочує потребу в теплоті приблизно на 31 % (до ≈ 90 МВт·год). Додаткову економію дають нічний режим зниженої температури та контроль повітрообміну.

Отже:

1) Для віддаленого спортмайданчика з повітроопорним накриттям без газопостачання найнижчу вартість тепла забезпечують дрова (≈ 2,6 грн/кВт·год), далі пелети (≈ 3,9 грн/кВт·год).

2) Пелетний котел доцільний за обмеженої кількості обслуговуючого персоналу, оскільки має автоматичну подачу палива і потребує вдвічі менше складу.

3) Дизель-генератор у ролі джерела теплоти економічно недоцільний (≈ 4,1 млн грн/сезон) і має залишатися резервним джерелом живлення вентиляторів.

4) СЕС слід використовувати як допоміжне джерело для живлення вентиляторів і освітлення.

5) Першочерговим заходом є зменшення теплових втрат оболонки. Розрахунок виконано для умовного об’єкта; для проєкту потрібно підставити виміряні параметри та комерційні пропозиції.

Список літератури

1. Про енергетичну ефективність будівель : Закон України (прийнятий 2017 р., підписаний Президентом 20.07.2017). URL: https://www.kmu.gov.ua/news/250154060 (дата звернення: 22.10.2026).
2. ДБН В.2.6-31:2016. Теплова ізоляція будівель. Київ : Мінрегіон України, 2016.
3. ДСТУ EN ISO 17225:2022. Тверде біопаливо. Технічні характеристики та класи палива.
4. Консалтингова група А-95. Середні ціни на пальне в Україні станом на 07.10.2026. Mind.ua. URL: https://mind.ua/news/20310662 (дата звернення: 22.10.2026).
5. Ціни на дрова у 2026 році: дуб, граб, береза, сосна. Новини.LIVE, серпень 2026. URL: https://novyny.live/ekonomi/drova-na-opalennia-vzimku-iaki-tsini-u-serpni-340255.html (дата звернення: 22.10.2026).
6. Деревні пелети A1/A2 оптом: ціна за тонну станом на 02.10.2026. URL: https://bio-uniq.com.ua/derevni-pelety-optom (дата звернення: 22.10.2026).
7. Твердопаливні котли 150 кВт: ціни станом на 18.07.2026. Венкон. URL: https://vencon.ua/catalog/tverdotoplivnye-kotly/moshchnost-kvt-150 (дата звернення: 22.10.2026).
8. Дизельні генератори 100–110 кВт: каталог цін. URL: https://220volt.com.ua/generatory/tip_generatora_dizelnie_generatori;maksimalnaya_moschnost_block_100/ (дата звернення: 22.10.2026).
9. Встановлення сонячних панелей: як отримати енергонезалежність у 2026 році. URL: https://engage.org.ua/?p=26336 (дата звернення: 22.10.2026).
10. Сонячні панелі: яка потужність потрібна для дому. Finance.ua. URL: https://news.finance.ua/ua/sonyachni-paneli-yaka-potuzhnist-potribna-dlya-domu (дата звернення: 22.10.2026).

УДК 621.311.1:620.91

Святослав Страхов, *здобувач групи ЕЕ-25Мз*
Катерина Петрова, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: kateflash27@gmail.com

Техніко-економічний аналіз підвищення ефективності локальної електроенергетичної системи в умовах інтеграції розподіленої генерації

Сучасний стан вітчизняної електроенергетики характеризується підвищеним попитом на децентралізовані рішення у сфері електропостачання. Масштабне пошкодження об'єктів централізованої енергосистеми в умовах воєнного часу суттєво посилило актуальність розвитку локальних електроенергетичних систем (ЛЕЕС) з інтегрованими джерелами розподіленої генерації (РГ). Сонячні електростанції (СЕС) у поєднанні з системами накопичення енергії (СНЕ) набувають все більшого поширення як ефективний засіб підвищення автономності та економічності електропостачання промислових і комунальних об'єктів [1]. Проте інтеграція РГ супроводжується рядом техніко-економічних викликів, що потребують системного аналізу та кількісного обґрунтування доцільності конкретних рішень.

Метою роботи є техніко-економічний аналіз та обґрунтування шляхів підвищення ефективності функціонування ЛЕЕС в умовах інтеграції джерел РГ. Об'єктом дослідження є локальна електроенергетична система промислового підприємства із встановленою СЕС та системою накопичення енергії. Предметом дослідження — показники ефективності функціонування ЛЕЕС: рівень самозабезпечення, питомі витрати на електроенергію, добові графіки потужності та терміни окупності капіталовкладень у РГ.

Для досягнення поставленої мети використано комплекс методів: аналіз структури та режимів роботи ЛЕЕС, математичне моделювання енергобалансу в середовищі MATLAB/Simulink, методи дисконтованих грошових потоків (NPV, IRR) для техніко-економічної оцінки ефективності впровадження РГ [2]. Аналіз тарифної політики та ринку обладнання дозволив встановити актуальні граничні умови окупності проєктів РГ в умовах сучасного законодавства України.

В ході дослідження побудовано імітаційну модель ЛЕЕС, що включає: вузол підключення до зовнішньої мережі 10 кВ, СЕС встановленою потужністю 150–500 кВт, СНЕ ємністю 100–300 кВт·год та типові добові графіки електричного навантаження промислового споживача. На рисунку 1 наведено типовий розрахунковий добовий графік потужності ЛЕЕС з СЕС потужністю 250 кВт у літній (сонячний) день.

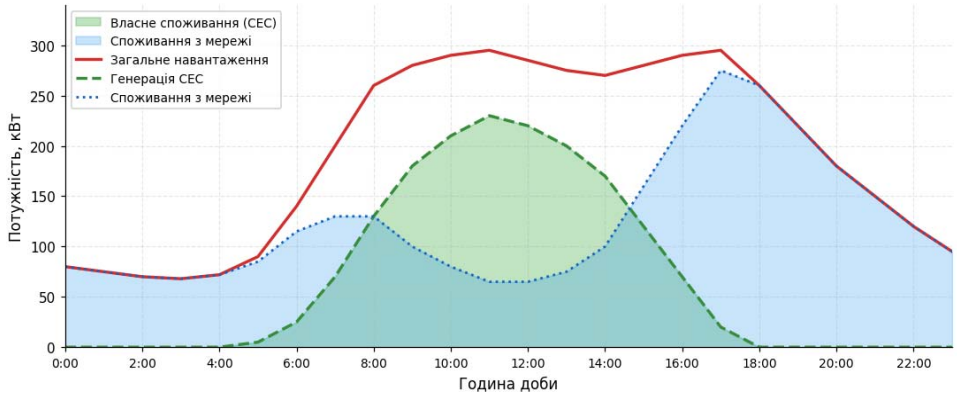


Рисунок 1 – Добовий графік потужності ЛЕЕС з інтегрованою СЕС (250 кВт)

Результати моделювання показали, що оптимальне поєднання СЕС та СНЕ дозволяє підвищити рівень самозабезпечення ЛЕЕС до 60–75% у літній та до 25–35% у зимовий період. З рисунку 1 видно, що в денні години (10:00–15:00) СЕС повністю покриває базове навантаження підприємства та забезпечує заряджання СНЕ. Застосування СНЕ суттєво згладжує добовий графік навантаження на зовнішню мережу: пікове споживання знижується на 20–30%, що дозволяє зменшити заявлену потужність і відповідну складову тарифу.

Проведений техніко-економічний аналіз засвідчив, що при поточному рівні тарифів строк окупності системи «СЕС + СНЕ» становить 6–9 років залежно від встановленої потужності та структури споживання. Чистий приведений дохід (NPV) за 20-річний горизонт планування є позитивним у всіх розглянутих сценаріях і становить від 1,8 до 4,2 млн грн. Внутрішня норма прибутковості (IRR) варіюється в діапазоні 11–17%, що перевищує типові альтернативні ставки доходності для промислових інвесторів [1].

Встановлено, що ключовим чинником ефективності є добовий профіль навантаження: чим більша частка пікового споживання покривається СНЕ у години мінімальних тарифних ставок, тим вищий економічний ефект. Зростання вартості покупної електроенергії на 15% скорочує розрахунковий строк окупності на 1,0–1,5 роки. Показано також, що збільшення ємності СНЕ понад оптимальне значення (≈ 1,2 кВт·год на 1 кВт встановленої потужності СЕС) не призводить до суттєвого підвищення техніко-економічних показників, а лише збільшує капітальні витрати.

Таким чином, результати роботи підтверджують техніко-економічну доцільність інтеграції РГ до складу ЛЕЕС за умови ретельного обґрунтування конфігурації та потужності джерел генерації й накопичення. Практична цінність отриманих результатів полягає у розробці методичних рекомендацій з вибору оптимальних параметрів РГ для ЛЕЕС підприємств із різною структурою споживання електроенергії, а також у визначенні граничних умов ефективності інвестицій у системи розподіленої генерації в умовах сучасного ринку електроенергії України.

Список літератури

1. Бєлоха Г. С. Оптимізація техніко-економічних показників локальних систем електроживлення з транзактивним керуванням: монографія. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. 7,5 авт. арк. URL: https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/a6a638da-d73b-423d-9c49-50eeeda9c3e5/content (дата звернення: 01.10.2026).
2. Кондратюк О. С. Виклики та проблеми впровадження інтелектуальних електричних мереж в енергосистему України. Матеріали VII Міжнародної науково-технічної конференції «Світлотехніка й електроенергетика: історія, проблеми, перспективи» (29–31 травня 2024 р., Тернопіль). Тернопіль, 2024. С. 81–82.
3. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15 (дата звернення: 01.10.2026).
4. ДСТУ EN 50160:2023 (EN 50160:2022, IDT). Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2024. Чинний від 2025-03-01. URL: https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/ДСТУ%20EN%2050160_2023%20Характеристики%20напруги%20електропостачання%20в%20електричних%20мережах%20загальної%20призначеності.pdf (дата звернення: 01.10.2026).

УДК 621.311.4:621.314.222

Максим Філенко, *здобувач групи ЕЕ-25М*
Катерина Петрова, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: kateflash27@gmail.com

Моделювання навантажувальних режимів розподільних трансформаторів в умовах інтеграції інфраструктури зарядних станцій електромобілів

Масштабна електрифікація транспорту є одним із ключових глобальних трендів енергетичного переходу. В Україні кількість електромобілів стрімко зростає: за даними Мінінфраструктури, лише впродовж 2023–2024 рр. їх парк збільшився майже вдвічі. Інтеграція інфраструктури зарядних станцій (ЗС) у розподільні електричні мережі створює принципово нові умови роботи трансформаторного обладнання: концентроване вечірнє навантаження від швидкісних ЗС може суттєво перевищувати проєктні режими роботи трансформаторів 10(6)/0,4 кВ [1]. Недостатнє врахування цього чинника при плануванні розвитку мережевої інфраструктури здатне призвести до прискореного зносу обладнання та зниження надійності електропостачання.

Метою роботи є дослідження навантажувальних режимів розподільних трансформаторів при різних сценаріях проникнення зарядних станцій електромобілів та оцінка їх впливу на ресурс і надійність трансформаторного обладнання. Об'єктом дослідження є розподільний трансформатор 10/0,4 кВ потужністю 400 кВА, що живить змішане навантаження житлового мікрорайону. Предметом дослідження є добові графіки навантаження трансформатора та показники його теплового стану при різних рівнях проникнення ЗС.

Для досягнення поставленої мети використано імітаційне моделювання в середовищі MATLAB/Simulink з урахуванням статистичних моделей поведінки власників електромобілів (розподіл часу початку зарядки, тривалість зарядки, початковий рівень заряду АКБ). Теплову модель трансформатора реалізовано відповідно до стандарту IEC 60076-7, що дозволяє розрахувати температуру найгарячішої точки обмотки та оцінити відносне теплове зношення ізоляції [2].

Розглянуто три сценарії проникнення ЗС у мікрорайоні з 200 паркомісцями: С1 — 10% електромобілів (20 шт., переважно зарядка вдома 7,4 кВт); С2 — 30% (60 шт., додатково дві публічні ЗС 22 кВт); С3 — 50% (100 шт., додатково одна швидкісна ЗС 50 кВт). На рисунку 1 наведено добові графіки навантаження трансформатора для базового режиму та трьох сценаріїв.

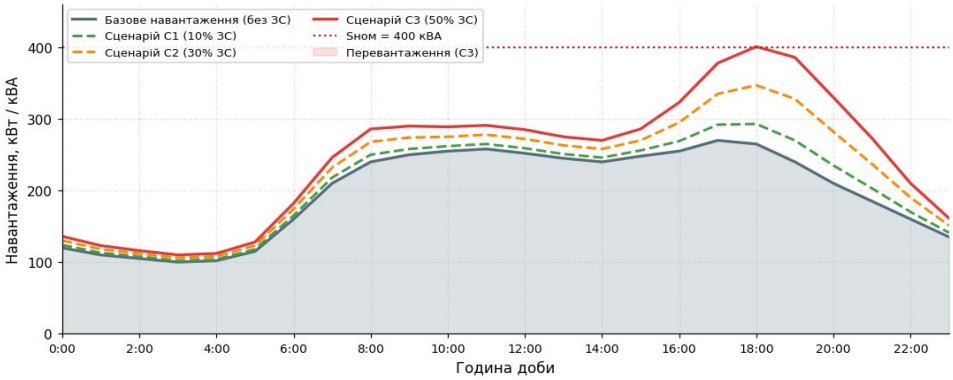


Рисунок 1 – Добові графіки навантаження трансформатора 400 кВА при різних сценаріях проникнення ЗС

Результати моделювання показали, що вечірній пік навантаження трансформатора (18:00-23:00) зростає відповідно до рівня проникнення ЗС: для С1 - на 8-12%, для С2 - на 25-34%, для С3 - на 50-57% порівняно з базовим режимом. При сценарії С3 навантаження трансформатора у вечірні години перевищує номінальне значення (400 кВА) на 10–15%, що формує зону систематичного перевантаження (показано на рис. 1 червоним заштрихуванням). Розрахунок за тепловою моделлю IEC 60076-7 засвідчив, що температура найгарячішої точки обмотки при С3 досягає 128-134 °С, що на 18–24 °С перевищує допустиме значення і зумовлює прискорення теплового зношення ізоляції у 2,1–2,8 рази [1].

Для сценаріїв С1 та С2 систематичного перевантаження не спостерігається, однак відносне теплове зношення ізоляції зростає на 12% та 38% відповідно порівняно з базовим режимом. Аналіз чутливості показав, що перенесення зарядки електромобілів у нічний тарифний період (23:00-7:00) шляхом впровадження диференційованого тарифу дозволяє знизити вечірній пік навантаження при С3 на 31% та повністю усунути перевантаження трансформатора. Керована зарядка з алгоритмом вирівнювання графіка навантаження додатково знижує відносне теплове зношення на 22–28% порівняно з некерованою зарядкою.

Таким чином, результати роботи свідчать, що масштабне проникнення ЗС у розподільні мережі без застосування засобів керованої зарядки створює реальну загрозу для ресурсу трансформаторного обладнання. Розроблена імітаційна модель дозволяє кількісно оцінити наслідки різних сценаріїв проникнення ЗС та обґрунтувати превентивні заходи - від впровадження диференційованих тарифів до модернізації трансформаторного парку - ще на етапі планування розвитку зарядної інфраструктури.

Список літератури

1. Петрачков, В. О. Дослідження впливу зарядних станцій електромобілів на якість електричної енергії мережі живлення: дипломна робота бакалавра: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Петрачков Владислав Олегович. – Харків : ХНАДУ, 2023. – 62 с.
2. El-Hendawi M., Wang Z., Paranjape R., Fick J., Pederson S., Kozoriz D. Impact of Electric Vehicles Charging on Urban Residential Power Distribution Networks. *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 23. Article 5905. https://doi.org/10.3390/en17235905
4. Petrova K., Zaiets I., Moskalenko Ya., Muravskyi I. Research of methods for increasing the efficiency level of electrical equipment operation modes in distribution networks. Proceedings of the International Conference on Automation, Computer-Integrated Technologies and Energy Efficiency Problems in Industry and Agriculture (AKIT-2022). Kropyvnytskyi : CNTU, 2022. P. 104–106.

УДК 621.316.13

Петро Плєшков, *канд. техн. наук, професор,*
Світлана Дубенко, *викладач*
Родіон Дмитриченко, *здобувач групи ЕЕ-25М*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: svetadubenko@gmail.com

Сценарний підхід до кількісного оцінювання ризиків енергетичної безпеки України в умовах системних загроз

В умовах системних загроз для енергетичної інфраструктури України важливим завданням є кількісне оцінювання ризиків порушення електропостачання з урахуванням взаємозв'язку генерувальних потужностей, електричних мереж, трансформаторного обладнання та навантаження споживачів. Для розв'язання даного завдання використано інженерно-аналітичний підхід, що поєднує розрахунок режимних параметрів, сценарне моделювання, оцінювання технічних наслідків і багатофакторний аналіз ризиків.

Для розрахункового дослідження сформовано узагальнену анонімізовану модель електроенергетичного вузла, що включає агреговані джерела генерації, еквівалентні мережі напругою 330 і 110 кВ, групу трансформаторів та загальне навантаження. Параметри моделі використовуються для інженерного аналізу і не відповідають конкретному об'єкту критичної інфраструктури України.

Розроблений підхід передбачає послідовний перехід від ідентифікації системної загрози до визначення її технічного впливу, розрахунку режимних параметрів, оцінювання наслідків для електропостачання та визначення інтегрального рівня ризику. Це забезпечує взаємозв'язок між фізичними характеристиками електроенергетичної системи та узагальненими показниками її стійкості.

Для дослідження сформовано чотири сценарії порушень: зменшення доступної централізованої генерації на 20 %; відмова одного трансформатора в групі з двох одиниць номінальною потужністю по 630 МВА; зниження пропускної здатності еквівалентної мережі на 20 %; комбінований сценарій, який передбачає одночасне скорочення генерації та мережевої пропускної здатності.

За базового режиму розрахункове навантаження становить 825 МВт, сумарна доступна потужність генерації - 880 МВт, а імпортний перетік - 105 МВт. Розрахункова повна потужність навантаження дорівнює приблизно 868,4 МВА. Втрати активної потужності в еквівалентних елементах мережі та трансформаторному обладнанні становлять близько 30,7 МВт. Отримані результати демонструють необхідність урахування не лише балансу потужності, а й мережевих обмежень та завантаження обладнання.

Найбільший дефіцит потужності в межах розглянутих сценаріїв виникає за відмови одного трансформатора: він становить приблизно 210,3 МВт, або 25,5 % розрахункового навантаження. За зменшення доступної генерації на 20 % дефіцит дорівнює 6,4 МВт, а за зниження пропускної здатності мережі на 20 % - 27,8 МВт. Отже, результати моделювання засвідчують, що критичність загрози визначається не лише масштабом початкового збурення, а й технічними характеристиками елементів, резервуванням і можливістю передавання потужності.

Для кількісного порівняння сценаріїв використано інтегральний показник ризику:

$$R_s = 0{,}40Z_E + 0{,}25Z_T + 0{,}20Z_C + 0{,}15Z_U,$$

де R_s - інтегральний показник ризику для сценарію s; Z_E - нормований показник недовідпуску електричної енергії; Z_T - показник завантаження трансформаторного

обладнання; Z_C - показник використання пропускної здатності мережі; Z_U - нормований показник відхилення напруги. Вагові коефіцієнти визначають внесок відповідних складових у порівняльну оцінку та в сумі дорівнюють одиниці.

Значення інтегрального показника базового варіанта становить близько 0,627. Цей показник є безрозмірною порівняльною оцінкою, а не ймовірністю аварії чи фактичним відсотком небезпеки. Для агрегування сценарних результатів застосовано нормовані ваги 0,40; 0,20; 0,30 та 0,10. Вони використовуються як ваги порівняння сценаріїв і не трактуються як статистично встановлені ймовірності виникнення подій.

На наступному етапі досліджено технічні заходи, спрямовані на підвищення стійкості моделі: посилення резервування трансформаторної потужності, збільшення пропускної здатності мережі, нарощування розподіленої генерації та комбіноване застосування цих рішень. Розрахунки показали, що комбінований варіант забезпечує найбільше зменшення недовідпуску серед розглянутих варіантів. Для нього розрахунковий недовідпуск за всіма чотирма сценаріями дорівнює нулю, а інтегральний показник ризику становить близько 0,389, що відповідає його зниженню приблизно на 37,9 % порівняно з базовим значенням.

Водночас отриманий результат не означає повного усунення всіх ризиків енергетичної безпеки: він характеризує лише розглянуті сценарії, прийняті параметри та систему показників моделі. Результати сценарного моделювання дають змогу кількісно порівнювати вплив окремих і комбінованих загроз, виявляти найбільш критичні технічні чинники та обґрунтовувати пріоритетність заходів підвищення стійкості. Практична цінність підходу полягає у можливості повторного розрахунку показників після зміни параметрів моделі та перевірки ефективності запропонованих технічних рішень.

Список літератури

1. Про схвалення Стратегії енергетичної безпеки : розпорядження Кабінету Міністрів України від 04.08.2021 № 907-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/907-2021-p).
2. International Energy Agency. Ukraine’s Energy Security and the Coming Winter. Paris : IEA, 2024. URL: https://www.iea.org/reports/ukraines-energy-security-and-the-coming-winter.
3. International Electrotechnical Commission. IEC 31010:2019. Risk management — Risk assessment techniques. Geneva : IEC, 2019. URL: https://webstore.iec.ch/en/publication/59809.

УДК 621.316.13

Петро Плєшков, *канд. техн. наук, професор*
Світлана Дубенко, *викладач*
Михайло Савсюк, *здобувач групи ЕЕ-25Мз*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: kafedra.etsem@gmail.com

Підвищення ефективності компенсації реактивної потужності в електричних мережах з нелінійними навантаженнями

Актуальність дослідження. Сучасні промислові електроприводи дедалі частіше працюють із використанням частотних перетворювачів, які забезпечують регулювання швидкості асинхронних двигунів і дають змогу пристосовувати продуктивність технологічного обладнання до потреб виробництва. Водночас силові напівпровідникові пристрої можуть бути джерелами гармонічних складових струму, що ускладнює забезпечення належної якості електричної енергії. За змінного навантаження компенсація реактивної потужності має враховувати не лише номінальний режим, а й можливі зміни споживання.

Застосування конденсаторних батарей сталої потужності не завжди забезпечує оптимальний результат у всіх режимах роботи. Якщо навантаження зменшується, незмінна потужність компенсації може стати надлишковою. За зростання навантаження, навпаки, компенсації може бути недостатньо. Це обґрунтовує доцільність застосування керованих систем, у яких компенсувальна потужність змінюється відповідно до поточного режиму електроспоживання.

Мета роботи - оцінити ефективність керованої компенсації реактивної потужності в електричній мережі насосної станції з асинхронним двигуном потужністю 200 кВт, що живиться через частотний перетворювач, та порівняти її з компенсацією фіксованої потужності.

Методика дослідження. Для демонстрації підходу сформовано умовний модельний сценарій: активна потужність, споживана з мережі, становить 200 кВт, напруга трифазної мережі - 0,4 кВ, початковий коефіцієнт потужності - 0,82, а цільовий - 0,95. Такий сценарій дає змогу порівняти загальні тенденції за однакових вихідних умов.

Потребу в компенсації визначено за різницею між реактивною потужністю навантаження до компенсації та її допустимим залишковим значенням після досягнення цільового коефіцієнта потужності. Для обчислення використано залежність:

$$Q_c = P \cdot \left[tg\left(arccos(cos\varphi_1)\right) - tg\left(arccos(cos\varphi_2)\right)\right],$$

де Q_c - необхідна потужність конденсаторної установки для компенсації реактивної потужності, квар; P - активна потужність електроустановки або споживача, кВт; φ_1 - кут зсуву фаз між напругою та струмом до компенсації; φ_2 - кут зсуву фаз після компенсації.

За прийнятих параметрів розрахункова потужність компенсації становить приблизно 73,9 квар. Отримане значення є орієнтиром для вибору компенсуючого пристрою; практичний номінал необхідно узгоджувати зі стандартним рядом обладнання, характеристиками мережі та результатами аналізу режимів.

Розрахункове порівняння показує, що підвищення коефіцієнта потужності з 0,82 до 0,95 зменшує повну потужність, яку передає мережа за заданої активної складової, а отже, знижує струм. Для прийнятого сценарію струм зменшується орієнтовно з 352 до 304 А, або приблизно на 13,7%. Оскільки втрати активної потужності в елементах мережі залежать від

квадрата струму, за незмінного опору відповідної ділянки розрахункове зниження втрат становить близько 25,5%.

Порівняння трьох підходів наведено в таблиці 1. Компенсація без конденсаторної батареї не зменшує реактивну складову навантаження. Фіксована батарея потужністю близько 74 квар відповідає розглянутому номінальному режиму, однак за значного зниження навантаження може спричиняти перекомпенсацію. Керована система має перевагу тим, що дає змогу змінювати компенсувальну потужність відповідно до фактичної потреби.

Таблиця 1 - Порівняння способів компенсації

№	Показник	Без компенсації	Фіксована батарея* 74 квар	Керована компенсація
1	Коефіцієнт потужності	0,82	0,95	0,95 (цільовий)
2	Реактивна потужність з мережі	139,6 квар	65,6 квар	65,7 квар
3	Струм мережі	352 А	304 А	304 А

* Показники для фіксованої батареї наведені для номінального навантаження 200 кВт; за часткового навантаження її фактичний ефект змінюватиметься.

Важливо враховувати, що компенсація реактивної потужності на основній частоті сама по собі не усуває гармонічні спотворення, спричинені частотним перетворювачем. Оскільки конкретний тип перетворювача та спектр гармонік не задані, числові показники THD не наводяться. Для практичного впровадження необхідно виконати гармонічний аналіз, перевірити можливість резонансних явищ і визначити потребу у фільтрувальних пристроях.

Керована компенсація реактивної потужності є доцільним напрямом підвищення енергоефективності мереж зі змінним навантаженням. У межах умовного сценарію для насосної станції з двигуном 200 кВт потрібна потужність компенсації становить близько 73,9 квар. Досягнення коефіцієнта потужності 0,95 забезпечує орієнтовне зниження струму на 13,7% та активних втрат на розглянутій ділянці мережі на 25,5%. Перевага керованого підходу полягає в адаптації компенсації до режиму навантаження, проте вибір обладнання має враховувати гармонічний склад струму й можливі резонансні режими.

Список літератури

1. Бурбело М. Й., Лобода Ю. В. Компенсація реактивної потужності в несиметричних і несинусоїдних режимах електричних мереж : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2025. 110 с.
2. Ягуп В. Г., Ягуп К. В. Аналітичний метод визначення умов повної компенсації реактивної потужності в системі електропостачання. Електротехніка і електромеханіка. 2024. № 2. С. 75–80. DOI: 10.20998/2074-272X.2024.2.11.
3. IEEE Std 519-2022. IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems. IEEE, 2022. URL: https://standards.ieee.org/ieee/519/10677/.

УДК 621.316

Богдан Однокол, *здобувач групи ЕЕ-25М,*
Василь Зінзура, *канд. техн. наук, професор*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: vasiliyzinzura@gmail.com

Вибір засобу компенсації вищих гармонік у промисловій електромережі 0,4 кВ з імовірнісними обмеженнями на показники несинусоїдності

Частка перетворювального навантаження (регульованого електроприводу, випрямлячів, енергоощадного освітлення) у цехових мережах 0,4 кВ промислових підприємств невпинно зростає. Вищі гармоніки струму, які генерують ці споживачі, спотворюють напругу, спричиняють додаткові втрати і перегрівання трансформаторів, кабелів і двигунів, а в поєднанні з конденсаторними установками компенсації реактивної потужності – паралельний резонанс з індуктивністю мережі, що призводить до масових відмов конденсаторів. Для цехових підстанцій відношення струму КЗ до струму навантаження лежить біля межі найжорсткішої категорії стандарту IEEE 519 [1], тому вимоги до власної емісії гармонік підприємства виявляються суворими.

Для обмеження гармонік застосовують мережеві дроселі, розстроєні конденсаторні установки, пасивні резонансні фільтри, активні фільтри та їх комбінації. Порівняльні дослідження [2] показують, що активний фільтр компенсує гармоніки струму ефективніше за пасивний, але є складнішим і менш економічно привабливим пристроєм, а гібридні структури, що поєднують пасивну й активну частини, розглядають як ефективне рішення для фільтрації гармонік і компенсації реактивної потужності [3]. Водночас відомі методики вибору засобів компенсації здебільшого детерміновані і не поєднують імовірнісне оцінювання виконання вимог з економічним критерієм: наприклад, у [4] параметри пасивного фільтра оптимізовано, а метод Монте-Карло застосовано лише для подальшої перевірки його роботи за змінних умов. Такі підходи не враховують у самому виборі випадкового характеру навантаження, фонового спотворення живильної мережі та розкиду параметрів фільтрів. Наслідком є або недостатня ефективність і перевантаження пасивних засобів, або невиправдано великі капіталовкладення в активні фільтри.

Мета роботи – підвищення якості електроенергії за показниками несинусоїдності та зниження спричинених гармоніками втрат у промисловій мережі 0,4 кВ шляхом обґрунтованого вибору структури та параметрів засобу компенсації з урахуванням випадкових умов роботи і техніко-економічних показників.

Дослідження виконано для умовного машинобудівного підприємства з типовими параметрами: трансформатор 1000 кВ·А, 65 % перетворювального навантаження, наявна конденсаторна установка 300 квар. Гармонічний режим розраховано на моделі, що поєднує часове моделювання перетворювачів вузловим методом із частотною моделлю мережі, яка враховує фонове спотворення і фазові співвідношення гармонік різних груп навантажень. Модель показала, що установка за будь-якої кількості ввімкнених ступенів працює поблизу резонансу: за повністю ввімкненої установки THD_U = 19,7 %, TDD = 55,7 %, струм конденсаторів у 1,52 раза перевищує номінальний, а річні втрати електроенергії зростають на 51 %.

Структуру і параметри засобу компенсації описано вектором змінних x: наявність мережевих дроселів 3 %, потужність і порядок налаштування фільтра 5-ї гармоніки (Ф5), потужності фільтра 7-ї гармоніки і демпфованого фільтра, номінальний струм активного фільтра і діапазон гармонік, які він компенсує. Потужність розстроєної установки (p = 7 %)

доповнює сумарну реактивну потужність засобу до потрібних 300 квар. Така постановка охоплює як окремі випадки суто пасивні, суто активні та гібридні структури. Задачу вибору сформульовано як мінімізацію дисконтованих витрат ДВ з імовірнісним обмеженням:

$$\begin{cases} \text{ДВ}(x) = K + \sum_{t=1}^{T} \frac{\Delta W c_\text{е} + B_\text{о}}{(1+r)^t} \to \min, \\ P(x) = \Pr\left\{ g_j(x, \xi) \le 0,\ j = 1, \ldots, J \right\} \ge 1 - \varepsilon. \end{cases} \quad (1)$$

де K – капітальні витрати на засоби компенсації з монтажем; ΔW – річні втрати електроенергії в трансформаторі, кабелях і засобах компенсації; $c_\text{е}$ – тариф на електроенергію; $B_\text{о}$ – річні витрати на обслуговування; r – ставка дисконтування; T – розрахунковий період; g_j – функції обмежень у формі «показник мінус допустиме значення»; ξ – вектор випадкових чинників; $\varepsilon = 0{,}05$ – допустима ймовірність порушення вимог.

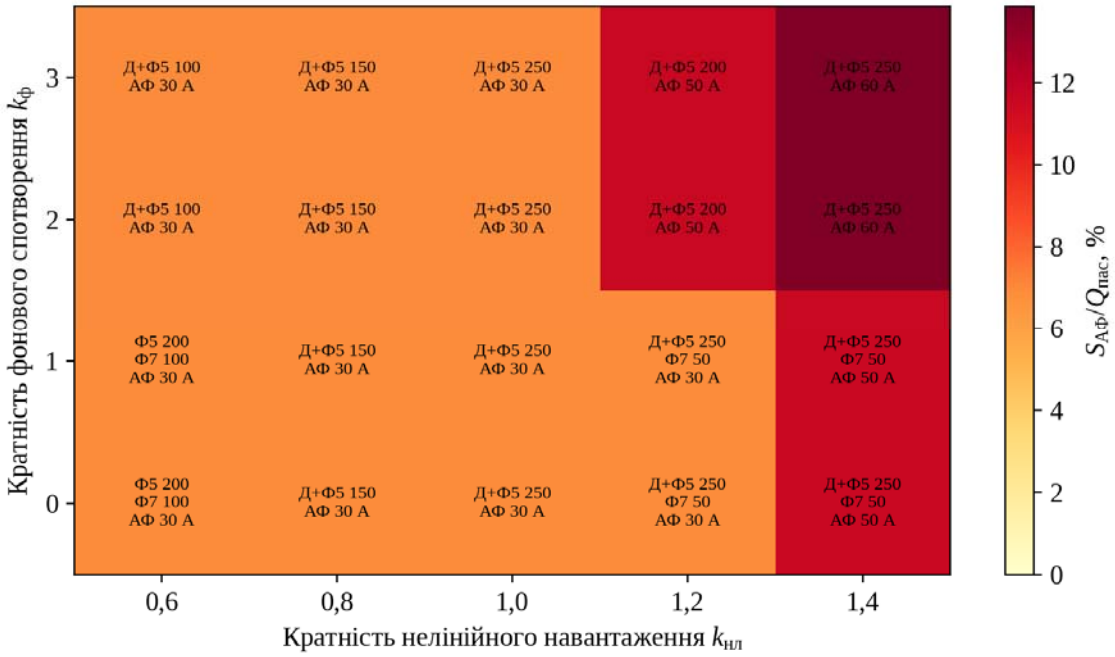
Обмеження g_j охоплюють $\text{THD}_U \le 5$ %, рівні окремих гармонік напруги, TDD власної емісії ≤ 5 % і окремі гармоніки струму за [1], а також навантаження конденсаторів кожної гілки. Імовірність $P(x)$ оцінюється методом Монте-Карло на вибірці з $N = 4000$ реалізацій, однаковій для всіх кандидатів (спільні випадкові числа). Випадковими вважали коефіцієнти завантаження підприємства і груп перетворювачів, фазові кути гармонік, відхилення ємності конденсаторів (±6 %) та індуктивності реакторів (±3 %), потужність КЗ мережі 10 кВ (120–250 МВ·А), амплітуди фонових гармонік і частоту мережі.

Цільова функція не залежить від випадкових чинників, тому задачу (1) розв’язано двоетапним алгоритмом. На першому етапі кандидатів на грубій сітці впорядковують за зростанням ДВ і перевіряють за імовірнісним обмеженням у цьому порядку: перший допустимий кандидат є оптимумом на сітці, тож статистичне моделювання потрібне лише для невеликої частини кандидатів. На другому етапі рішення уточнюють покоординатним спуском.

З 5550 кандидатів першого етапу детерміновані обмеження для режиму максимуму навантаження виконали 1323, а розрахунок тривав близько 5 с. Покоординатний спуск за три кроки (19 статистичних оцінок) зменшив ДВ ще на 1,4 %. Оптимальним для умовного об’єкта виявився гібридний засіб: мережеві дроселі 3 %, фільтр Ф5 225 квар ($n = 4{,}85$), розстроєна установка 75 квар і активний фільтр 25 А із селективною компенсацією гармонік 11–49-го порядків. Порівняно з інженерним варіантом тієї самої структури (Ф5 200 квар, розстроєна установка 100 квар, активний фільтр 80 А) капітальні витрати зменшено на 16 %, дисконтовані – на 10,4 %, а ймовірність виконання вимог зросла з 0,965 до 0,976. Ефект досягнуто перерозподілом функцій між частинами засобу: точніше налаштований Ф5 поглинає більшу частку гармонік низьких порядків, а активний фільтр, номінальний струм якого зменшено втричі, лише «довершує» компенсацію гармонік високих порядків.

Обране рішення знижує THD_U з 19,7 до 2,46 %, TDD власної емісії – з 55,7 до 4,44 %, найбільший струм конденсаторів – з 1,52 до 0,95 номінального, коефіцієнт гармонічних втрат трансформатора – з 11,9 до 1,31, а річні втрати електроенергії – з 76,4 до 47,0 МВт·год. Обмежувальним показником є TDD, 95-й процентиль якого за статистичним моделюванням становить 4,82 %. Рішення слабко чутливе до потужності КЗ мережі в діапазоні 80–320 МВ·А і до потроєння фонового спотворення (THD_U зростає лише до 3,55 %) і має запас близько 25 % на зростання перетворювального навантаження.

Щоб встановити межі раціонального застосування гібридної структури, задачу (1) розв’язано для 20 комбінацій кратності нелінійного навантаження $k_\text{нл} = 0{,}6$–$1{,}4$ і кратності фонового спотворення $k_\text{ф} = 0$–3 відносно параметрів умовного об’єкта (рис. 1). За всіх розглянутих умов оптимальною є гібридна структура з активним фільтром, оскільки суто пасивні засоби не забезпечують вимог до гармонік високих порядків. За $k_\text{нл} \le 1{,}0$ достатньо активного фільтра мінімальної потужності 30 А (близько 7 % від потужності пасивної частини); за $k_\text{нл} = 1{,}2$ і $k_\text{ф} \ge 2$, а також за $k_\text{нл} = 1{,}4$ потрібний струм зростає до 50–60 А (12–14 %), і фільтр переходить на компенсацію гармонік від 7-ї; за $k_\text{нл} = 0{,}6$ і слабкого фону раціонально відмовитися від мережевих дроселів на користь фільтра 7-ї гармоніки.



Д – мережеві дроселі 3 %; Ф5, Ф7 – фільтри 5-ї і 7-ї гармонік, квар; АФ – активний фільтр, А; колір – відношення потужності активної частини до реактивної потужності пасивної $S_{АФ}/Q_{пас}$

Рисунок 1 – Оптимальні структури засобу компенсації залежно від кратності нелінійного навантаження $k_{нл}$ і фонового спотворення $k_ф$

Капітальні витрати на впровадження обраного рішення становлять 955 тис. грн, чиста приведена вартість – 563 тис. грн, дисконтований строк окупності – 4,6 року, внутрішня норма прибутковості – 29,2 %. Проєкт залишається ефективним у всьому діапазоні розглянутих змін тарифу, ставки дисконтування і капітальних витрат.

Отже, удосконалена методика вибору засобу компенсації вищих гармонік поєднує частотну модель мережі зі спектрами навантажень, отриманими часовим моделюванням, імовірнісні обмеження на показники несинусоїдності та навантаження конденсаторів, оцінені методом Монте-Карло, і критерій мінімуму дисконтованих витрат. Для мереж, подібних до умовного об'єкта, раціональна потужність активної частини гібридного засобу становить 6–14 % від реактивної потужності пасивної частини і зростає з часткою нелінійного навантаження та рівнем фонового спотворення. Цей результат дозволяє оцінювати потрібну потужність активного фільтра на ранніх стадіях проєктування без повного оптимізаційного розрахунку.

Список літератури

1. IEEE Std 519-2022. IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems. New York : IEEE, 2022. 31 p.
2. Чорна В. О., Кудряшов О. О. Порівняльний аналіз ефективності пасивного та активного фільтрів вищих гармонік в мережі з нелінійним навантаженням. *Вісник Приазовського державного технічного університету. Серія: Технічні науки*. 2024. Вип. 48. С. 83–91. DOI: https://doi.org/10.31498/2225-6733.48.2024.310686.
3. Binh L. Q., Thuyen C. M. Three-phase hybrid active power filter: an overview. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2025. Vol. 15, no. 2. P. 1361–1371. DOI: https://doi.org/10.11591/ijece.v15i2.pp1361-1371.
4. Alghamdi T. A. H., Anayi F., Packianather M. Optimal design of passive power filters using the MRFO algorithm and a practical harmonic analysis approach including uncertainties in distribution networks. *Energies*. 2022. Vol. 15, no. 7. Art. 2566. DOI: https://doi.org/10.3390/en15072566.

УДК 621.316

Володимир Коряк, *здобувач групи ЕЕ-25Мз,*
Василь Зінзура, *канд. техн. наук, професор*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: vasiliyzinzura@gmail.com

Вибір засобів забезпечення якості електроенергії за інтегральним критерієм енергоефективності

Структура електроспоживання промислових підприємств суттєво змінилася: частотно-регульовані електроприводи, інверторне зварювальне обладнання, світлодіодне освітлення та джерела безперебійного живлення стали масовими електроприймачами, а на дахах виробничих корпусів дедалі частіше встановлюють сонячні електростанції (СЕС) з інверторним інтерфейсом. Погіршення якості електроенергії, яке спричиняють такі навантаження, зумовлює додаткові втрати в трансформаторах, кабельних лініях і двигунах, знижує допустиме завантаження обладнання та скорочує його ресурс [1]. Розподілена генерація, своєю чергою, знижує коефіцієнт потужності підприємства, оскільки зменшує активну потужність, що надходить з мережі, за незмінного споживання реактивної потужності [2].

Для нормалізації якості електроенергії застосовують автоматичні конденсаторні установки (АКУ) з антирезонансними реакторами, пасивні фільтро-компенсувальні пристрої (ФКП), активні (АФ) і гібридні фільтри, статичні компенсатори [1]. Ці засоби мають власні втрати, які для активних фільтрів можуть бути співмірними з досягнутим зниженням втрат у мережі або навіть перевищувати його. Водночас поширені підходи до вибору засобів ґрунтуються на критерії відповідності нормам, зокрема обмеженням спотворень струму в точці приєднання [3], за мінімальної вартості або на мінімумі приведених витрат на компенсацію реактивної потужності, а ефективність компенсації з активними фільтрами оцінюють технічними та фінансовими показниками [4]. Однак такі підходи, як правило, не враховують комплексно додаткові втрати від усіх видів порушень якості, власні втрати засобів, змінність режимів протягом року та можливість використання інверторів СЕС як компенсаторів реактивної потужності [2].

Мета роботи – підвищення енергоефективності системи електропостачання промислового підприємства шляхом вибору засобів забезпечення якості електроенергії за критерієм, що одночасно враховує зниження додаткових втрат у мережі, власні втрати засобів і дотримання нормованих показників якості електроенергії.

Для оцінювання засобів запропоновано інтегральний показник енергоефективності $I_{\text{ЕЕ}}$, який визначається як добуток коефіцієнтів енергоефективності $K_{\text{ЕЕ}}$, відповідності показників якості $K_{\text{ЯЕ}}$ і надійності $K_{\text{Н}}$:

$$I_{\text{ЕЕ}} = K_{\text{ЕЕ}} \cdot K_{\text{ЯЕ}} \cdot K_{\text{Н}} = \frac{\Delta W_{\Sigma,0} - \Delta W_{\Sigma} - \Delta W_{\text{вл}}}{\Delta W_{\text{дод},0}} \cdot \prod_{i=1}^{6} \min\left(1, \frac{x_{i,\text{доп}}}{x_i}\right) \cdot \prod_j \min\left(1, \frac{k_{\text{доп},j}}{k_j}\right), \quad (1)$$

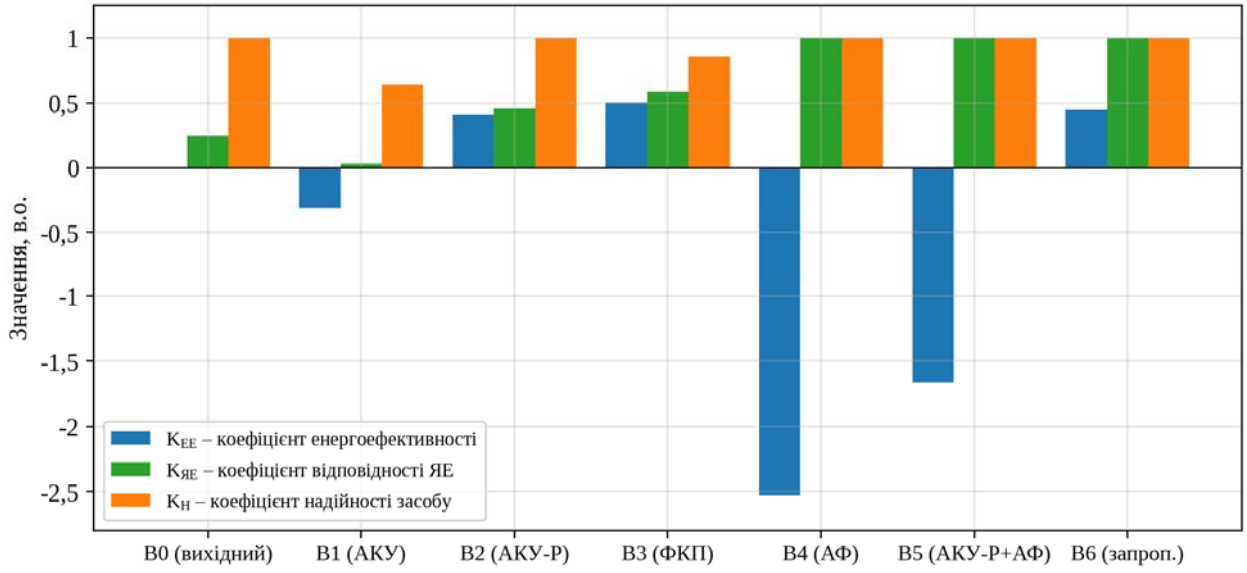
де $\Delta W_{\Sigma,0}$, ΔW_{Σ} – сумарні річні втрати в мережі у вихідному режимі та із засобами; $\Delta W_{\text{вл}}$ – річні власні втрати засобів; $\Delta W_{\text{дод},0}$ – додаткові втрати вихідного режиму від реактивної потужності, вищих гармонік і несиметрії в елементах мережі, на які впливають засоби (кабельні лінії 10 кВ, трансформатори, двигуни); x_i, $x_{i,\text{доп}}$ – фактичне і нормоване значення i-го показника (THD_U, $K_{U(h)}$, K_{2U}, P_{st}, TDD, tg φ); k_j, $k_{\text{доп},j}$ – найбільше за рік і допустиме відношення діючого значення струму конденсаторів j-го засобу до струму основної частоти.

Значення $K_{\text{ЕЕ}} = 1$ відповідає ідеальному засобу, що повністю усуває додаткові втрати без власних втрат, а $K_{\text{ЕЕ}} < 0$ – засобу, який збільшує сумарні втрати внаслідок резонансного підсилення гармонік або великих власних втрат. Мультиплікативна форма $K_{\text{ЯЕ}}$ забезпечує рівність $K_{\text{ЯЕ}} = 1$ лише за одночасного дотримання всіх норм. Складові критерію

визначаються за результатами річного моделювання режимів, яке охоплює 576 погодинних режимів характерних діб, 15 гармонік і режим зворотної послідовності, враховує алгоритми регулювання засобів і генерацію СЕС та дає змогу розкласти втрати за фізичними причинами й елементами мережі. Оскільки $I_{ЕЕ}$ не враховує вартості засобів, їхній склад і параметри обираються за мінімумом сумарних дисконтованих витрат, а вимоги до якості електроенергії та надійності, що лежать в основі $K_{ЯЕ}$ і $K_{Н}$, задаються як обмеження у вигляді проєктних уставок, жорсткіших за нормовані значення. Задача розв'язується методом покоординатного спуску зі штрафними функціями. На етапі пошуку використовується скорочена множина режимів (по одному характерному місяцю кожного сезону), яка завищує цільову функцію на 1,5–2,1 %, але не змінює ранжування варіантів; остаточна оцінка обраного варіанта виконується на повній множині режимів.

Методику застосовано до моделі системи електропостачання умовного машинобудівного підприємства з чотирма двотрансформаторними КТП 10/0,4 кВ, часткою нелінійних електроприймачів 63 % і даховою СЕС потужністю 500 кВт. У вихідному режимі TDD у точці приєднання становить 11,7 % за допустимих 8 % [3], cos φ у робочі години – 0,881, доза флікера на шинах зварювального цеху – 1,71. Річні втрати електроенергії дорівнюють 552,0 МВт·год, з них 124,0 МВт·год – додаткові втрати від реактивної потужності, вищих гармонік і несиметрії.

Складові критерію для шести варіантів засобів наведено на рис. 1. Звичайні АКУ (В1) утворюють паралельні резонанси, через що THD_U зростає до 16,6 %, а сумарні втрати – на 16,8 МВт·год ($K_{ЕЕ}$ = –0,31). Варіанти з активними фільтрами (В4, В5) найбільше зменшують втрати в мережі – на 53–54 МВт·год, але власні втрати АФ становлять 143–190 МВт·год на рік і в 2,7–3,5 раза перевищують досягнуте зниження, тому $K_{ЕЕ}$ таких варіантів від'ємний (від –1,67 до –2,53). Пасивні засоби (В2, В3) зменшують сумарні втрати на 22–27 МВт·год, однак не забезпечують усіх вимог до якості електроенергії ($K_{ЯЕ}$ = 0,458 і 0,584).



В0 – вихідний режим; В1 – АКУ; В2 – АКУ з антирезонансними реакторами (АКУ-Р); В3 – ФКП 5-ї і 7-ї гармонік; В4 – АФ; В5 – АКУ-Р + АФ; В6 – запропонований варіант

Рисунок 1 – Складові інтегрального критерію енергоефективності за варіантами засобів

Пошук за запропонованим алгоритмом із трьох різних початкових наближень збігся до одного варіанта В6: фільтри 5-ї гармоніки потужністю 200, 500 і 150 квар на КТП-1 – КТП-3, статичний компенсатор SVG на 100 А на КТП-2, АКУ-Р 25 квар на КТП-4 і керування реактивною потужністю інверторів СЕС. Варіант задовольняє всі обмеження: THD_U на шинах 0,4 кВ становить 2,85–4,40 %, TDD – 7,2 %, cos φ у робочі години – 0,979, P_{st} – 0,65, найбільше струмове завантаження конденсаторів – 1,35 за допустимих 1,49. Сумарні втрати зменшуються на 24,0 МВт·год на рік (4,3 %): втрати в мережі знижуються на 47,2

МВт·год за власних втрат засобів 23,2 МВт·год. Показник I_{EE} = 0,445 є найбільшим серед варіантів, що задовольняють усі вимоги. Вітки 7-ї гармоніки виявилися зайвими, а потужність фільтра на КТП-1 (200 квар) менша, ніж за традиційним розрахунком (300 квар), оскільки частину реактивної потужності в денні години компенсують інвертори СЕС. Керування інверторами зменшує річне споживання реактивної енергії з 3905 до 3687 Мвар·год без капітальних витрат. Зниження гармонічних струмів вивільняє 1,6–2,2 % потужності трансформаторів КТП-1 – КТП-3, а за подвоєння фонових гармонік мережі струмове завантаження конденсаторів фільтрів зростає лише з 1,35 до 1,43, що не перевищує допустимого значення.

Капітальні витрати на варіант В6 становлять 3,58 млн грн, чиста приведена вартість (NPV) – 5,63 млн грн, дисконтований строк окупності – 3,2 року. Порівняно з варіантом В5, який також відповідає всім вимогам, NPV варіанта В6 більша на 14,7 млн грн, а капітальні витрати менші в 2,8 раза. NPV варіанта В6 залишається додатною в усьому розглянутому діапазоні зміни ціни електроенергії, капітальних витрат і ставки дисконтування. Повторна оптимізація за різних рівнів емісії гармонік показала, що за THD_U у вихідному режимі до 4–5 % раціональні АКУ-Р, за 5–8 % – фільтри 5-ї гармоніки, понад 9–10 % – гібридні схеми з активними фільтрами невеликої потужності, а у вузлах з різкозмінним навантаженням потрібні SVG.

Висновок. Запропонований інтегральний критерій енергоефективності разом із річним моделюванням режимів дає змогу виявити засоби, які забезпечують якість електроенергії «з запасом», але збільшують сумарні втрати, та обрати склад засобів, що одночасно задовольняє нормовані показники якості й зменшує втрати. Для розглянутого підприємства за традиційного вибору за умовою відповідності нормам було б обрано один із варіантів з активними фільтрами з від’ємною NPV, тоді як за запропонованим критерієм обрано варіант, що зменшує втрати на 24 МВт·год на рік і окуповується за 3,2 року.

Список літератури

1. Автоматизація контролю та управління якістю електроенергії : підручник / П. Г. Плєшков, В. В. Зінзура, В. П. Солдатенко та ін. ; за ред. П. Г. Плєшкова. Кропивницький : ЦНТУ, 2026. 252 с.
2. Experimental Study of an Inverter Control for Reactive Power Compensation in a Grid-Connected Solar Photovoltaic System Using Sliding Mode Control / M. Flota-Bañuelos et al. Energies. 2023. Vol. 16, No. 2. Article 853. DOI: 10.3390/en16020853.
3. IEEE Std 519-2022. IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems. New York : IEEE, 2022. 31 p.
4. Nicolae P.-M., Nicolae I.-D., Nicolae M.-S. Some Considerations Regarding the Measurement of the Compensation Efficiency in Three-Phase Systems. Energies. 2022. Vol. 15, No. 14. Article 5004. DOI: 10.3390/en15145004.

УДК 621.316.722

Дмитро Гревцев, *здобувач групи ЕЕ-25М,*
Василь Зінзура, *канд. техн. наук, професор*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: vasiliyzinzura@gmail.com

Інтелектуальна система регулювання напруги в розподільній мережі з сонячними електростанціями

Масове приєднання сонячних електростанцій (СЕС) до мереж 10 і 0,4 кВ перетворило розподільні мережі з пасивних на активні. Напруга в них залежить не лише від навантаження, а й від генерації, що змінюється протягом доби, а за хмарності – протягом кількох хвилин. Через високе відношення R/X ліній генерація СЕС у години мінімального навантаження підвищує напругу у віддалених точках мережі понад допустимі межі, а для СЕС верхня межа напруги одночасно є уставкою захисту інверторів. Тому її перевищення призводить до вимкнення станцій і прямої втрати виробленої енергії, тоді як увечері, за максимального навантаження, ця ж мережа потребує підвищення напруги.

Традиційні регулятори трансформаторів з РПН підтримують задану напругу на шинах центру живлення або змінюють її пропорційно до струму навантаження. За наявності розосередженої генерації обидві величини лише опосередковано характеризують напругу в мережі, а традиційні методи налаштування централізованого регулювання напруги не лише не забезпечують нормованих відхилень напруги у споживачів, а й можуть погіршувати якість електроенергії [1]. Тому активно розвиваються вдосконалені алгоритми керування РПН: нечіткий регулятор РПН для мереж середньої напруги з розосередженою генерацією [2], оцінювання найвищої і найнижчої напруг споживачів за локальними вимірюваннями на трансформаторі [3], вибір опорної напруги РПН з урахуванням напрямку потоку потужності [4]. Водночас централізовані методи оптимального керування режимом потребують повної спостережуваності мережі і надійних каналів зв'язку, а локальне керування реактивною потужністю інверторів без узгодження з роботою РПН збільшує втрати. Невирішеною залишається задача регулювання напруги за невеликою кількістю додаткових вимірювань з узгодженням роботи РПН та інверторів СЕС.

Мета роботи – підвищення якості напруги та зменшення обмежень генерації СЕС у розподільній мережі 10/0,4 кВ шляхом розроблення інтелектуальної системи автоматичного регулювання напруги з координованим керуванням РПН трансформатора центру живлення і реактивною потужністю інверторів СЕС.

У запропонованій системі рішення про перемикання РПН приймається не за напругою шин, а за фактичними напругами в обмеженій множині контрольних точок. Шість точок у мережах 0,4 кВ вибрано жадібним алгоритмом за критерієм похибки оцінювання найвищої і найнижчої напруг у мережі. Разом із наявною телеметрією СЕС вони забезпечують таке оцінювання з похибкою 0,23 % і 0,28 % відповідно. За вимірюваннями обчислюються найменші серед контрольних точок запаси напруги до верхньої h і нижньої l нормованих меж з урахуванням запасів на похибку оцінювання. Оскільки перемикання РПН змінює напругу в усіх точках мережі практично на однакову величину, стан мережі з погляду регулятора повністю характеризують дві величини:

$$\Delta = \frac{h-l}{2}, \quad m = \min(h, l), \tag{1}$$

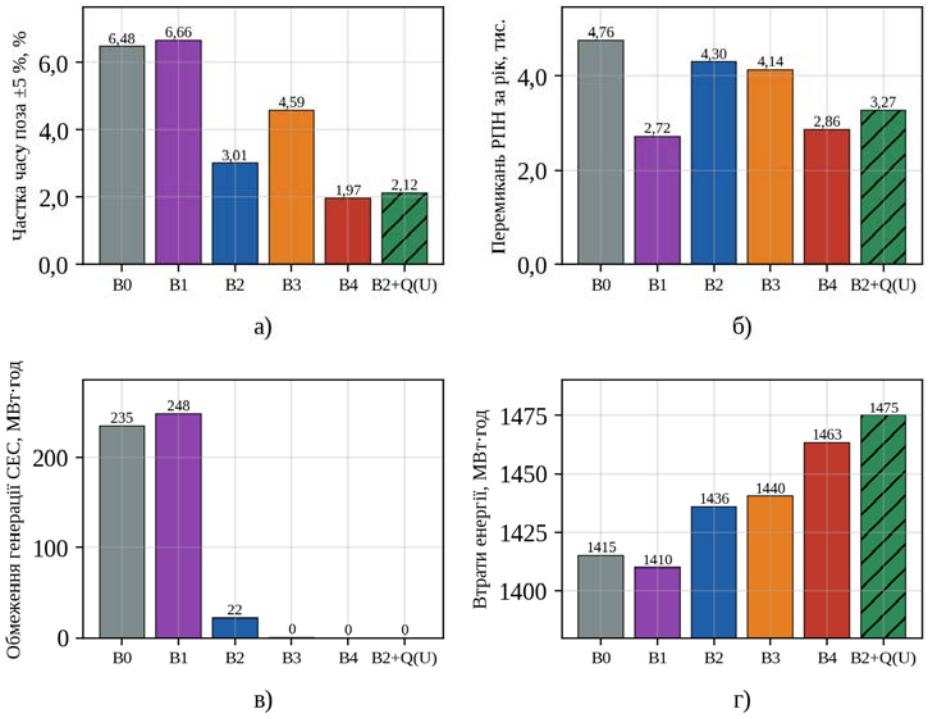
де Δ – розбалансування запасів, тобто зміна напруги, за якої запаси за верхньою і нижньою межами стали б однаковими, в. о.; m – найменший із запасів, що характеризує терміновість дії, в. о.

Величини Δ і m є входами нечіткого регулятора типу Сугено з базою з 15 правил, яка формалізує логіку досвідченого диспетчера: що менший запас до нормованої межі і що

більше розбалансування запасів, то швидше слід діяти. За нульового розбалансування інтенсивність керування дорівнює нулю за будь-якого запасу, адже якщо обидві межі однаково близькі, жодне перемикання не може поліпшити ситуацію. Інтенсивність не перетворюється на команду безпосередньо, а накопичується інтегратором з втратами, тому короткочасні зміни генерації, зумовлені проходженням хмар над СЕС, не спричиняють перемикань. Перед виконанням команди перевіряється, чи збільшить перемикання найменший запас, що унеможливлює поперемінні перемикання РПН з перенесенням порушення з однієї межі на іншу.

Роботу регулятора РПН узгоджено з локальною характеристикою $Q(U)$ інверторів СЕС за рахунок розділення часових масштабів: інвертори компенсують швидкі зміни напруги, зумовлені змінами генерації, а РПН відпрацьовує повільну складову і перерозподіляє запаси між фідерами. Параметри регулятора і характеристики $Q(U)$ налаштовано спільно методом диференціальної еволюції за узагальненим критерієм – зваженою сумою нормованих відносно базового варіанта показників: часток часу виходу напруги за межі ±10 % і ±5 %, кількості перемикань РПН, втрат енергії та обмеження генерації СЕС. З урахуванням втрат прийнято поріг характеристики $Q(U)$ 1,045 в. о. У разі втрати зв'язку з контрольними точками система автоматично переходить у режим зустрічного регулювання.

Ефективність системи оцінено річним квазістаціонарним моделюванням за 48 типовими добами з кроком 1 хв на моделі умовної мережі 35/10/0,4 кВ з двома фідерами, 20 трансформаторними підстанціями, СЕС 10 кВ сумарною потужністю 2,25 МВт і побутовими СЕС потужністю 290 кВт. Параметри всіх порівнюваних регуляторів, крім базового, також оптимізовано за тим самим критерієм, тому порівняння відображає можливості самих принципів регулювання, а не якість їх налаштування. Основні показники варіантів наведено на рис. 1.



B0 – регулятор за напругою шин з типовими уставками; B1 – те саме з оптимальними уставками; B2 – оптимізоване зустрічне регулювання; B3 – нечіткий регулятор без координації з інверторами; B4 – запропонована система; B2+$Q(U)$ – варіант B2 з типовою характеристикою $Q(U)$ інверторів

Рисунок 1 – Основні показники варіантів регулювання: а) частка часу виходу напруги за межі ±5 %; б) кількість перемикань РПН за рік; в) обмеження генерації СЕС; г) втрати енергії

Порівняно з базовим регулятором за напругою шин запропонована система зменшує частку часу виходу напруги за межі ±5 % з 6,48 до 1,97 %, тобто в 3,3 раза, і повністю усуває вихід напруги за межі ±10 % та обмеження генерації СЕС, яке в базовому режимі становить 235 МВт·год за рік (7,0 %). Діапазон хвилинних напруг у точках споживачів звужується з 0,888–1,141 до 0,921–1,105 в. о., а кількість перемикань РПН зменшується на 40 % (з 4755 до 2859 за рік). Узагальнений критерій становить 0,306 проти 1,000 у базовому варіанті і 0,434 в оптимально налаштованого зустрічного регулювання. Недоліком системи є зростання втрат енергії на 3,4 % через споживання реактивної потужності інверторами (664 Мвар·год за рік) і нижчу денну напругу шин. Порівняно із зустрічним регулюванням, доповненим типовою характеристикою $Q(U)$, запропонована система має на 13 % менше перемикань РПН, на 11,6 МВт·год менші втрати і на 18 % менше споживання реактивної енергії інверторами.

Результати стійкі до зміни умов. На незалежній вибірці профілів навантаження і генерації, на якій параметри не налаштовувалися, критерій становить 0,312. Похибки вимірювань і перерви зв'язку до 10 % часу погіршують критерій приблизно на 4 %, а зміна параметрів регулятора на ±20 % – не більше ніж на 2,7 %. Система збільшує допустиму потужність сонячної генерації приблизно на 38 %.

Отже, нечіткий регулятор РПН, що працює за найменшим запасом і розбалансуванням запасів напруги в обмеженій множині контрольних точок і узгоджений з характеристикою $Q(U)$ інверторів, забезпечує найкраще серед розглянутих способів поєднання якості напруги, використання генерації СЕС і ресурсу РПН. Основне поліпшення порівняно з традиційним регулюванням дає залучення реактивної потужності інверторів, а нечіткий регулятор дає змогу досягти цього ефекту з меншими втратами і меншим зносом РПН. Систему можна реалізувати на серійних технічних засобах паралельно з наявним регулятором без заміни трансформатора чи приводу РПН. Подальші дослідження доцільно спрямувати на динамічне коригування параметрів характеристики $Q(U)$ за командами центрального регулятора для зменшення втрат енергії.

Список літератури

1. Попов В. А., Ярмолюк О. С., Хоренко А. Б., Гладченко І. Р. Особливості регулювання напруги у системах розподілу електричної енергії з локальними джерелами енергії. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2024. № 3. С. 125–131. DOI: 10.20535/1813-5420.3.2024.314620.
2. Wróblewski W., Kowalik R., Januszewski M., Kurek K. A Fuzzy OLTC Controller: Applicability in the Transition Stage of the Energy System Transformation. *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 11. Art. 2716. DOI: 10.3390/en17112716.
3. Aydin M. S., Alnaser S. W., Althaher S. Z. Using OLTC-Fitted Distribution Transformer to Increase Residential PV Hosting Capacity: Decentralized Voltage Management Approach. *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 13. Art. 4836. DOI: 10.3390/en15134836.
4. Yoon K.-H., Shin J.-W., Nam T.-Y. et al. Operation Method of On-Load Tap Changer on Main Transformer Considering Reverse Power Flow in Distribution System Connected with High Penetration on Photovoltaic System. *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 17. Art. 6473. DOI: 10.3390/en15176473.

УДК 620.92:551.551

Інна Ярошенко, *пошукач, гр. ЗМЕСЕ-25*
Валентин Ткаченко, *канд. техн. наук, доцент*
Черкаський державний технологічний університет
tkachvf@gmail.com

Дослідження перспектив використання вітроенергетики в енергозабезпеченні об'єкта

Вступ. Зростання попиту на електричну енергію, виснаження традиційних органічних паливних ресурсів та посилення вимог до екологічної безпеки зумовлюють необхідність диверсифікації джерел енергопостачання. Відповідно до Енергетичної стратегії України [5] частка відновлюваних джерел у виробництві електроенергії до 2035 р. має досягти 25 %. Серед відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) вітроенергетика займає одне з провідних місць завдяки значному технічному потенціалу, відносно низьким питомим витратам та швидким темпам розвитку галузі у світі [1]. Правові засади використання ВДЕ в Україні визначені Законом України «Про альтернативні джерела енергії» [4].

Метою роботи є дослідження перспектив і техніко-економічних показників застосування вітроенергетичних установок (ВЕУ) для електрозабезпечення промислово-комунального об'єкта в умовах центрального регіону України.

Аналіз вітрового потенціалу регіону. Визначення вітрового потенціалу є ключовим етапом проектування ВЕС. Для оцінки ресурсу використовується розподіл Вейбулла [2], щільність імовірності якого описується виразом:

$$f(v) = (k/\lambda) \cdot (v/\lambda)^{(k-1)} \cdot \exp[-(v/\lambda)^k], \quad (1)$$

де v – швидкість вітру, м/с; k – параметр форми (для центральної України $k \approx 1{,}8–2{,}1$); λ – параметр масштабу, пов’язаний із середньою швидкістю вітру $\bar{v}$ співвідношенням $\lambda = \bar{v} / \Gamma(1 + 1/k)$, де Γ – гамма-функція.

Відповідно до класифікації IEC [3] середньорічна швидкість вітру на висоті 80–100 м у Черкаській, Кіровоградській та суміжних областях становить 5,8–7,2 м/с (3–4 клас вітрового ресурсу), що є достатнім для економічно обґрунтованого застосування ВЕУ потужністю від 250 кВт.

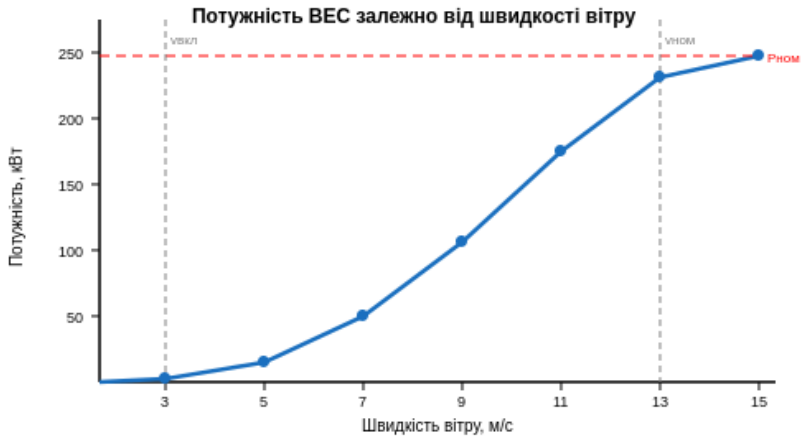


Рисунок 1 – Крива потужності ВЕУ 250 кВт залежно від швидкості вітру

Математична модель вітроенергетичної установки. Механічна потужність, що виробляється ротором ВЕУ, визначається за формулою Беца [2]:

$$P = ½ \cdot \rho \cdot Cp \cdot A \cdot v^3, \quad (2)$$

де ρ – густина повітря (≈ 1,225 кг/м³ за н.у.); Cp – коефіцієнт використання енергії вітру (для сучасних ВЕУ Ср = 0,35–0,45) [1]; $A = \pi R^2$ – площа ометання ротора, м²; R – радіус лопаті, м; v – швидкість вітру, м/с.

Річне вироблення електроенергії ВЕУ (кВт·год/рік) розраховується інтегруванням по розподілу швидкостей:

$$E = T \cdot \int_{v_вкл}^{v_відкл} P(v) \cdot f(v)\, dv, \quad (3)$$

де T = 8760 год – кількість годин на рік; $v_{вкл}$ та $v_{відкл}$ – швидкості вмикання та відключення ВЕУ відповідно.



Рисунок 2 – Структурна схема вітроенергетичної установки з перетворювачем

Техніко-економічне оцінювання. Для об'єкта з річним споживанням електроенергії W = 1 750 МВт·год/рік виконано порівняльний аналіз варіантів: повне живлення від мережі та гібридна система «ВЕУ + мережа». Встановлено, що дві ВЕУ номінальною потужністю 250 кВт з діаметром ротора D = 40 м (R = 20 м), встановлені на вежі висотою h = 80 м, здатні забезпечити до 38–42 % річного споживання об'єкта.

Питомі наведені витрати (levelized cost of energy, LCOE) розраховуються за формулою:

$$LCOE = (C_кап \cdot CRF + C_екс) / E_річ, \quad (4)$$

де $C_{кап}$ – капітальні вкладення в ВЕС, грн; CRF – коефіцієнт повернення капіталу; $C_{екс}$ – річні експлуатаційні витрати, грн/рік; $E_{річ}$ – річне вироблення ВЕС, кВт·год.

Коефіцієнт повернення капіталу визначається за формулою:

$$CRF = i \cdot (1 + i)^n / [(1 + i)^n - 1], \quad (5)$$

де i – норма дисконту (прийнято 10 %); n – розрахунковий строк служби ВЕУ (25 років).

При капітальних вкладеннях $C_{кап}$ ≈ 9,5 млн грн і річних експлуатаційних витратах $C_{екс}$ ≈ 190 тис. грн/рік розраховано LCOE ≈ 4,85 грн/(кВт·год). Станом на 2025 р. роздрібний тариф на електроенергію для промислових споживачів II класу напруги становить 5,28–6,60 грн/(кВт·год) [5], що свідчить про конкурентоспроможність виробленої ВЕУ електроенергії. Порівняно з тарифом мережі, LCOE нижче на 15–27 %, а термін окупності проекту складає 9–11 років, що є прийнятним показником для проектів відновлюваної енергетики.

Висновки. Аналіз вітрового потенціалу центрального регіону України підтверджує доцільність використання ВЕУ для електрозабезпечення промислово-комунальних об'єктів [4, 5]. Запропонована математична модель на основі розподілу Вейбулла та формули Беца дозволяє з достатньою точністю визначати річне вироблення електроенергії залежно від місцевих вітрових умов [1, 2]. Техніко-економічне оцінювання показало, що гібридна система «ВЕУ + мережа» є економічно привабливою при LCOE ≈ 4,85 грн/(кВт·год), що на 15–27 % нижче від чинного тарифу для промислових споживачів, з терміном окупності 9–11 років. Подальші дослідження доцільно спрямувати на оптимізацію кількості та розташування ВЕУ з урахуванням рельєфу місцевості й режимів навантаження об'єкта.

Список літератури

1. Gasch R., Twele J. Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation. 2nd ed. Berlin : Springer, 2012. 562 p.

2. Burton T., Jenkins N., Sharpe D., Bossanyi E. Wind Energy Handbook. 2nd ed. Chichester : John Wiley & Sons, 2011. 742 p.
3. IEC 61400-1:2005. Wind turbines – Part 1: Design requirements. Geneva : International Electrotechnical Commission, 2005. 92 p.
4. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV. Відомості Верховної Ради України. 2003. № 24. Ст. 155.
5. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» : схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 № 605-р. URL: https://www.kmu.gov.ua/npas/250250456 (дата звернення: 01.09.2025).

УДК 621.311:004.8

Ярослав Бражніков, *здобувач гр. МЕСЕ-25*
Валентин Ткаченко, *канд. техн. наук, доцент*
Черкаський державний технологічний університет
tkachvf@gmail.com

Дослідження підходів до прогнозування рівнів електроспоживання та забезпечення якості електричної енергії в інтегрованих енергетичних системах

Вступ. Сучасний розвиток енергетичних систем характеризується зростанням частки відновлюваних джерел енергії, розподіленої генерації та активним впровадженням інтелектуальних технологій управління. В умовах інтегрованих енергетичних систем (ІЕС) задача точного прогнозування рівнів електроспоживання набуває критичного значення для забезпечення балансу між генерацією та споживанням, а також для підтримання нормативних показників якості електричної енергії (ЯЕЕ) [1]. Невідповідність прогнозних і фактичних графіків навантаження призводить до відхилень напруги, частоти та збільшення втрат у мережі.

Метою роботи є аналіз та порівняння сучасних методів прогнозування електроспоживання, оцінювання їх ефективності в контексті вимог до якості електричної енергії в ІЕС, а також розроблення підходу до інтеграції задач прогнозування та контролю ЯЕЕ в єдину систему моніторингу й управління.

Методи прогнозування. Серед методів короткострокового прогнозування найбільшого поширення набули статистичні підходи та методи машинного навчання. До статистичних належать моделі авторегресії з ковзним середнім (ARIMA), а до інтелектуальних – штучні нейронні мережі, метод опорних векторів (SVM) та рекурентні мережі типу LSTM.

Модель ARIMA(p, d, q) описується рівнянням [4]:

$$\Phi(B) \cdot \nabla^d X_t = \Theta(B) \cdot \varepsilon_t , \qquad (1)$$

де $\Phi(B)$ – оператор авторегресії порядку p; ∇^d – оператор різниці порядку d; $\Theta(B)$ – оператор ковзного середнього порядку q; ε_t – білий шум.

Нейронна мережа типу LSTM враховує довгострокові залежності в часових рядах навантаження. Оновлення стану комірки описується виразом:

$$C_t = f_t \odot C_{t-1} + i_t \odot \tanh(W_c \cdot [h_{t-1}, x_t] + b_c) , \qquad (2)$$

де f_t, i_t – вентилі забування та входу; C_t – стан комірки памяті; W_c, b_c – навчальні параметри [2].

Точність прогнозування оцінюється середньою абсолютною похибкою у відсотках (MAPE):

$$MAPE = (1/n) \cdot \Sigma \left| (A_t - F_t) / A_t \right| \cdot 100\% , \qquad (3)$$

де A_t – фактичне значення навантаження; F_t – прогнозне значення; n – кількість спостережень.

На рис. 1 наведено типовий добовий графік електроспоживання разом із результатами прогнозування гібридною моделлю ARIMA-LSTM для одного з вузлів ІЕС.

Якість електричної енергії в ІЕС. Показники ЯЕЕ регламентуються стандартом ДСТУ EN 50160 [3] та включають: відхилення напруги δU, несиметрію напруг k□U, коефіцієнт гармонічних спотворень THD і відхилення частоти δf. Перевищення нормативних меж цих показників безпосередньо пов`язане з похибками прогнозування навантаження.

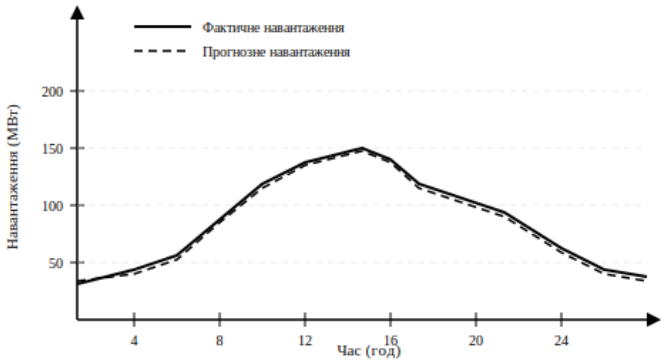


Рисунок 1. Порівняння фактичного та прогнозного добових графіків електроспоживання

Відхилення напруги у вузлі мережі визначається через рівняння балансу потужностей:

$$\Delta U = (P \cdot R + Q \cdot X) / U_{ном}\ , \qquad (4)$$

де *P, Q* – активна та реактивна потужності у вузлі; *R, X* – активний та реактивний опори лінії; *Uном* – номінальна напруга мережі.

Запропонований підхід. У роботі пропонується інтегрований підхід до управління ІЕС, що поєднує модуль короткострокового прогнозування на основі гібридної моделі ARIMA-LSTM із системою моніторингу ЯЕЕ в реальному часі. Прогнозні значення навантаження передаються до оптимізатора режиму мережі, який розраховує уставки пристроїв регулювання напруги (РПН трансформаторів) та компенсаторів реактивної потужності з метою дотримання нормативів ЯЕЕ за умов змінного навантаження.

Цільова функція оптимізації режиму мережі мінімізує сумарні відхилення показників ЯЕЕ від нормативних значень:

$$F = \alpha\square \cdot \Sigma(\delta U_i)^2 + \alpha\square \cdot \Sigma(THD_i)^2 + \alpha_з \cdot (\delta f)^2 \rightarrow min\ , \qquad (5)$$

де $\alpha\square$, $\alpha\square$, $\alpha\square$ – вагові коефіцієнти, що відображають пріоритетність відповідного показника ЯЕЕ; *i* – індекс вузла мережі.

Обмеженнями задачі оптимізації є допустимі діапазони регулювальних змінних (положення перемикача РПН, величина компенсувальної потужності) та рівняння балансу потужностей у кожному вузлі. Задача розв'язується методом лінійного програмування на основі лінеаризованої моделі мережі, що дозволяє отримати рішення в темпі, прийнятному для оперативного управління.

Висновки. Аналіз сучасних методів прогнозування показав, що гібридні моделі ARIMA-LSTM забезпечують значення MAPE на рівні 1,5–2,8 %, що на 30–40 % краще порівняно з класичними статистичними підходами. Запропонований інтегрований підхід дозволяє скоротити кількість порушень нормативів ЯЕЕ шляхом проактивного управління режимом ІЕС. Подальші дослідження будуть спрямовані на верифікацію підходу на реальних даних розподільчої мережі Черкаського регіону.

Список літератури

1. Hong T., Fan S. Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review. International Journal of Forecasting. 2016. Vol. 32, No. 3. P. 914–938.
2. Hochreiter S., Schmidhuber J. Long short-term memory. Neural Computation. 1997. Vol. 9, No. 8. P. 1735–1780.
3. ДСТУ EN 50160:2023 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT)
4. Box G. E. P., Jenkins G. M., Reinsel G. C. Time Series Analysis: Forecasting and Control. 5th ed. Hoboken : Wiley, 2015. 712 p.

УДК 621.365.2:621.311

Дмитро Сергієнко, *здобувач групи ЕЕ-25М,*
Петро Плєшков, *канд. техн. наук, професор*
Тетяна Величко, *старший викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: velichko.tatiana28@gmail.com

Оптимізація електричних режимів руднотермічних печей засобами автоматизованого управління

Руднотермічні печі (РТП) традиційно залишаються одними з найбільш енергоємних агрегатів у феросплавному виробництві, що вимагає глибокого аналізу їх електричних контурів та теплових втрат [1]. Питання пошуку та підтримання оптимального електричного режиму їх роботи завжди на часі, адже це прямий шлях до високої продуктивності при мінімальних витратах електроенергії на тонну сплаву [3].

В рамках дослідження було проведено детальний розрахунок енергетичного балансу на прикладі потужної печі типу РПЗ-48 (26,8 МВт). Отримані результати показали, що електричний ККД установки складає близько 84%, але при цьому 10% підведеної потужності (2,68 МВт) втрачається саме в короткій мережі [1]. Аналіз матеріального балансу виявив, що вихід шлаку вшестеро перевищує вихід корисного металу, що спричиняє теплові втрати, які майже в 5 разів більші за теплоту, яка виділяється з цільовим продуктом. Щоб нівелювати ці недоліки, необхідно модернізувати струмопроводи та ширше впроваджувати сучасні системи автоматизованого управління (САУ) з можливістю пофазного регулювання напруги [3].

Для того щоб обрати раціональний режим роботи, було побудовано електричні та робочі характеристики печі для трьох різних ступенів напруги трансформатора (500 В, 403 В та 297 В). Режим мінімальної питомої витрати електроенергії та режим максимальної продуктивності не збігаються. Зокрема, на ступені 500 В цим режимам відповідають струми 60 кА та 80 кА відповідно.

Щоб знайти компромісний варіант, було використано метод поліноміальної регресії для оцінки залежності питомої витрати електроенергії від струму ($\omega = f(I)$) [2]. Розроблені математичні моделі продемонстрували дуже високу тісноту зв'язку (коефіцієнт кореляції R^2 наближається до 0,99). Графічне накладання апроксимованих кривих для всіх трьох ступенів напруги дозволило визначити точку їх перетину, яка чітко вказала на оптимальний робочий струм — 40 кА. Саме при такому значенні агрегат працює в найбільш збалансованому енерготехнологічному режимі.

Впровадження розроблених моделей і графічних характеристик у контур сучасних АСУ ТП дає змогу істотно оптимізувати роботу РТП та покращити загальні техніко-економічні показники феронікелевого комбінату [2, 3].

Список літератури

1. Гасік М. І. Теорія і технологія електрометалургії феросплавів : підручник / М. І. Гасік, М. П. Лякишев. – Дніпропетровськ : Системні технології, 2005. – 784 с.
2. Денисов В. О. Математичне моделювання та оптимізація електричних характеристик феросплавних печей / В. О. Денисов // Енергоефективність в промисловості. – 2021. – № 4. – С. 45–51.
3. Krueger O. Energy efficiency improvements in ferronickel submerged arc furnaces through advanced process control / O. Krueger, J. Smith, A. Muller // Journal of Metallurgical Engineering. – 2022. – Vol. 14(3). – P. 211–225.

УДК 621.311

Євгеній Мішін, *здобувач групи ЕЕ-25М,*
Ігор Переверзєв, *канд. техн. наук, доцент*
Тетяна Величко, *старший викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: velichko.tatiana28@gmail.com

Дослідження методів визначення місця пошкодження в електричних мережах 6-35 кВ з урахуванням режимів заземлення нейтралі

Одним із найбільш поширених видів пошкоджень у розподільних електричних мережах напругою 6–35 кВ є однофазні замикання на землю. Їх локалізація ускладнюється значною протяжністю та розгалуженістю мереж, а також суттєвим впливом режиму заземлення нейтралі на величину і характер струму пошкодження [1, 2].

У роботі досліджуються методи визначення місця однофазного замикання на землю з урахуванням режиму заземлення нейтралі. Для локалізації пошкодження доцільним є використання параметрів нульової та зворотної послідовностей, оскільки параметри прямої послідовності мають меншу інформативність щодо місця замикання [2, 3].

У мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю струм замикання значною мірою визначається ємнісними параметрами мережі, що ускладнює визначення відстані до місця пошкодження. Застосування резистивного заземлення нейтралі збільшує струм замикання та формує його залежність від поздовжніх параметрів лінії і відстані до місця пошкодження. Це створює можливість визначення місця пошкодження за виміряними параметрами струму нульової послідовності.

За результатами досліджень для лінії довжиною 50 км при різних значеннях опору резистивного заземлення похибка визначення місця пошкодження становить близько ±2 км на відстанях до 25 км та збільшується приблизно до ±4 км при більшій відстані. Отримані результати підтверджують доцільність урахування режиму заземлення нейтралі при виборі методу локалізації однофазних замикань.

Перспективним напрямом подальших досліджень є поєднання параметрів нульової та зворотної послідовностей із сучасними засобами розподіленого вимірювання, що дає можливість підвищити точність і швидкість визначення місця пошкодження в мережах середньої напруги [3, 4].

Список літератури

1. Безручко В. М., Буйний Р. О., Ткач В. І. Інноваційний підхід до визначення місць однофазних замикань на землю в мережах 6–35 кВ при реалізації концепції SMART GRID в Україні. Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2019. № 29 (1354). С. 15–20. repository.kpi.kharkov.ua
2. Farughian A., Kumpulainen L., Kauhaniemi K. Review of methodologies for earth fault indication and location in compensated and unearthed MV distribution networks. Electric Power Systems Research. 2018. Vol. 154. P. 373–380. DOI: 10.1016/j.epsr.2017.09.006. ScienceDirect
3. Farughian A., Kumpulainen L., Kauhaniemi K. Earth Fault Location Using Negative Sequence Currents. Energies. 2019. Vol. 12, No. 19. 3759. DOI: 10.3390/en12193759. MDPI
4. Farughian A., Poluektov A., Pinomaa A., et al. Power line signalling based earth fault location. The Journal of Engineering. 2018. Vol. 2018, No. 15. P. 1155–1159. DOI: 10.1049/joe.2018.0190.

УДК 621.311.1

Микола Суддя, *здобувач*
Володимир Павленко, *канд. техн. наук, доцент*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: v.pavlenko@nubip.edu.ua

Оцінювання рівнів енергоефективності автономного електроживлення на основі компенсованого електрогенератора

Масове застосування домогосподарствами автономних електрогенераторів з двигунами внутрішнього згоряння (ДВЗ) у періоди тривалих перерв у централізованому електропостачанні робить питому витрату палива визначальним показником енергоефективності та собівартості електроенергії. Низький коефіцієнт потужності побутового навантаження збільшує струм статора та втрати в обмотках, що обґрунтовує застосування компенсованого електрогенератора – установки з компенсуючим пристроєм (КУ). Водночас механічне навантаження привідного двигуна визначається активною потужністю, тому вплив компенсації на витрату палива потребує кількісної перевірки.

Проєктуванню автономних систем електропостачання сільськогосподарських об'єктів із використанням фотоелектрики та акумуляторів присвячено роботу [1], побутових об'єктів з ВДЕ та накопичувачами енергії – [2], а компенсації реактивної потужності у внутрішньогосподарських електромережах – [3]. За результатами досліджень дизель-генераторів питома витрата палива зменшується зі зростанням навантаження, а режим близько 75 % номінального виявляється оптимальним [4]. Витрату палива в робочому діапазоні навантажень описують лінійною залежністю від потужності (характеристикою Вілланса) [5]. Метою роботи є кількісне зіставлення впливу компенсації реактивної потужності, типорозміру генератора та гібридизації на досяжні рівні енергоефективності автономного електроживлення домогосподарства на основі компенсованого електрогенератора.

Розрахунок виконано для навчального прикладу з умовними вихідними даними: добове споживання E = 30,0 кВт·год, максимальне навантаження P = 6,0 кВт, cos φ_1 = 0,80, цільовий cos φ_2 = 0,95, номінальна потужність наявного генератора $P_{\text{ном}}$ = 8,0 кВт за питомої витрати $b_{\text{ном}}$ = 0,35 л/(кВт·год), ціна палива 50 грн/л, 300 діб експлуатації на рік, мережа 230 В. Значення не є результатами вимірювань. Потужність КУ визначали за формулою (1), питому витрату палива моделювали залежністю (2), що відповідає лінії Вілланса $B_{\text{год}} = 0{,}21P + 1{,}12$ л/год, добову витрату знаходили за (3), а ефективну питому витрату гібридної системи з часткою покриття α від фотоелектричної станції (ФЕС) – за (4):

$$Q_{\text{к}} = P\left(\text{tg}\varphi_1 - \text{tg}\varphi_2\right) \tag{1}$$

$$b(k) = b_{\text{ном}}\left(0{,}6 + \frac{0{,}4}{k}\right), \quad k = \frac{P}{P_{\text{ном}}} \tag{2}$$

$$B_{\text{доба}} = b(k)\,E \tag{3}$$

$$b_{\text{еф}} = b(k)\,(1-\alpha) \tag{4}$$

де $Q_{\text{к}}$ – потужність КУ, кВАр; φ – кут зсуву фаз; k – коефіцієнт завантаження генератора за активною потужністю, в.о.; $B_{\text{доба}}$ – добова витрата палива, л/добу; α – частка добового споживання, покрита ФЕС, в.о. Рівні енергоефективності класифікували за шкалою з умов завдання: «високий» – $b < 0{,}30$; «середній» – $0{,}30 \le b \le 0{,}40$; «низький» – $b > 0{,}40$ л/(кВт·год).

Для P = 6,0 кВт потужність КУ становить 2,53 кВАр; прийнято батарею 3 × 50 мкФ (2,49 кВАр), що підвищує cos φ до 0,948. Повна потужність і струм генератора знижуються на 15,6 %, а втрати в обмотках і струмопроводах, пропорційні квадрату струму, – на 28,8 %.

Проте економія палива від самої компенсації не перевищує 0,34 % добової витрати (сценарій С-1, табл. 1), оскільки активна потужність і коефіцієнт завантаження (k = 0,750) не змінюються. Цінність компенсації полягає у вивільненні резерву повної потужності: для установки 6,5 кВт (8,125 кВ·А за cos φ = 0,80) запас становить 28,4 % проти 8,3 % без компенсації, що робить технічно допустимим перехід на менший типорозмір генератора.

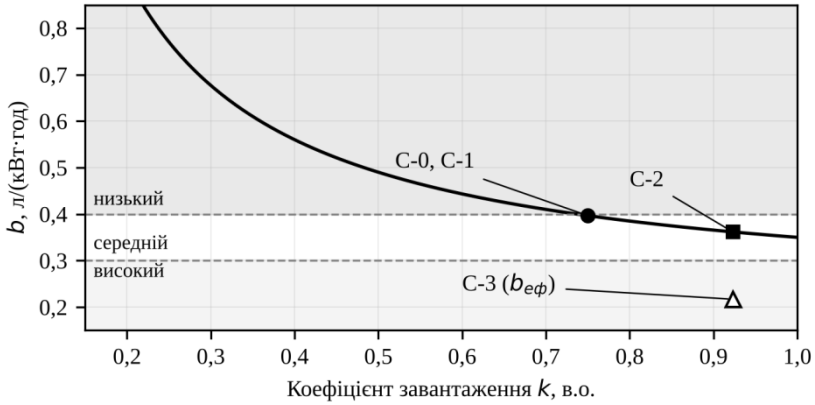
Таблиця 1 – Результати сценарного розрахунку (умовні вихідні дані)

Сценарій	$P_{ном}$, **кВт**	k, **в.о.**	b, **л/(кВт·год)**	$B_{доба}$, **л**	$B_{рік}$, **л**	**Рівень**
С-0 – генератор 8,0 кВт, без КУ	8,0	0,750	0,397	11,90	3570	середній
С-1 – С-0 з КУ 2,5 кВАр	8,0	0,750	0,395	11,86	3558	середній
С-2 – КУ та генератор 6,5 кВт	6,5	0,923	0,362	10,85	3255	середній
С-3 – С-2 та ФЕС (α = 40 %)	6,5	0,923	0,217*	6,51	1953	високий

* Ефективна питома витрата $b_{еф}$ за формулою (4).

Комплексний захід «КУ + генератор 6,5 кВт» (С-2) підвищує k до 0,923 і знижує b з 0,397 до 0,362 л/(кВт·год), тобто на 8,8 %, що за умовних цін відповідає економії 315 л палива та 15 750 грн на рік; простий термін окупності за умовних капітальних витрат 26 тис. грн – близько 1,7 року. Сильніше впливає режим роботи: за безперервної роботи із середньою потужністю 1,25 кВт (k = 0,156; використано лінійну характеристику) добова витрата становить 33,18 л, що у 2,79 раза більше, ніж у сеансовому режимі з буферною АКБ (11,90 л/добу).

Мінімальна питома витрата установки $b_{min} = b(k = 1) = b_{ном}$ = 0,350 л/(кВт·год) перевищує межу 0,30 (рис. 1), тому «високий» рівень для неї недосяжний за будь-якого завантаження. Перехід до нього можливий лише гібридизацією: з умови $b_{еф} < 0{,}30$ для С-2 отримуємо $\alpha > 17{,}1$ %. За α = 40 % (орієнтовно 4,2 кВт(пік) за прийнятих інсоляції 3,6 кВт·год/(м²·добу) і ККД 0,80) $b_{еф}$ = 0,217 л/(кВт·год), економія палива – 1617 л на рік (С-3).



С-0, С-1 – наявний генератор; С-2 – генератор 6,5 кВт з КУ; С-3 – з ФЕС; пунктир – межі рівнів

Рисунок 1 – Залежність питомої витрати палива від коефіцієнта завантаження та положення сценаріїв

Отже, компенсація забезпечує струмове розвантаження генератора та запас потужності, але не є самостійним джерелом економії палива; рівень енергоефективності визначається узгодженням типорозміру, режимом роботи та гібридизацією. Рекомендовано поетапний перехід: сеансовий режим з буферною акумуляторною батареєю та КУ; узгодження типорозміру (середній рівень, $b \le 0{,}365$ л/(кВт·год)); ФЕС із $\alpha \ge 20$ % (високий рівень, $b_{еф} \le 0{,}29$ л/(кВт·год)). Результати отримано за спрощеною моделлю й умовними даними, тому є попередньою інженерною оцінкою і потребують натурної верифікації вимірюванням витрати палива та параметрів режиму.

Список літератури

1. Горбель О. О., Павленко В. М. Проєктування автономних систем електропостачання сільськогосподарських об'єктів з використанням фотоелектрики та акумуляторів. Енергоефективний університет : матеріали XIV

Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. / Київ. ун-т технологій та дизайну ; ред. І. В. Панасюк. Київ, 2025. С. 23.
2. Чекотун Я. О., Павленко В. М. Проєктування багаторівневої системи електропостачання побутових об’єктів з інтеграцією ВДЕ та накопичувачів енергії. Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. Київ, 2025. С. 71.
3. Кураченко В. Д., Павленко В. М. Комплексний підхід до енергозбереження у внутрішньогосподарських електромережах через оптимізацію параметрів та компенсацію реактивної потужності. Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. Київ, 2025. С. 39.
4. Analysis of Operation Characteristics of a Diesel Generator with Various Output Loads / T. N. Tien et al. Advances in Engineering Research and Application. Cham : Springer, 2026. (Lecture Notes in Networks and Systems ; vol. 1610). P. 51–60. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-032-03856-2_7.
5. Guzzella L., Onder C. H. Introduction to Modeling and Control of Internal Combustion Engine Systems. 2nd ed. Berlin ; Heidelberg : Springer, 2010. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-642-10775-7.

УДК 621.311.1

Григорій Рендак, *здобувач групи EEE-25001M*
Володимир Павленко, *канд. техн. наук, доцент*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: v.pavlenko@nubip.edu.ua

Обґрунтування енергоємності системи накопичення енергії для підвищення надійності електропостачання критичного промислового навантаження

Перерва в електропостачанні відповідальних електроприймачів промислового підприємства може призвести до зупинки технологічного процесу та економічних втрат, тому підвищення надійності живлення критичного навантаження є актуальним завданням. Традиційні способи резервування – друга лінія, резервний трансформатор, генераторна установка – зазвичай потребують значних капітальних витрат і додаткової інфраструктури. Система накопичення енергії (СНЕ), розташована безпосередньо на об’єкті, здатна практично без затримки перейти до живлення критичного навантаження, а тривалість резервування визначається її енергоємністю та потужністю навантаження.

Застосування СНЕ як аварійного джерела живлення та її порівняння з додатковою лінією розглянуто в [1], гібридні системи зберігання енергії з резервним живленням критичних споживачів – у [2], резервне живлення від дизельної електростанції – у [3], підвищення надійності розподільчих мереж – у [4]. Показники надійності та готовності визначають за методами, викладеними в [5]. Метою роботи є обґрунтування енергоємності СНЕ, що забезпечує потрібне скорочення тривалості недопостачання критичного навантаження, та оцінювання економічної ефективності такого рішення.

Розрахунок виконано для навчального прикладу з умовними даними: критичне навантаження P = 200 кВт (cos φ = 0,88), інтенсивність відмов мережі λ = 4 відмови/рік, середня тривалість відмови $T_{\text{в}}$ = 1,5 год, питомі збитки від недовідпуску u = 60 грн/(кВт·год), СНЕ потужністю 200 кВт і енергоємністю $E_{\text{СНЕ}}$ = 250 кВт·год, час перемикання ≈ 0, вартість СНЕ 350 EUR/(кВт·год) за курсу 43 грн/EUR, тобто c = 15 050 грн/(кВт·год). Значення не є результатами вимірювань. Середній час напрацювання між відмовами та коефіцієнт готовності визначали за (1) і (2), ефективну тривалість недопостачання – за (3), річний недовідпуск і збитки – за (4):

$$T_{\text{н}} = \frac{8760}{\lambda}, \qquad K_{\text{г}} = \frac{T_{\text{н}}}{T_{\text{н}} + T_{\text{в}}'} \tag{1}$$

$$T_{\text{в}}' = \max(0;\, T_{\text{в}} - t_{\text{авт}}), \qquad t_{\text{авт}} = \frac{E_{\text{СНЕ}}}{P} \tag{2}$$

$$\Delta E = \lambda\, T_{\text{в}}'\, P, \qquad U = \Delta E\, u \tag{3}$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{c\,E_{\text{СНЕ}}}{U_0 - U} \tag{4}$$

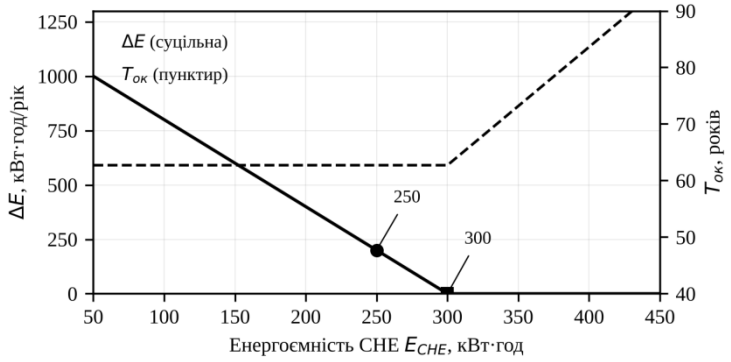
де $T_{\text{н}}$ – середній час напрацювання між відмовами, год; $K_{\text{г}}$ – коефіцієнт готовності; $T_{\text{в}}'$ – ефективна тривалість недопостачання, год (до встановлення СНЕ $T_{\text{в}}' = T_{\text{в}}$); $t_{\text{авт}}$ – час автономної роботи СНЕ, год; ΔE – річний недовідпуск, кВт·год; U і U_0 – річні збитки з СНЕ та без неї, грн; $T_{\text{ок}}$ – простий термін окупності, років; c – питома вартість СНЕ, грн/(кВт·год).

Без СНЕ $T_{\text{н}}$ = 2190 год, $K_{\text{г}}$ = 99,932 %, ΔE = 1200 кВт·год/рік, U_0 = 72 000 грн/рік. Для $E_{\text{СНЕ}}$ = 250 кВт·год час автономної роботи $t_{\text{авт}}$ = 1,25 год менший за $T_{\text{в}}$, тому залишається $T_{\text{в}}'$ = 0,25 год (15 хв); $K_{\text{г}}$ зростає до 99,989 %, ΔE зменшується до 200 кВт·год/рік (на 83,3 %), збитки – до 12 000 грн/рік, тобто ефект становить 60 000 грн/рік. Капітальні витрати 87 500 EUR (3,76 млн грн) дають простий термін окупності близько 62,7 року. Оскільки навантаження задано активною потужністю, cos φ на недовідпуск не впливає, але визначає повну потужність $S = P/\cos\varphi \approx 227$ кВ·А, на яку має бути розрахований інвертор СНЕ.

Таблиця 1 – Вплив енергоємності СНЕ на надійність та економічні показники (P = 200 кВт)

$E_{\text{СНЕ}}$, кВт·год	$t_{\text{авт}}$, год	$T_{\text{в}}'$, год	ΔE, кВт·год/рік	U, грн/рік	Капітальні витрати, млн грн	$T_{\text{ок}}$, років
100	0,50	1,00	800	48 000	1,51	62,7
150	0,75	0,75	600	36 000	2,26	62,7
250	1,25	0,25	200	12 000	3,76	62,7
300	1,50	0	0	0	4,52	62,7
400	2,00	0	0	0	6,02	83,6

Із таблиці 1 випливає, що для $t_{\text{авт}} \le T_{\text{в}}$ ефект дорівнює $\lambda\ u\ E_{\text{СНЕ}}$, а капітальні витрати пропорційні $E_{\text{СНЕ}}$, тому $T_{\text{ок}} = c/(\lambda\ u) \approx 62{,}7$ року не залежить від енергоємності (рис. 1). Отже, у цій моделі енергоємність слід обирати за вимогами до надійності, а не за окупністю. Повне усунення недопостачання за середньої відмови потребує $E_{\text{СНЕ}} \ge P\ T_{\text{в}}$ = 300 кВт·год; збільшення понад це значення нових вигод не дає, а $T_{\text{ок}}$ зростає (83,6 року за 400 кВт·год). Термін окупності не перевищує 10 років, якщо $u \ge c/(\lambda\ T_{\text{ок}}) \approx 376$ грн/(кВт·год), що у 6,3 раза більше за прийняте значення.



Суцільна лінія – річний недовідпуск ΔE, пунктир – термін окупності $T_{\text{ок}}$

Рисунок 1 – Залежність недовідпуску та терміну окупності від енергоємності СНЕ

Отже, СНЕ потужністю 200 кВт і енергоємністю 250 кВт·год скорочує середню тривалість недопостачання з 1,5 до 0,25 год і зменшує річний недовідпуск на 83,3 %, але не перекриває середню відмову повністю; для цього потрібні 300 кВт·год. За умовних збитків 60 грн/(кВт·год) окупність становить близько 62,7 року, тому рішення доцільне переважно для навантажень із високою вартістю перерви. Модель використовує середню тривалість відмови й не враховує розподіл відмов, ККД, глибину розряду та деградацію акумуляторів, тому результати є попередньою оцінкою і потребують уточнення за експлуатаційними даними.

Список літератури

1. Battery Energy Storage System for Emergency Supply and Improved Reliability of Power Networks / M. Szott et al. Energies. 2021. Vol. 14, No. 3. Art. 720. DOI: https://doi.org/10.3390/en14030720.
2. Колос Д. М., Павленко В. М. Інтелектуальна гібридна система зберігання енергії з функцією резервного живлення для критичних споживачів. Електромеханічні, інформаційні системи та нанотехнології : матеріали IV Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. молодих учених та студентів, Київ, 17 квіт. 2025 р. Київ : КНУТД, 2025. С. 34–35.
3. Петренко А. В., Сідлецький Ю. Ф. Підвищення ефективності системи електропостачання з розробкою резервного електроживлення від дизельної електростанції. Проблеми сучасної енергетики і автоматики в системі природокористування (теорія, практика, історія, освіта) : матеріали XI Міжнар. наук.-техн. конф., Київ, 6–7 листоп. 2024 р. Київ, 2024. С. 190.
4. Лось І. В., Павленко В. М. Підвищення надійності розподільчих мереж на основі мультисенсорного злиття даних у Smart Grid. Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. / Київ. ун-т технологій та дизайну ; ред. І. В. Панасюк. Київ, 2025. С. 167.
5. Billinton R., Allan R. N. Reliability Evaluation of Power Systems. 2nd ed. New York : Plenum Press, 1996. DOI: https://doi.org/10.1007/978-1-4899-1860-4.

УДК 621.316.13

Максим Маланчук, *здобувач групи ІЕС-24001б,*
Володимир Павленко, *канд. техн. наук, доцент*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: eee24-m.malanchuk@nubip.edu.ua

Адаптивне Volt-VAR регулювання напруги в розподільних мережах з фотоелектричними системами

Масова інтеграція фотоелектричних систем (ФЕС) у розподільні електричні мережі низької напруги докорінно змінює структуру перетоків потужності, створюючи стохастичні реверсні перетоки (розподіл енергії в мікромережах з інтеграцією відновлюваних джерел розглянуто, зокрема, в [1]). За частки сонячної генерації у вузлах понад 30 % через природну нестабільність інсоляції в точках спільного приєднання (РСС) спостерігаються значні коливання напруги, флікер, а в години пікової інсоляції за мінімального споживання – неприпустимі локальні перенапруги. Підвищення напруги у вузлі підключення ФЕС наближено описується співвідношенням:

$$\Delta V \approx \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{V_{\text{ном}}} \qquad (1)$$

де R, X – активний і реактивний опори ділянки лінії; P, Q – потужності, що надходять у вузол ($Q < 0$ при споживанні реактивної потужності); $V_{\text{ном}}$ – номінальна фазна напруга. Оскільки в лініях 0,4 кВ активний опір значно переважає ($R/X >> 1$, сягаючи 3–6), реверсний потік P зумовлює суттєве додатне зростання ΔV, провокуючи перенапруги понад 253 В. Це спричиняє аварійне відключення інверторів, завдає збитків генераторам і порушує вимоги Кодексу систем розподілу (постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310) та стандарту ДСТУ EN 50160:2023 (допустимі межі 230 В ±10 %, або 207–253 В).

Традиційні електромеханічні засоби (трансформатори з РПН, регулятори SVR, конденсаторні батареї) мають повільну реакцію (затримка 30–60 с) та обмежений комутаційний ресурс; компенсацію реактивної потужності та енергозбереження в електромережах розглянуто в [2]. Smart-інвертори за стандартом IEEE 1547-2018 [3] забезпечують безінерційне Volt-VAR керування, проте використовують статичні характеристики $Q(V)$. Їхнім недоліком є нехтування поточним станом мережі, співвідношенням R/X та тепловим навантаженням силових ключів (IGBT/MOSFET). Це призводить до надлишкових втрат $\Delta P = I^2R$ або вимушеного обмеження корисної генерації (Volt-Watt curtailment). Багатокритеріальна оптимізація в адаптивних системах керування розвивається і у вітчизняних дослідженнях [4], проте потребує адаптації до мереж 0,4 кВ із високим питомим опором ліній.

Для подолання цих недоліків на основі концепції дворівневого керування [5] та методів адаптивної оптимізації [4] запропоновано адаптивну систему Volt-VAR регулювання. На верхньому рівні (ОСР) з дискретністю 15 хв на базі задачі OPF та прогнозу інсоляції розраховуються скориговані уставки $Q(V)$, що транслюються периферійним контролерам за протоколами Modbus TCP / SunSpec. На нижньому рівні мікроконтролер інвертора в субсекундному циклі адаптивно регулює реактивну потужність у межах доступного запасу повної потужності:

$$|Q| \le \sqrt{S_{\text{ном}}^2 - P^2} \tag{2}$$

У разі порушення зв'язку інвертор автономно працює за останніми уставками з рекомендованим вікном 24–48 год, після чого безпечно переходить на базові параметри стандарту IEEE 1547-2018 [3]. Результати моделювання на адаптованій до 0,4 кВ розрахунковій схемі IEEE 33-bus (генерація ФЕС >80 % навантаження фідера) наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Порівняльний аналіз добових сценаріїв регулювання напруги

Метрика	**Сценарій 1 (базовий, без VVC)**	**Сценарій 2 (стандартний VVC за IEEE 1547)**	**Сценарій 3 (пропонований адаптивний VVC)**
Характеристика режиму	cos φ = 1, регулювання Q вимкнено	Статична крива Volt-VAR без адаптації до R/X	Дворівнева адаптивна оптимізація з корекцією нахилу
Максимальна напруга, В (в.о.)	258 (1,122 в.о.)	254 (1,104 в.о.)	238 (1,035 в.о.)
Мінімальна напруга, В (в.о.)	209 (0,909 в.о.)	214 (0,930 в.о.)	222 (0,965 в.о.)
Добові втрати енергії, кВт·год	688	495	337
Порушення ДСТУ EN 50160:2023	Регулярні перенапруги (>253 В)	Короткочасні перенапруги (>253 В)	0 годин (повна відповідність)

Адаптивний підхід (сценарій 3) за результатами моделювання забезпечує стабілізацію напруги в межах 222–238 В за нульових порушень ДСТУ EN 50160:2023. Завдяки оптимізації локальної компенсації втрати енергії знижуються на 31,9 % порівняно зі статичним режимом та на 51,0 %, тобто вдвічі, порівняно з нерегульованим.

Висновки. Запропоноване рішення стабілізує параметри низьковольтних мереж без витрат на первинне силове обладнання. Перспективою є координація алгоритму із запобіжним Volt-Watt захистом за граничних температур інвертора.

Список літератури

1. Іванченко А. М. Оптимізація розподілу енергії в мікромережах з інтеграцією ВДЕ / А. М. Іванченко, В. М. Павленко // Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. – Київ : Київ. ун-т технологій та дизайну, 2025. – С. 29.
2. Кураченко В. Д. Комплексний підхід до енергозбереження у внутрішньогосподарських електромережах через оптимізацію параметрів та компенсацію реактивної потужності / В. Д. Кураченко, В. М. Павленко // Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. – Київ : Київ. ун-т технологій та дизайну, 2025. – С. 39.
3. IEEE Std 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. – New York : IEEE, 2018. – 138 p. DOI: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112.
4. Синтез адаптивної системи керування зовнішнім освітленням муніципальних систем на основі багатокритеріальної оптимізації / П. Г. Плєшков, В. В. Зінзура, К. Г. Петрова, В. П. Солдатенко, В. М. Павленко // Енергетика і автоматика. – 2026. – № 1. – С. 91–100. DOI: 10.31548/energiya1(83).2026.091.
5. Wang Y. Two-Level Distributed Volt/Var Control Using Aggregated PV Inverters in Distribution Networks / Y. Wang, T. Zhao, C. Ju, Y. Xu, P. Wang // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2020. – Vol. 35, no. 4. – P. 1844–1855. DOI: 10.1109/TPWRD.2019.2955506.

УДК 621.311.1.019.3

Олександр Степанюк, *здобувач групи ЕЕЕ-25001М,*
Світлана Макаревич, *канд. техн. наук, доцент*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: makarevich@nubip.edu.ua

Вплив складу джерел та автономності накопичувача енергії на надійність комбінованого електроживлення локального об'єкта

Масові пошкодження об'єктів електроенергетичної інфраструктури України та пов'язані з ними тривалі перерви централізованого електропостачання зумовлюють потребу застосування комбінованих систем електроживлення локальних об'єктів, що поєднують мережу з автономними джерелами – фотоелектричною станцією із системою накопичення енергії (ФЕС/СНЕ) та резервним дизель-генератором (ДГ). Проєктування багаторівневих систем електропостачання об'єктів з інтеграцією ВДЕ та накопичувачів енергії розглянуто в [1], інтелектуальні системи безперебійного живлення з відновлюваними джерелами – в [2], гібридну систему зберігання енергії з функцією резервного живлення критичних споживачів – в [3]. Структурно-параметричний синтез комбінованих систем електроживлення досліджено в [4], а загальні методи оцінювання структурної надійності резервованих електроенергетичних систем викладено в [5]. Надійність такої системи визначається не лише інтенсивністю відмов мережі, а й узгодженістю в часі між тривалістю відновлення мережі, автономністю накопичувача та готовністю резервного джерела до запуску. Метою роботи є кількісна оцінка впливу складу джерел комбінованої системи та автономності СНЕ на показники надійності електроживлення локального об'єкта за критерієм очікуваного недовідпуску електроенергії.

Розрахунок виконано для навчального прикладу з умовними вихідними даними: середнє навантаження об'єкта P = 40,0 кВт; інтенсивність відмов мережі $\lambda_{\text{м}}$ = 6 відмов/рік; середній час відновлення мережі $T_{\text{в.м}}$ = 2,0 год; автономність ФЕС/СНЕ за повного навантаження $t_{\text{авт}}$ = 1,5 год; номінальна потужність резервного ДГ $P_{\text{дг}}$ = 50,0 кВт; ймовірність відмови запуску ДГ $P_{\text{відм}}$ = 0,04; питомі збитки від недовідпуску електроенергії $У$ = 50,0 грн/(кВт·год). Усі числові результати є попередньою інженерною оцінкою, а не результатами натурних вимірювань. Коефіцієнт готовності джерела визначали через середній наробіток на відмову та середній час відновлення:

$$K_{\text{г}} = \frac{\text{MTBF}}{\text{MTBF}+T_{\text{в}}}, \quad \text{MTBF} = \frac{8760}{\lambda} \tag{1}$$

де MTBF – середній наробіток на відмову, год; $T_{\text{в}}$ – середній час відновлення, год; 8760 – кількість годин у році. Очікувану тривалість недовідпуску електроенергії комбінованою системою за рік визначали як добуток частоти відмов мережі, тривалості інтервалу, не покритого автономністю накопичувача, та ймовірності відмови запуску резервного джерела:

$$T_{\text{недовідп}} = \lambda_{\text{м}} \cdot \Delta T \cdot P_{\text{відм}}, \quad \Delta T = \max(0;\, T_{\text{в.м}} - t_{\text{авт}}) \tag{2}$$

За формулою (1) коефіцієнт готовності мережі без резервування становить $K_{\text{г.м}}$ = 1460/1462 ≈ 0,998632 (MTBF = 1460 год), що відповідає очікуваній тривалості перерв 12,0 год/рік. Оскільки $T_{\text{в.м}}$ = 2,0 год перевищує $t_{\text{авт}}$ = 1,5 год, виникає непокритий інтервал ΔT = 0,5 год, на якому електропостачання залежить від запуску ДГ. За формулою (2) очікуваний недовідпуск комбінованої системи становить $T_{\text{недовідп}}$ = 6 · 0,5 · 0,04 = 0,12 год/рік, тобто у 100 разів менше, ніж без резервування, а коефіцієнт готовності системи зростає до $K_{\text{г.комб}}$ ≈ 0,999986. Зниження очікуваних річних збитків від упровадження комбінованої системи порівняно з живленням лише від мережі становить ΔB = 12,0 · 40 · 50 – 0,12 · 40 · 50 = 23 760 грн/рік. Результати порівняння чотирьох варіантів резервування наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Порівняння варіантів резервування за показниками надійності

Варіант	**Склад джерел**	**Недовідпуск, год/рік**	$K_г$	**Збитки, грн/рік**	**Зниження до базового**
0	Мережа (без резерву)	12,00	0,998632	24 000	–
А	Мережа + ДГ	0,48	0,999945	960	96,0 %
Б	Мережа + ФЕС/СНЕ	3,00	0,999658	6 000	75,0 %
В	Мережа + ФЕС/СНЕ + ДГ	0,12	0,999986	240	99,0 %

Повна комбінована схема (варіант В) забезпечує найбільше зниження очікуваного недовідпуску – на 99,0 % відносно базового варіанта. Резервний ДГ формально стає надлишковим за умови $t_{авт} \geq T_{в.м}$, що для розглянутого об'єкта потребує збільшення ємності накопичувача на 33,3 % (2,0/1,5) відносно поточного значення; водночас ДГ залишається технічно виправданим як засіб захисту від відмов мережі тривалістю, що перевищує середню.

Висновки. Надійність комбінованого електроживлення локального об'єкта визначається не окремо складом джерел чи ємністю накопичувача, а їх узгодженістю в часі: збільшення автономності ФЕС/СНЕ до часу відновлення мережі є пріоритетним технічним заходом, а резервний ДГ доцільно зберігати в схемі для покриття відмов аномальної тривалості. Річний ефект 23 760 грн/рік враховує лише пряму вартість недовідпущеної енергії; для остаточного техніко-економічного обґрунтування його слід зіставити з капітальними витратами на резервування та урахувати повну (непряму) вартість перерви електропостачання.

Список літератури

1. Чекотун Я. О. Проєктування багаторівневої системи електропостачання побутових об'єктів з інтеграцією ВДЕ та накопичувачів енергії / Я. О. Чекотун, В. М. Павленко // Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. / Київ. ун-т технологій та дизайну ; ред. І. В. Панасюк. – Київ, 2025. – С. 71.
2. Христюк О. А. Інтелектуальна система безперебійного живлення сільськогосподарських об'єктів з інтеграцією відновлюваних джерел енергії / О. А. Христюк, В. М. Павленко // Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. / Київ. ун-т технологій та дизайну ; ред. І. В. Панасюк. – Київ, 2025. – С. 67.
3. Колос Д. М. Інтелектуальна гібридна система зберігання енергії з функцією резервного живлення для критичних споживачів / Д. М. Колос, В. М. Павленко // Електромеханічні, інформаційні системи та нанотехнології : матеріали IV Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. молодих учених та студентів, Київ, 17 квіт. 2025 р. – Київ : КНУТД, 2025. – С. 34–35.
4. Структурно-параметричний синтез комбінованих систем електроживлення : монографія / В. В. Каплун, В. М. Штепа, О. П. Кравченко, О. О. Шавьолкін, Р. В. Каплун, Є. М. Дончик, С. С. Макаревич. – Київ, 2017. ISBN 978-617-7506-02-6.
5. Billinton R. Reliability Evaluation of Power Systems / R. Billinton, R. N. Allan. – 2nd ed. – New York : Plenum Press, 1996. DOI: 10.1007/978-1-4899-1860-4.

УДК 621.316.13

Андрій Чорноштан, *здобувач групи ІЕС-24001б,*
Володимир Павленко, *канд. техн. наук, доцент*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: eee24-a.chornoshtan@nubip.edu.ua

Дослідження та оптимізація режимів роботи сільськогосподарських електромереж 10 кВ з урахуванням сучасних вимог до якості електроенергії

Надійна та ефективна робота агропромислового комплексу залежить від якості електропостачання. Сільські розподільні мережі 10 кВ характеризуються значною протяжністю радіальних ліній, зношеністю проводів марки АС та нерівномірним, важкопрогнозованим навантаженням; встановлення холодильних і сушильних комплексів збільшує частку індуктивного навантаження. Комплексний підхід до енергозбереження у внутрішньогосподарських електромережах через оптимізацію параметрів та компенсацію реактивної потужності розглянуто в [1]. Згідно з ДСТУ EN 50160:2023 [2] напруга електропостачання має відповідати встановленим характеристикам, однак у кінцевих точках сільських ліній відхилення напруги часто виходять за допустимі межі (±10 %), що спричиняє перегрів і передчасний вихід з ладу асинхронних двигунів. Побудову систем контролю якості електропостачання з виявленням аномалій та віддаленим моніторингом розглянуто в [3], а семантичну модель доступу до даних моніторингу якості електричної енергії – в [4]. Метою роботи є аналіз режимів напруги та втрат потужності в типових сільських мережах 10 кВ і техніко-економічне обґрунтування заходів підвищення їхньої енергоефективності та якості електроенергії.

Сталі режими мережі розраховували методом вузлових напруг, а вплив несиметрії навантаження, що трансформується з мереж 0,4 кВ через трансформатори зі схемою з'єднання «зірка – зірка з нулем», – методом симетричних складових [5]. Втрати активної потужності в лінії за незмінної активної потужності навантаження P та напруги U залежать від коефіцієнта потужності:

$$\Delta P = 3I^2R = \frac{P^2R}{U^2\cos^2\varphi} \quad (1)$$

де I – струм лінії, А; R – активний опір лінії, Ом; U – лінійна напруга, В. Втрата напруги в лінії наближено оцінюється за виразом:

$$\Delta U \approx \frac{PR+QX}{U} \quad (2)$$

де Q – реактивна потужність навантаження, вар; X – реактивний опір лінії, Ом. Розрахунки виконано для типового сільського фідера 10 кВ (довжина 18 км, провід АС-50, 8 трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ). Середньозважений коефіцієнт потужності в період максимальних навантажень знижується до 0,72–0,75, що спричиняє протікання лініями значних реактивних струмів, додаткові втрати активної енергії та глибокі спади напруги. Через відсутність балансування фаз у мережі 0,4 кВ виникають струми нульової послідовності, а коефіцієнт несиметрії струмів зворотної послідовності сягає 12–15 %, що збільшує втрати в трансформаторах і лініях 10 кВ.

Для оптимізації режиму розглянуто встановлення автоматизованих конденсаторних установок (АКУ) на шинах 0,4 кВ споживчих підстанцій та заміну застарілих трансформаторів на трансформатори зі схемою з'єднання «трикутник – зірка з нулем». Ефект компенсації реактивної потужності за вихідних даних моделі ($\cos\varphi$ = 0,74, I = 115 А, ΔP = 52,4 кВт, максимальне відхилення напруги –11,2 %) та підвищення $\cos\varphi$ до 0,94 розраховано за (1), (2) і наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Розрахункові показники режиму роботи мережі 10 кВ до та після компенсації реактивної потужності

Параметр режиму	**Вихідний стан**	**Після компенсації**	**Відносна зміна**
Середній коефіцієнт потужності *cos φ*	0,74	0,94	Зростання на 0,20
Втрати активної потужності в лінії, кВт	52,4	32,5	Зменшення на 38,0 %
Струм головної ділянки, А	115	90,5	Зменшення на 21,3 %
Максимальне відхилення напруги, %	–11,2	–8,8*	Зменшення на 2,4 в. п.

* Оцінка за (2) при $X/R \approx 0{,}6$.

Підвищення *cos φ* з 0,74 до 0,94 за незмінної активної потужності зменшує струм на 21,3 % і втрати активної потужності на 38,0 %, оскільки $\Delta P \propto 1/\cos^2\varphi$; відхилення напруги в найвіддаленішій точці зменшується до ≈ 8,8 %, тобто повертається в межі ±10 % за [2]. Додаткове зниження втрат і відхилень напруги потребує симетрування фазних навантажень, ефект від якого в таблиці не враховано й має бути оцінений окремо.

Висновки. Підвищені втрати та відхилення напруги в сільських мережах 10 кВ зумовлені низьким *cos φ* та несиметрією фазних навантажень. Оптимальним є встановлення АКУ безпосередньо біля центрів навантаження – на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ: підвищення *cos φ* з 0,74 до 0,94 зменшує втрати активної потужності в лінії на 38,0 % та вивільняє 21,3 % пропускної спроможності. Термін окупності АКУ необхідно оцінювати за фактичною вартістю обладнання й тарифом на електроенергію.

Список літератури

1. Кураченко В. Д. Комплексний підхід до енергозбереження у внутрішньогосподарських електромережах через оптимізацію параметрів та компенсацію реактивної потужності / В. Д. Кураченко, В. М. Павленко // Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. / Київ. ун-т технологій та дизайну ; ред. І. В. Панасюк. – Київ, 2025. – С. 39.
2. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення.
3. Зеленський Д. В. Автоматизована система контролю якості електропостачання на базі Arduino з виявленням аномалій та віддаленим моніторингом / Д. В. Зеленський, В. М. Павленко // Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. / Київ. ун-т технологій та дизайну ; ред. І. В. Панасюк. – Київ, 2025. – С. 91.
4. Семантична модель доступу до даних моніторингу якості електричної енергії в автоматизованих інформаційно-вимірювальних системах / В. М. Павленко, А. В. Петренко, Л. В. Мартинюк, М. І. Бунтов, С. Г. Афінович // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – 2026. – № 2 (28). – С. 74–79. DOI: 10.20998/2413-4295.2026.02.10.
5. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи : підручник. – 2-ге вид. – Львів : Вид-во Нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2009.

УДК 62-83:681.5

Олександр Бабич, *здобувач групи ІЕС-24001б,*
Володимир Павленко, *канд. техн. наук, доцент*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: eee24-o.babych@nubip.edu.ua

Розробка мікроконтролерної системи моніторингу та адаптивного керування режимами роботи електроприводу

Електропривод є одним з основних споживачів електричної енергії та джерелом механічної енергії в промисловості й агропромисловому комплексі. Режими його роботи постійно змінюються: коливається момент опору механізму, змінюються температура обмоток і напруга живлення, з часом погіршується стан механічних вузлів. Системи керування з фіксованими параметрами регуляторів налаштовують під номінальні умови, тому за їх відхилення якість перехідних процесів знижується, зростають втрати енергії, а несправності виявляються із запізненням, як правило, лише після спрацювання захисту. Проєктування систем керування механізмами зі змінним навантаженням розглянуто в [1], мікропроцесорне керування вентильним двигуном з підвищеною живучістю – в [2], а автоматизований контроль з виявленням аномалій та віддаленим моніторингом – в [3].

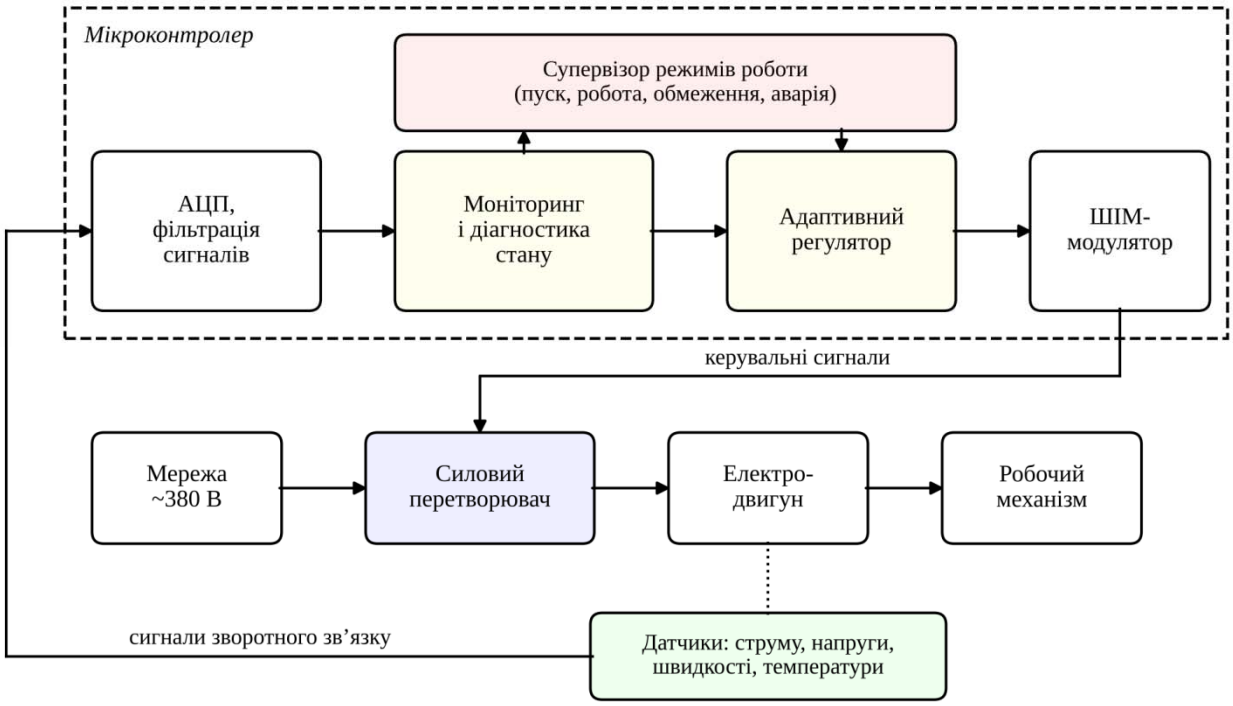
Сучасні мікроконтролери з апаратними модулями широтно-імпульсної модуляції (ШІМ), багатоканальними швидкодійними АЦП і достатньою обчислювальною потужністю дозволяють реалізувати в одному пристрої не лише керування силовим перетворювачем, а й безперервний моніторинг стану електроприводу та автоматичне підстроювання параметрів регуляторів [4, 5]. Це відкриває можливість переходу від реактивного захисту до прогнозного та адаптивного керування. Метою роботи є розробка структури, алгоритмів і програмного забезпечення мікроконтролерної системи, яка в реальному часі контролює стан електроприводу та адаптує параметри керування до змін режиму роботи. Для цього необхідно: визначити склад вимірюваних величин і діагностичних ознак; розробити алгоритм ідентифікації параметрів навантаження; запропонувати закон адаптивного налаштування регулятора швидкості; розробити автомат керування режимами роботи.

Структуру системи подано на рис. 1. Датчики формують сигнали зворотного зв’язку (фазні струми, напруга ланки постійного струму, швидкість обертання, температура двигуна й силового перетворювача), які через АЦП надходять у мікроконтролер. Після цифрової фільтрації вони використовуються одночасно підсистемою моніторингу й діагностики та адаптивним регулятором, результат роботи якого перетворюється на ШІМ-сигнали керування силовим перетворювачем. Над обома підсистемами працює супервізор режимів, який за результатами діагностики змінює режим роботи привода.

Підсистема моніторингу в кожному циклі обчислює діючі значення струмів і напруги, активну потужність, швидкість та температуру, а також формує діагностичні ознаки: перевантаження за інтегралом квадрата струму, перегрів, асиметрію фазних струмів, відхилення швидкості від заданої та зростання оцінки моменту опору, що є непрямою ознакою механічних дефектів. Діагностика ґрунтується на порівнянні виміряних величин з очікуваними значеннями, отриманими за моделлю нормального режиму, та на аналізі тренду ознак у часі [3]. Адаптивна частина спирається на рівняння руху електроприводу:

$$J\frac{d\omega}{dt} = M - M_{\text{с}} - B\omega \qquad (1)$$

де J – сумарний момент інерції, кг·м²; ω – кутова швидкість, рад/с; M – електромагнітний момент двигуна, Н·м; $M_{\text{с}}$ – момент опору механізму, Н·м; B – коефіцієнт в’язкого тертя, Н·м·с.



Пунктир – межа мікроконтролера

Рисунок 1 – Структурна схема системи моніторингу та адаптивного керування електроприводом

Параметри J, B і M_c змінюються під час експлуатації, тому їх поточні оцінки отримують рекурсивним методом найменших квадратів із коефіцієнтом забування [5]. Оцінки використовуються для підстроювання параметрів ПІ-регулятора швидкості:

$$K_p = \frac{\hat{J}\,\omega_c}{k_M}, \quad T_i = \frac{3...4}{\omega_c} \tag{2}$$

де $\hat{J}$ – оцінка моменту інерції; ω_c – бажана смуга пропускання контуру швидкості, рад/с; k_M – коефіцієнт моменту двигуна, Н·м/А. Щоб адаптація не погіршувала стійкість, оцінювання й зміна параметрів дозволяються лише за достатнього збудження (під час пуску, гальмування та зміни завдання), а швидкість зміни коефіцієнтів обмежується.

Супервізор режимів реалізовано як скінченний автомат зі станами «пуск», «робота», «обмеження» та «аварія». Перехід між станами відбувається за значеннями діагностичних ознак: наприклад, при наближенні температури до допустимої межі система переходить у стан «обмеження» і поступово знижує допустимий струм (момент), зберігаючи працездатність привода; при короткому замиканні або перевищенні граничних значень спрацьовує апаратний захист і виконується аварійне вимкнення. Події й поточні параметри архівуються та передаються на верхній рівень за інтерфейсами UART, CAN або Modbus RTU. Для роботи в реальному часі алгоритми розподілено за пріоритетами: контур струму виконується в перериванні таймера з частотою ШІМ, контур швидкості – з частотою порядку одиниць кілогерц, а моніторинг, ідентифікація параметрів і комунікація – у фоновому циклі з меншою частотою, що дозволяє реалізувати систему на мікроконтролерах сімейства ARM Cortex-M без додаткових процесорів.

Висновки. Запропонована система об'єднує функції керування, моніторингу й діагностики в одному мікроконтролері та забезпечує адаптацію регулятора швидкості до змін параметрів навантаження. Очікується, що її застосування сприятиме збереженню якості перехідних процесів за змінних умов роботи, раннього виявлення несправностей і зниженню аварійних простоїв. Подальші дослідження спрямовано на експериментальну перевірку алгоритмів на лабораторному стенді та оцінку впливу адаптації на енергоефективність електроприводу.

Список літератури

1. Павленко В. Проєктування системи керування механізмами зі змінним дисбалансом / В. Павленко, П. Курляк, О. Воляник // Technologies and Engineering. – 2023. – № 6. – С. 41–52.
2. Трихлєб А. С. Мікропроцесорна система управління вентильним двигуном з підвищеною живучістю / А. С. Трихлєб, В. В. Шинкаренко, В. М. Павленко // Сучасні електромеханічні та інформаційні системи. – 2021.
3. Зеленський Д. В. Автоматизована система контролю якості електропостачання на базі Arduino з виявленням аномалій та віддаленим моніторингом / Д. В. Зеленський, В. М. Павленко // Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. / Київ. ун-т технологій та дизайну ; ред. І. В. Панасюк. – Київ, 2025. – С. 91.
4. Bose B. K. Modern Power Electronics and AC Drives. – Upper Saddle River : Prentice Hall PTR, 2002. – 711 p.
5. Åström K. J. Adaptive Control / K. J. Åström, B. Wittenmark. – 2nd ed. – Reading, MA : Addison-Wesley, 1995. – 574 p.

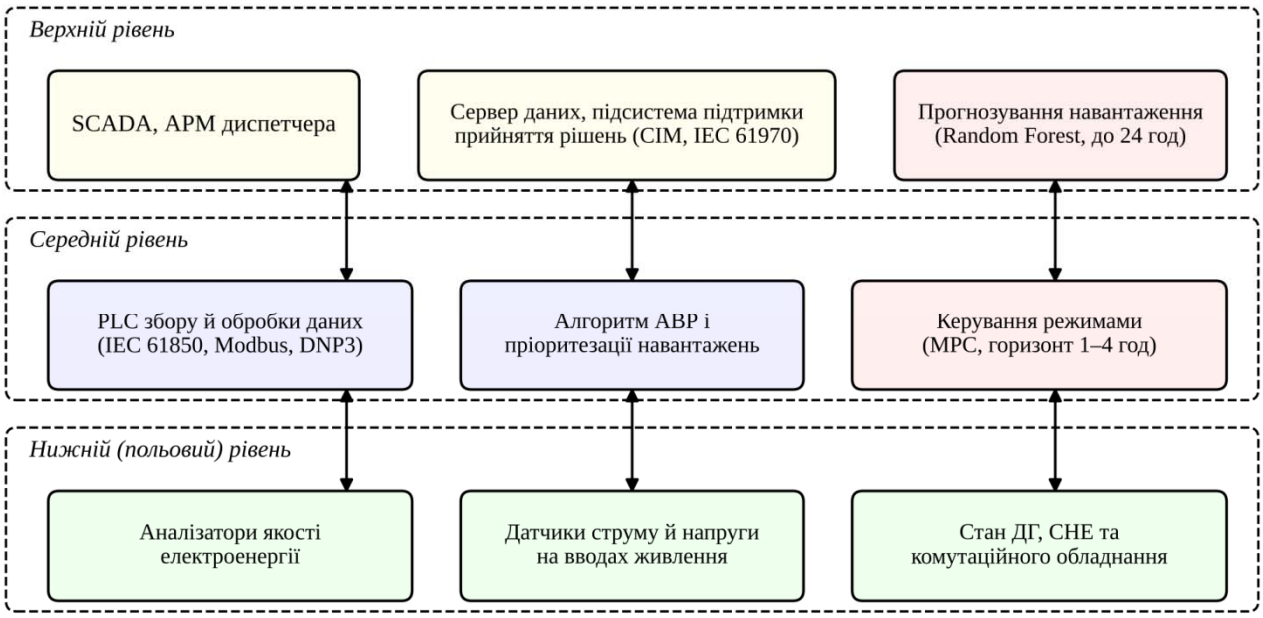
УДК 621.316.1:004.9

Наталія Коломієць, *здобувач групи EEE-25001M,*
Володимир Павленко, *канд. техн. наук, доцент*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: v.pavlenko@nubip.edu.ua

Розроблення системи енергоінформаційного забезпечення електропостачання споживачів критичної групи

Систематичні ракетні та дронові атаки на об’єкти генерації, передачі та розподілу електричної енергії спричинили дефіцит потужності та порушення нормальних режимів роботи Об’єднаної енергетичної системи України. За цих умов безперебійне електропостачання споживачів критичної інфраструктури, поняття якої визначено в [1], – лікарень, систем водопостачання, центрів зв’язку – є питанням національної безпеки. Традиційне резервування на основі дизель-генераторів (ДГ) недостатньо ефективне за тривалих і масштабних пошкоджень мережі, тому потрібні інтелектуальні системи керування, здатні працювати в умовах невизначеності; резервне живлення критичних споживачів із застосуванням гібридної системи зберігання енергії розглянуто в [2]. Метою роботи є розроблення системи енергоінформаційного забезпечення електропостачання споживачів критичної групи, що поєднує моніторинг показників якості електроенергії, прогнозування навантаження та інтелектуальне керування розподілом потужності для підвищення стійкості електропостачання в умовах воєнних ризиків.

Об’єктом дослідження є система електропостачання споживачів критичної групи, що включає зовнішнє живлення від мережі оператора системи розподілу та локальні джерела: ДГ, сонячні електростанції (СЕС), системи накопичення енергії (СНЕ), мікромережі. Предметом є інформаційні процеси, алгоритми й технічні засоби збору, обробки та передачі даних про стан електропостачання для керування режимами роботи. Обрано трирівневу ієрархічну архітектуру (рис. 1), що відповідає підходам до побудови систем диспетчерського керування й ієрархічного керування мікромережами [3].



Двосторонні стрілки – обмін даними й керувальними впливами між рівнями

Рисунок 1 – Трирівнева архітектура системи енергоінформаційного забезпечення

Нижній (польовий) рівень складається з вимірювальних перетворювачів і пристроїв сполучення з об'єктом: аналізаторів якості електроенергії (гармонічний склад, відхилення частоти, провали й перенапруги відповідно до EN 50160 та IEC 61000-4-30), давачів струму й напруги на вводах живлення, а також пристроїв контролю стану ДГ, СНЕ та комутаційного обладнання. Збір даних виконується з дискретністю не більше 10 мс для фіксації швидкоплинних аварійних процесів. Середній рівень утворюють контролери на базі програмованих логічних контролерів (PLC) з підтримкою IEC 61850, Modbus TCP/RTU та DNP3. Вони виконують первинну обробку вимірювань, розраховують інтегральні показники якості електроенергії, виявляють аномалії [4] і формують тривожні повідомлення, а також забезпечують автоматичне введення резерву (АВР) з пріоритезацією навантажень за трьома категоріями: критичні (системи життєзабезпечення лікарень), відповідальні (зв'язок, охоронні системи) та некритичні (допоміжні споживачі, які можна відключити без суттєвих наслідків). Верхній рівень реалізовано на базі SCADA-системи з відкритою архітектурою: автоматизоване робоче місце диспетчера, сервер збору й зберігання даних та підсистема підтримки прийняття рішень. Інформаційна модель ґрунтується на Common Information Model (IEC 61970), що забезпечує сумісність із системами оператора системи розподілу та оператора системи передачі; доступ до даних моніторингу якості електричної енергії може бути організовано на основі семантичної моделі [5].

Ключовим елементом є підсистема короткострокового прогнозування навантаження з горизонтом до 24 год на основі алгоритму Random Forest. Вона враховує не лише історичні дані про споживання, а й інформацію про поточні та прогнозовані загрози, графіки аварійних відключень і метеоумови, що дає змогу заздалегідь перерозподіляти навантаження між критичними та некритичними споживачами й переходити на автономне живлення до фактичного порушення зовнішнього електропостачання. Підсистема керування режимами реалізує адаптивний алгоритм перерозподілу потужності з урахуванням стану заряду СНЕ, доступної потужності ДГ, прогнозованого графіка споживання та рівня загрози. Для роботи в умовах обмежених обчислювальних ресурсів застосовано прогнозувальне керування з моделлю (Model Predictive Control, MPC) на горизонті планування 1–4 год; обчислювальну складність знижено декомпозицією задачі на підзадачі меншої розмірності, що дає змогу виконувати алгоритм у реальному часі на контролерах середнього рівня.

Для захисту від кібератак передбачено сегментацію мережі на вимірювальний, керувальний та інформаційний сегменти, криптографічний захист каналів (TLS 1.3, IPsec) і систему виявлення вторгнень (IDS) за аномаліями трафіку, а також режим «ізольованого острова» з мінімальним набором функцій у разі втрати зв’язку з верхнім рівнем.

Працездатність рішень перевірено на імітаційній моделі в MATLAB/Simulink (Simscape Electrical): мережа 10 кВ, ДГ потужністю 200 кВт, СЕС 50 кВт, СНЕ ємністю 100 кВт·год на літій-залізо-фосфатних акумуляторах і навантаження критичної групи 150 кВт. Розглянуто три сценарії: нормальний режим, обмеження потужності з боку мережі та повне відключення зовнішнього живлення з автономною роботою. Згідно з результатами моделювання система забезпечує безперервне електропостачання критичних споживачів не менше 8 год автономної роботи при повному навантаженні (за умови достатнього запасу палива ДГ) із відхиленням напруги в межах ±5 % та частоти ±0,2 Гц.

Висновки. Запропоновано структуру системи енергоінформаційного забезпечення електропостачання споживачів критичної групи на основі трирівневої архітектури зі стандартами обміну IEC 61850 і CIM, прогнозування навантаження методом Random Forest та MPC-керування режимами. За результатами моделювання система забезпечує безперервне живлення критичних споживачів в умовах обмеження потужності та відключення зовнішньої мережі. Розроблені рішення можна застосовувати під час модернізації систем електропостачання об’єктів критичної інфраструктури та проєктування мікромереж. Подальші дослідження спрямовано на вдосконалення методів прогнозування загроз та інтеграцію системи з платформами ситуаційної обізнаності національного рівня.

Список літератури

1. Про критичну інфраструктуру : Закон України від 16.11.2021 № 1882-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1882-20.
2. Колос Д. М. Інтелектуальна гібридна система зберігання енергії з функцією резервного живлення для критичних споживачів / Д. М. Колос, В. М. Павленко // Електромеханічні, інформаційні системи та нанотехнології : матеріали IV Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. молодих учених та студентів, Київ, 17 квіт. 2025 р. – Київ : КНУТД, 2025. – С. 34–35.
3. Hatziargyriou N. Microgrids: Architectures and Control. – Chichester : Wiley-IEEE Press, 2014. – 318 p. DOI: 10.1002/9781118720677.
4. Зеленський Д. В. Автоматизована система контролю якості електропостачання на базі Arduino з виявленням аномалій та віддаленим моніторингом / Д. В. Зеленський, В. М. Павленко // Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. / Київ. ун-т технологій та дизайну ; ред. І. В. Панасюк. – Київ, 2025. – С. 91.
5. Семантична модель доступу до даних моніторингу якості електричної енергії в автоматизованих інформаційно-вимірювальних системах / В. М. Павленко, А. В. Петренко, Л. В. Мартинюк, М. І. Бунтов, С. Г. Афінович // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – 2026. – № 2 (28). – С. 74–79. DOI: 10.20998/2413-4295.2026.02.10.

УДК 621.311.1

Максим Сіренко, *здобувач групи EEE-25001M,*
Валерій Кривоносов, *д-р техн. наук, професор*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: yhtverf007@ukr.net

Роль диспетчерського управління у мінімізації впливу несиметрії напруг на виткову ізоляцію електродвигунів

Розвиток електроенергетичних систем супроводжується зростанням частки нелінійних і несиметричних навантажень. Несиметрія напруг, як один з показників якості електроенергії, безпосередньо впливає на надійність кінцевих споживачів. Для промислових підприємств, де основу електроприводу становлять асинхронні двигуни (АД), тривала робота за несиметрії спричиняє появу струмів зворотної послідовності, локальний перегрів та прискорене старіння виткової ізоляції. Традиційний релейний захист часто не реагує на рівні несиметрії, які припустимі за нормативними вимогами, але критичні для ізоляції в довгостроковій перспективі.

Класичне диспетчерське управління зосереджене на балансуванні активної та реактивної потужності, контролі перетоків і ліквідації аварійних режимів. Концепція Smart Grid розширює функціонал систем SCADA/EMS: безперервний моніторинг показників якості електроенергії, організація доступу до даних моніторингу в інформаційно-вимірювальних системах [1], виявлення аномалій і віддалений контроль [2], підвищення надійності розподільних мереж на основі мультисенсорного злиття даних [3]. Проте залишається проблема відсутності точних математичних моделей, які дозволяли б системі не лише фіксувати факт несиметрії, а й прогнозувати залишковий ресурс обладнання споживача та реконфігурувати мережу до моменту пробою ізоляції. Принцип прогнозування зниження властивостей ізоляції обмоток АД розглянуто в [4], неруйнівну діагностику міжвиткових кіл – в [5].

Складова зворотної послідовності напруги створює в двигуні магнітне поле, що обертається проти поля прямої послідовності, і наводить у роторі струми подвоєної частоти мережі, для яких активний опір ротора внаслідок витіснення струму зростає. Тому навіть одиниці відсотків несиметрії напруг спричиняють непропорційно велику несиметрію струмів статора, додаткові втрати та нерівномірний нагрів фаз; швидкість теплового старіння ізоляції експоненційно залежить від температури (правило Монтзінгера: термін служби скорочується вдвічі на кожні 8–10 °C перевищення). Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю за виміряними лінійними напругами U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} визначається за виразом:

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}} \cdot 100\,\%, \quad \beta = \frac{U_{AB}^4+U_{BC}^4+U_{CA}^4}{\left(U_{AB}^2+U_{BC}^2+U_{CA}^2\right)^2} \tag{1}$$

де K_{2U} – коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю, %; β – допоміжний коефіцієнт. За ДСТУ EN 50160:2023 протягом тижня 95 % десятихвилинних значень K_{2U} мають не перевищувати 2 % (у мережах з однофазними приєднаннями допускається до 3 %). Для двигуна з $P_{ном}$ = 15 кВт, $U_{ном}$ = 380 В і виміряних напруг U_{AB} = 400 В, U_{BC} = 365 В, U_{CA} = 385 В за (1) β = 0,3352, K_{2U} = 5,28 %; спрощена оцінка через максимальне відхилення від середнього ($U_{сер}$ = 383,3 В; ΔU_{max} = 18,3 В) дає 4,78 %. Обидва значення перевищують нормовані 2 % і 3 %. Допустиме тривале навантаження двигуна за навчальною умовою знижується на подвоєне значення K_{2U}:

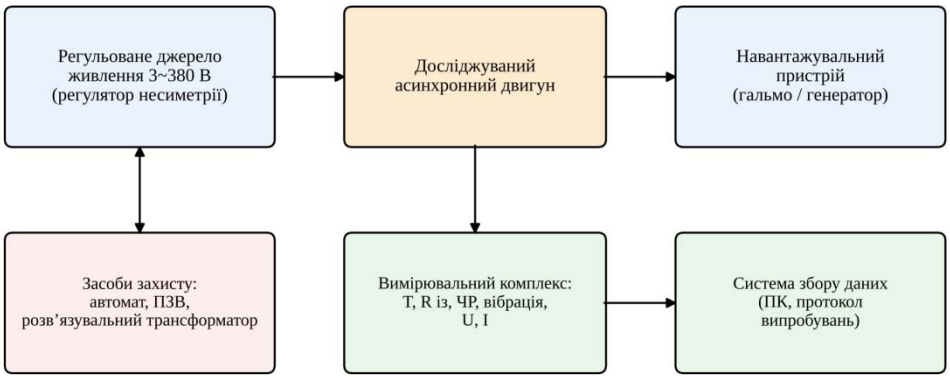
$$P_{доп} = P_{ном}\left(1 - \frac{2K_{2U}}{100}\right) \tag{2}$$

Для K_{2U} = 5,28 % маємо $P_{доп} = 15 \cdot (1 – 0{,}1056) \approx 13{,}4$ кВт (за спрощеної оцінки – 13,6 кВт), тобто двигун потребує недовантаження приблизно на 10 %. Результати розрахунку зведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Результати оцінювання несиметрії напруг і допустимого навантаження двигуна

Показник	**Метод**	**Результат**
$U_{сер}$, В	$(U_{AB} + U_{BC} + U_{CA}) / 3$	383,3
K_{2U}, %	за (1) через β	5,28
K_{2U}, % (спрощена оцінка)	$\Delta U_{max} / U_{сер} \cdot 100$ %	4,78
Норматив ДСТУ EN 50160:2023, %	95 % 10-хв значень за тиждень	≤ 2 (до 3)
$P_{доп}$, кВт	за (2) при K_{2U} = 5,28 %	13,4

Для побудови моделі деградації ізоляції потрібні емпіричні дані про швидкість зміни діелектричних властивостей за різних рівнів несиметрії, які отримують на спеціалізованому стенді (рис. 1). Він містить регульоване джерело живлення з дозованою несиметрією, досліджуваний АД, навантажувальний пристрій, вимірювальний комплекс (температура обмоток по фазах, опір ізоляції, індекс поляризації, часткові розряди, вібрація, напруги й струми) та засоби захисту. Програма випробувань передбачає режими із заданим K_{2U} від 0 (контрольний) до 10 % з витримкою від 24–48 год на нормованих рівнях до 0,5 год на граничних; отримані дані формують еталонні набори для навчання алгоритмів оцінювання стану [4, 5].



Стрілки – потоки енергії та сигналів

Рисунок 1 – Структурна схема стенду для дослідження виткової ізоляції за несиметрії напруг

Висновки. Запропонований підхід передбачає побудову залежності залишкового ресурсу ізоляції від тривалості та величини несиметрії і інтеграцію цієї моделі в програмний комплекс диспетчерського рівня: дані аналізаторів якості електроенергії з підстанцій надходять у SCADA, а диспетчер отримує не лише сигналізацію про погіршення якості, а й прогноз критичності режиму для парку електродвигунів вузла навантаження. Це дозволяє перейти від реактивної фіксації аварій до проактивного управління надійністю електроспоживання. Подальші дослідження спрямовано на експериментальне визначення залежності на стенді.

Список літератури

1. Семантична модель доступу до даних моніторингу якості електричної енергії в автоматизованих інформаційно-вимірювальних системах / В. М. Павленко, А. В. Петренко, Л. В. Мартинюк, М. І. Бунтов, С. Г. Афінович // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – 2026. – № 2 (28). – С. 74–79. DOI: 10.20998/2413-4295.2026.02.10.
2. Зеленський Д. В. Автоматизована система контролю якості електропостачання на базі Arduino з виявленням аномалій та віддаленим моніторингом / Д. В. Зеленський, В. М. Павленко // Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. / Київ. ун-т технологій та дизайну ; ред. І. В. Панасюк. – Київ, 2025. – С. 91.

3. Лось І. В. Підвищення надійності розподільчих мереж на основі мультисенсорного злиття даних у Smart Grid / І. В. Лось, В. М. Павленко // Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. / Київ. ун-т технологій та дизайну ; ред. І. В. Панасюк. – Київ, 2025. – С. 167.
4. Principle of predicting the reduction of insulation properties of electric motor windings / A. Matvienko, V. Krivonosov, N. Prudnikova, M. Sirenko // Енергетика і автоматика. – 2024. – № 2 (72). – С. 17–28. DOI: 10.31548/energiya2(72).2024.017.
5. Kryvonosov V. Non-destructive testing method for diagnostics of interturn circuits of electric motor windings under conditions of local reactive power compensation / V. Kryvonosov [et al.] // Modern Technologies in Energy and Transport II. – 2025. DOI: 10.1007/978-3-031-76650-3_15.

УДК 621.311.1.019.3

Богдан Хомко, *здобувач групи EEE-25001M,*
Євген Антипов, *канд. техн. наук, доцент,*
Володимир Павленко, *канд. техн. наук, доцент*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: v.pavlenko@nubip.edu.ua

Надійнісно-вартісні показники модернізації системи електропостачання адміністративної будівлі

Надійність електропостачання адміністративних будівель визначає безперервність роботи офісних, серверних, ліфтових та протипожежних систем, а масові перерви в централізованому електропостачанні внаслідок пошкоджень енергетичної інфраструктури України роблять питання вибору заходів підвищення надійності особливо гострим. Ресурси на модернізацію обмежені, тому кожен захід слід оцінювати не лише технічно, а й економічно, порівнюючи капітальні витрати з очікуваним зниженням збитків від недовідпуску електроенергії. Застосування систем накопичення енергії (СНЕ) для аварійного живлення та підвищення надійності мереж розглянуто в [1], резервне живлення критичних споживачів за допомогою гібридної системи зберігання енергії – в [2], підвищення надійності розподільчих мереж – в [3], а реконструкцію трансформаторної підстанції для освітніх і наукових установ – в [4]. Метою роботи є кількісне обґрунтування економічно доцільного варіанта модернізації системи електропостачання адміністративної будівлі за показниками надійності та вартості.

Розглянуто існуючу систему з одиночною кабельною лінією (КЛ) та два варіанти модернізації: А – резервна КЛ з автоматичним введенням резерву (АВР); Б – СНЕ. Розрахунок виконано для навчального прикладу з умовними даними: навантаження P = 100 кВт; питомі збитки від недовідпуску $У$ = 40 грн/(кВт·год); інтенсивність відмов кожної КЛ $\lambda_1 = \lambda_2$ = 5 відмов/рік; середній час відновлення $T_{в1} = T_{в2}$ = 4 год; капітальні витрати варіанта А – 15 000 EUR, ємність СНЕ E = 80 кВт·год (80 EUR/(кВт·год)); курс 43 грн/EUR. Усі значення є умовними й підлягають уточненню за комерційними пропозиціями. Прийнято, що відмови ліній незалежні, час перемикання АВР дорівнює нулю, а СНЕ миттєво приймає повне навантаження. Очікувані річні збитки визначали за виразом:

$$B = У \cdot \Delta E = У \cdot T \cdot P \quad (1)$$

де B – очікувані річні збитки, грн/рік; ΔE – очікуваний річний недовідпуск, кВт·год/рік; T – очікувана річна тривалість недопостачання, год/рік. Для існуючої системи $T_0 = \lambda_1 T_{в1}$ = 20,0 год/рік. За наявності резервної КЛ недопостачання виникає лише за одночасної відмови обох ліній [5]:

$$T_А = \frac{\lambda_1 \lambda_2 T_{в1} T_{в2}}{8760} \quad (2)$$

Для варіанта Б недопостачання виникає, коли тривалість відмови перевищує автономність СНЕ $t_{авт} = E/P$ = 0,8 год:

$$T_Б = \lambda_1 \max(0;\, T_{в1} - t_{авт}) \quad (3)$$

Економічну доцільність оцінювали за простим терміном окупності та питомою вартістю підвищення надійності:

$$T_{\text{ок}} = \frac{\text{CAPEX}}{\Delta B}, \quad U_{\text{н}} = \frac{\text{CAPEX}}{\Delta T} \tag{4}$$

де CAPEX – капітальні витрати, грн; $\Delta B = B_0 - B$ – зниження збитків, грн/рік; $\Delta T = T_0 - T$ – зниження тривалості недопостачання, год/рік; $U_{\text{н}}$ – питома вартість підвищення надійності, грн/(год/рік). Результати розрахунку наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Надійнісно-вартісні показники варіантів модернізації

Показник	**Існуюча система**	**Варіант А (резервна КЛ)**	**Варіант Б (СНЕ)**
Тривалість недопостачання T, год/рік	20,0	0,0457	16,0
Недовідпуск ΔE, кВт·год/рік	2000	4,57	1600
Збитки B, грн/рік	80 000	182,6	64 000
Економічний ефект ΔB, грн/рік	–	79 817	16 000
CAPEX, грн	–	645 000	275 200
Термін окупності $T_{\text{ок}}$, років	–	8,08	17,2
$U_{\text{н}}$, грн/(год/рік)	–	32 324	68 800

Резервна КЛ з АВР знижує тривалість недопостачання майже у 438 разів (з 20,0 до 0,0457 год/рік), оскільки недопостачання виникає лише за збігу відмов обох ліній. СНЕ ємністю 80 кВт·год скорочує недопостачання лише на 20 %, бо її автономність (0,8 год) значно менша за середню тривалість відмови лінії (4,0 год). Варіант А переважає за всіма трьома критеріями: економічним ефектом (79 817 проти 16 000 грн/рік), терміном окупності (8,08 проти 17,2 року) та питомою вартістю підвищення надійності, яка у 2,1 раза нижча (32 324 проти 68 800 грн/(год/рік)), попри більші абсолютні капіталовкладення.

Розрахунок не враховує строк служби обладнання (літій-іонні батареї потребують заміни орієнтовно раз на 8–10 років, тоді як КЛ – 25–30 років), швидший термін упровадження СНЕ, її модульність і здатність згладжувати короткочасні провали напруги. Тому доцільно розглянути комбінований варіант: резервна КЛ з АВР для всього навантаження та СНЕ невеликої ємності (орієнтовно 15–20 кВт·год) для критичних кіл (сервери, пожежна сигналізація, аварійне освітлення, ліфти), капітальні витрати на яку (≈ 51 600 грн) на порядок менші, ніж на повну СНЕ.

Висновки. Для умовного прикладу адміністративної будівлі навантаженням 100 кВт економічно найдоцільнішим базовим заходом є резервна кабельна лінія з АВР, яка знижує очікувані збитки з 80 000 до 182,6 грн/рік за терміну окупності 8,08 року; СНЕ повної ємності як самостійний захід менш доцільна, але локальна СНЕ для критичних кіл може доповнити резервування. Модель ґрунтується на спрощених припущеннях (незалежність відмов, миттєве АВР) і потребує верифікації за статистикою реальних відмов на об’єкті, а також уточнення з урахуванням дисконтування грошових потоків.

Список літератури

1. Battery Energy Storage System for Emergency Supply and Improved Reliability of Power Networks / M. Szott et al. // Energies. – 2021. – Vol. 14, No. 3. – Art. 720. DOI: 10.3390/en14030720.
2. Колос Д. М. Інтелектуальна гібридна система зберігання енергії з функцією резервного живлення для критичних споживачів / Д. М. Колос, В. М. Павленко // Електромеханічні, інформаційні системи та нанотехнології : матеріали IV Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. молодих учених та студентів, Київ, 17 квіт. 2025 р. – Київ : КНУТД, 2025. – С. 34–35.
3. Лось І. В. Підвищення надійності розподільчих мереж на основі мультисенсорного злиття даних у Smart Grid / І. В. Лось, В. М. Павленко // Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. / Київ. ун-т технологій та дизайну ; ред. І. В. Панасюк. – Київ, 2025. – С. 167.
4. Ткаченко М. В. Реконструкція трансформаторної підстанції для освітніх і наукових установ шляхом впровадження енергоефективних технологій / М. В. Ткаченко, В. М. Павленко // Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК : матеріали Міжнар. наук.-практ. конф., Харків, 6 листоп. 2024 р. – Харків : Держ. біотехнол. ун-т, 2024. – С. 54–55.
5. Billinton R. Reliability Evaluation of Power Systems / R. Billinton, R. N. Allan. – 2nd ed. – New York : Plenum Press, 1996. DOI: 10.1007/978-1-4899-1860-4.

УДК 621.311.1.019.3

Богдан Батієнко, *здобувач,*
Володимир Павленко, *канд. техн. наук, доцент*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: v.pavlenko@nubip.edu.ua

Оцінювання надійності електропостачання закладу освіти з гібридною фотоелектричною станцією в умовах стабілізаційних відключень

Графіки стабілізаційних і аварійних відключень унаслідок пошкоджень енергетичної інфраструктури України загрожують функціонуванню закладів освіти, зокрема укриттів, вентиляції, опалення та зв'язку. Ефективним шляхом підвищення надійності є інтеграція фотоелектричних станцій (ФЕС) із системами накопичення енергії (СНЕ), що формує локальну мікромережу [1, 2]. Застосування СНЕ для аварійного живлення та підвищення надійності мереж розглянуто в [3], а проєктування автономних систем електропостачання на основі фотоелектрики й акумуляторів – у [4]. Оцінювання надійності виконують за показниками SAIFI, SAIDI та ENS (Energy Not Supplied) згідно з IEEE Std 1366 [5]. Метою роботи є оцінювання зменшення недовідпуску електроенергії та економічної ефективності гібридної ФЕС із СНЕ для загальноосвітньої школи на 800 учнів.

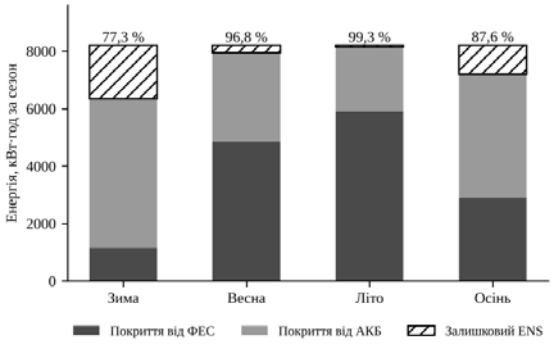
Для групи критичних споживачів (укриття, котельня, серверна) потужністю 22,5 кВт запропоновано гібридну ФЕС потужністю 30,8 кВт (56 модулів по 550 Вт), гібридний інвертор 25 кВт і батарею $LiFePO_4$ ємністю 122,88 кВт·год (корисна ємність за глибини розряду 80 % – 98,3 кВт·год). За розрахунковими даними сумарний час перемикання інвертора на автономний режим становить 6,5–9,0 мс, тобто менше 10 мс. Базовий річний недовідпуск за графіка відключень 6 год на добу та середнього навантаження $P_{ср}$ = 15 кВт становить:

$$ENS_{баз} = P_{ср} \cdot t_{відкл} \cdot 365 = 15 \cdot 6 \cdot 365 = 32\,850 \text{ кВт·год} \quad (1)$$

де $t_{відкл}$ – добова тривалість відключень, год. Залишковий недовідпуск після впровадження гібридної ФЕС і коефіцієнт автономності:

$$ENS_{мод} = ENS_{баз} - E_{PV} - E_{АКБ}, \quad K_{авт} = 1 - \frac{ENS_{мод}}{ENS_{баз}} \quad (2)$$

де E_{PV} – енергія ФЕС, що безпосередньо покриває навантаження під час відключень, кВт·год; $E_{АКБ}$ – корисна енергія розряду батареї, кВт·год. Сезонні результати подано на рис. 1: у літньо-весняний період сонячна генерація покриває денне навантаження й заряджає батарею, а восени та взимку основну роль відіграє батарея, яка заряджається від мережі в години її наявності.



Над стовпцями вказано рівень автономності

Рисунок 1 – Покриття недовідпуску електроенергії за сезонами

За рік E_{PV} = 14 800 кВт·год, $E_{АКБ}$ = 14 850 кВт·год, тому $ENS_{мод}$ = 3 200 кВт·год, а $K_{авт}$ = 90,3 %: недовідпуск скорочується на 29 650 кВт·год/рік. Економічний ефект оцінено за річним грошовим потоком і простим терміном окупності:

$$CF = T_{ел}\,E_{зам} + y\,\Delta ENS - \text{OPEX}, \quad T_{ок} = \frac{\text{CAPEX}}{CF} \tag{3}$$

де $T_{ел}$ = 9,0 грн/(кВт·год) – тариф; y = 5 грн/(кВт·год) – питомі збитки від недовідпуску; ΔENS = 29 650 кВт·год/рік; OPEX = 1,5 % від CAPEX; $E_{зам}$ – енергія ФЕС, що заміщує мережеву поза відключеннями. Річна генерація ФЕС 34 500 кВт·год, з яких 14 800 кВт·год використано під час відключень (облік у ΔENS), тому $E_{зам}$ = 19 700 кВт·год, щоб уникнути подвійного обліку. Результати наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Показники надійності та економічної ефективності гібридної ФЕС із СНЕ

Показник	**Значення**
Недовідпуск $ENS_{баз}$ / $ENS_{мод}$, кВт·год/рік	32 850 / 3 200
Коефіцієнт автономності $K_{авт}$, %	90,3
CAPEX, грн	1 816 000
Річний грошовий потік CF, грн/рік	298 310
Простий термін окупності $T_{ок}$, років	6,1
Дисконтований термін окупності (10 %; зростання тарифу 8 %), років	7,8

Висновки. Гібридна ФЕС потужністю 30,8 кВт із батареєю 122,88 кВт·год скорочує недовідпуск електроенергії об’єкта на 90,3 % (з 32 850 до 3 200 кВт·год/рік) і забезпечує перемикання на автономний режим за час менше 10 мс; найнижча автономність (77,3 %) припадає на зиму. Капітальні витрати становлять 1 816 000 грн, простий термін окупності – близько 6,1 року. Результати моделювання, а також ціни й тарифи потребують підтвердження експериментальними даними та актуальними комерційними пропозиціями.

Список літератури

1. Павленко В. Інтеграція мікроТЕС Стірлінга в керовані PV–BESS мікромережі / В. Павленко, Є. Нікітін // Електромеханічні і енергозберігаючі системи. – 2026. – № 2 (73). – С. 8–15. DOI: 10.32782/2072-2052.2026.2.73.1.
2. Колос Д. М. Інтелектуальна гібридна система зберігання енергії з функцією резервного живлення для критичних споживачів / Д. М. Колос, В. М. Павленко // Електромеханічні, інформаційні системи та нанотехнології : матеріали IV Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. молодих учених та студентів, Київ, 17 квіт. 2025 р. – Київ : КНУТД, 2025. – С. 34–35.
3. Battery Energy Storage System for Emergency Supply and Improved Reliability of Power Networks / M. Szott et al. // Energies. – 2021. – Vol. 14, No. 3. – Art. 720. DOI: 10.3390/en14030720.
4. Горбель О. О. Проєктування автономних систем електропостачання сільськогосподарських об’єктів з використанням фотоелектрики та акумуляторів / О. О. Горбель, В. М. Павленко // Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. / Київ. ун-т технологій та дизайну ; ред. І. В. Панасюк. – Київ, 2025. – С. 23.
5. IEEE Std 1366-2022. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. – New York : IEEE, 2022.

УДК 621.311.243:621.311.1

Владислав Ястреба, *здобувач,*
Володимир Павленко, *канд. техн. наук, доцент*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: v.pavlenko@nubip.edu.ua

Вибір параметрів і алгоритм керування електроспоживанням домогосподарства з фотоелектричною станцією та накопичувачем енергії

Зростання вартості електроенергії та нестабільність електропостачання стимулюють домогосподарства до встановлення фотоелектричних станцій (ФЕС) з акумуляторними батареями (АКБ). Ефективність таких систем визначається як правильним вибором потужності обладнання, так і алгоритмом керування потоками енергії між ФЕС, АКБ, мережею та навантаженням [1–3]. Огляд досліджень оптимального планування й керування в житловому секторі показує, що на результат впливають економічні й технічні дані, цільова функція, обмеження та алгоритм оптимізації [4]. Накопичувачі енергії додатково підвищують надійність електропостачання [5]. Метою роботи є вибір параметрів ФЕС, інвертора й АКБ для індивідуального будинку площею 100 м² (м. Лохвиця, Полтавська обл.; двосхилий дах, південно-східний схил, нахил 40°) та формалізація алгоритму керування електроспоживанням.

Річне електроспоживання будинку становить $E_{\text{рік}}$ = 4 500 кВт·год, або $E_{\text{д}}$ = 4 500/365 ≈ 12,3 кВт·год на добу. Орієнтовну потужність ФЕС визначено за спрощеною методикою:

$$P_{\text{ФЕС}} = \frac{E_{\text{рік}}}{T_{\text{сон}}}\, k_{\text{зап}}\, k_{\text{вт}} = \frac{4500}{1900} \cdot 1{,}5 \cdot 1{,}3 \approx 4{,}6 \text{ кВт} \qquad (1)$$

де $T_{\text{сон}}$ = 1 900 год – річна тривалість сонячного сяяння; $k_{\text{зап}}$ = 1,5 – коефіцієнт запасу; $k_{\text{вт}}$ = 1,3 – коефіцієнт, що враховує втрати 30 %. Оскільки тривалість сонячного сяяння не тотожна еквівалентній кількості годин пікової потужності, результат є оцінкою; для остаточного проєктування потрібне уточнення за даними сонячної радіації для орієнтації та нахилу схилу даху. Прийнято 9 модулів Tongwei TWMND-72HD580 потужністю 580 Вт, тобто 5,22 кВт ≥ $P_{\text{ФЕС}}$. Потужність гібридного інвертора вибирають за сумарною потужністю приладів $\Sigma P_{\text{і}}$ = 12,05 кВт і коефіцієнтом одночасності $k_{\text{од}}$ = 0,6:

$$P_{\text{інв}} \geq k_{\text{од}} \sum P_i = 0{,}6 \cdot 12{,}05 = 7{,}23 \text{ кВт} \;\Rightarrow\; 8 \text{ кВт} \qquad (2)$$

Ємність АКБ для покриття добового споживання з урахуванням втрат і допустимої глибини розряду *DoD*:

$$E_{\text{АКБ}} = \frac{k_{\text{з}}\, E_{\text{д}}}{DoD} = \frac{1{,}15 \cdot 12{,}3}{0{,}8} \approx 17{,}7 \text{ кВт·год} \qquad (3)$$

де $k_{\text{з}}$ = 1,15 – коефіцієнт втрат у перетворювачах. Нетто-ємність без урахування *DoD* становить 14,2 кВт·год. У вихідному розрахунку прийнято АКБ 15 кВт·год; за *DoD* = 80 % її корисна ємність 12 кВт·год, тобто близько 97 % добового споживання без урахування втрат. Склад системи показано на рис. 1, параметри обладнання – у табл. 1.

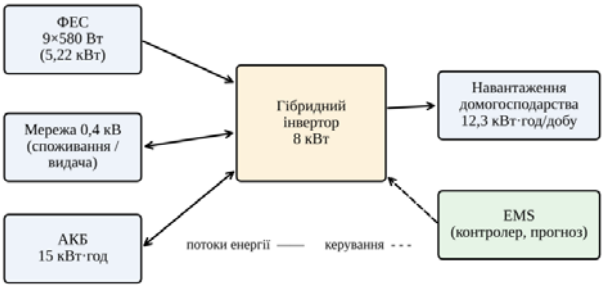


Рисунок 1 – Структурна схема системи електроспоживання домогосподарства

Таблиця 1 – Розрахункові параметри обладнання

Параметр	**Значення**
Річне / добове споживання $E_{рік}$ / $E_{д}$, кВт·год	4 500 / 12,3
Розрахункова потужність ФЕС $P_{ФЕС}$, кВт	4,6
ФЕС: 9 модулів × 580 Вт, кВт	5,22
Потужність інвертора $P_{інв}$: розрахункова / обрана, кВт	7,23 / 8
Ємність АКБ: нетто / з *DoD* 80 % / прийнята, кВт·год	14,2 / 17,7 / 15

Алгоритм керування формалізовано як задачу мінімізації вартості споживання з мережі на горизонті доби з кроком Δt:

$$\min \sum_t \left[c(t)\, P_{мер}(t) - c_{пр}\, P_{екс}(t)\right] \Delta t \qquad (4)$$

за обмежень балансу $P_{ФЕС}(t) + P_{мер}(t) + P_{розр}(t) = P_{нав}(t) + P_{зар}(t) + P_{екс}(t)$ та $0{,}2 \le SOC(t) \le 1$, де $c(t)$ – тариф на електроенергію, грн/(кВт·год); $c_{пр}$ – ціна продажу надлишків; $P_{мер}$, $P_{екс}$ – потужності споживання з мережі та видачі в мережу; $P_{розр}$, $P_{зар}$ – потужності розряду й заряду АКБ; *SOC* – стан заряду. Для малих систем придатні лінійне програмування й правила керування за станом *SOC*, тоді як евристичні та нейромережеві методи доцільні за змінних умов, що потребує перевірки на реальних даних [4].

Висновки. Для будинку з річним споживанням 4 500 кВт·год обрано ФЕС 5,22 кВт (9 модулів), гібридний інвертор 8 кВт і АКБ 15 кВт·год; за *DoD* = 80 % для повного покриття добового споживання потрібно близько 17,7 кВт·год. Запропоновано формалізацію керування потоками енергії як задачі лінійного програмування. Чисельні результати моделювання, річна генерація та економічна ефективність потребують додаткових розрахунків за реальними графіками навантаження, даними сонячної радіації й актуальними цінами.

Список літератури

1. Increasing the efficiency of hybrid photoelectric system equipped with a storage battery to meet the needs of local object with generation of electricity into grid / O. Shavolkin, I. Shvedchykova, S. Demishonkova, V. Pavlenko // Przegląd Elektrotechniczny. – 2021. – Vol. 97, No. 11.
2. Чекотун Я. О. Проєктування багаторівневої системи електропостачання побутових об’єктів з інтеграцією ВДЕ та накопичувачів енергії / Я. О. Чекотун, В. М. Павленко // Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 23 жовт. 2025 р. / Київ. ун-т технологій та дизайну ; ред. І. В. Панасюк. – Київ, 2025. – С. 71.
3. Дослідження перспектив розвитку технології «розумних енергосистем» із застосуванням розподілених баз даних / В. М. Павленко, О. Ю. Воляник, І. В. Пономаренко, Д. О. Данильченко // Енергетика і автоматика. – 2024. – № 5 (75). – С. 66–76. DOI: 10.31548/energiya5(75).2024.066.
4. Khezri R. Optimal planning of solar photovoltaic and battery storage systems for grid-connected residential sector: Review, challenges and new perspectives / R. Khezri, A. Mahmoudi, H. Aki // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2022. – Vol. 153. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111763.
5. Battery Energy Storage System for Emergency Supply and Improved Reliability of Power Networks / M. Szott et al. // Energies. – 2021. – Vol. 14, No. 3. – Art. 720. DOI: 10.3390/en14030720.

УДК 621.311:727

Роман Гриценко, *здобувач групи МЕСЕ-25,*
Максим Прусс, *PhD, асистент*
Черкаський державний технологічний університет
e-mail: m.pruss@chdtu.edu.ua

Удосконалення системи електропостачання навчального корпусу закладу вищої освіти з урахуванням сучасних вимог до енергоефективності

Заклади вищої освіти є значними споживачами електричної енергії. Навчальні корпуси характеризуються високою концентрацією людей, освітнього обладнання та освітлення, а також нерівномірним використанням приміщень протягом дня, тижня й навчального року. Це ускладнює підтримання ефективного режиму електропостачання і створює передумови для втрат, які можна зменшити за допомогою сучасних технічних і організаційних рішень.

Значення цього питання підтверджується масштабами будівельного сектору. За даними Директиви ЄС 2024/1275, будівлі становлять 40 % кінцевого енергоспоживання Союзу та 36 % пов'язаних з енергетикою викидів парникових газів, а метою директиви є досягнення безвикидного фонду будівель до 2050 року [2]. Отже, підвищення енергоефективності існуючих будівель, зокрема навчальних, є важливим напрямом енергетичної політики.

В Україні основні засади забезпечення енергетичної ефективності будівель визначає Закон України «Про енергетичну ефективність будівель». Він встановлює мінімальні вимоги до енергетичної ефективності будівель, інженерних систем та їх елементів, а також визначає енергетичний аудит будівель як систематизований процес оцінки ефективності використання енергії [1]. Вимоги до природного і штучного освітлення встановлює ДБН В.2.5-28:2018 [3], а для проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення застосовується ДБН В.2.5-23:2010 [4]. Дотримання цих норм є обов'язковим елементом будь-якої модернізації електропостачання корпусу.

Резерви енергозбереження значною мірою пов'язані з режимами експлуатації. Дешко та співавтори за результатами імітаційного моделювання навчального корпусу № 17 КПІ ім. Ігоря Сікорського показали, що зонне регулювання температури в умовах часткового використання приміщень знижує річне споживання теплової енергії на опалення на 8,5 % [5]. Ті самі автори зазначають, що питоме споживання в приміщеннях, які використовуються, при цьому зростає на 39 % через тепловідтік у сусідні зони з пониженою температурою, тож для зонного керування важливо враховувати взаємне розташування приміщень [5]. Хоча цей результат стосується теплової енергії, він демонструє загальний принцип: керування за зонами та графіками використання дає відчутний ефект, який можна поширити і на електричні навантаження.

Для розподільних мереж низької напруги важливою є також якість електроенергії. Плєшков та співавтори [6] розглянули автоматичне керування режимом розподільних мереж напругою до 1 кВ зі симетрокомпенсувальними пристроями в умовах несиметрії напруг. Їхній підхід ґрунтується на багатокритеріальній оптимізації параметрів режиму, що дає змогу одночасно враховувати кілька показників, а не окремо відхилення напруги чи несиметрію.

На основі наведеного запропоновано удосконалення системи електропостачання корпусу, яке доцільно реалізувати в три етапи. Перший етап передбачає енергетичний аудит з обстеженням фактичних навантажень, вимірюванням показників якості електроенергії та

побудовою графіків споживання за годинами доби і періодами навчального року. Другий етап полягає в модернізації освітлення зі світлодіодними світильниками, датчиками присутності та регулюванням рівня штучного освітлення залежно від природного, з перевіркою відповідності нормам [3]. Третій етап охоплює встановлення компенсаторів реактивної потужності з автоматичним керуванням, а також облік і систему моніторингу, що дозволяє пов’язати керування електропостачанням із зонним керуванням опаленням і вентиляцією.

Удосконалення системи електропостачання навчального корпусу з урахуванням сучасних вимог до енергоефективності потребує поєднання нормативного, технічного та експлуатаційного підходів. Нормативну основу формують закон [1] і державні будівельні норми [3; 4], технічну частину становлять керування освітленням, компенсація реактивної потужності та автоматизація режимів, а експлуатаційну — зонне керування з урахуванням графіків використання приміщень. Подальші дослідження доцільно спрямувати на кількісну оцінку економії для конкретного корпусу та економічне обґрунтування заходів.

Методика оцінювання включає збір даних про електроспоживання за два–три роки, вимірювання показників якості електроенергії в точках приєднання, зокрема відхилення напруги та несиметрії [6], моделювання режимів базового та модернізованого варіантів і порівняння їх за витратами, економією та терміном окупності.

Результат модернізації залежить і від організації експлуатації: розкладу занять, графіків роботи вентиляції та освітлення, поведінки користувачів. Тому доцільно передбачити інформування персоналу та регулярний перегляд показників.

Структуру удосконаленої системи показано на рис. 1. Вона передбачає поділ живлення за групами навантажень і окремий контур керування та моніторингу. Основні заходи та їх нормативна основа подано в табл. 1; перелік є орієнтовним і потребує уточнення після енергетичного аудиту конкретного корпусу.

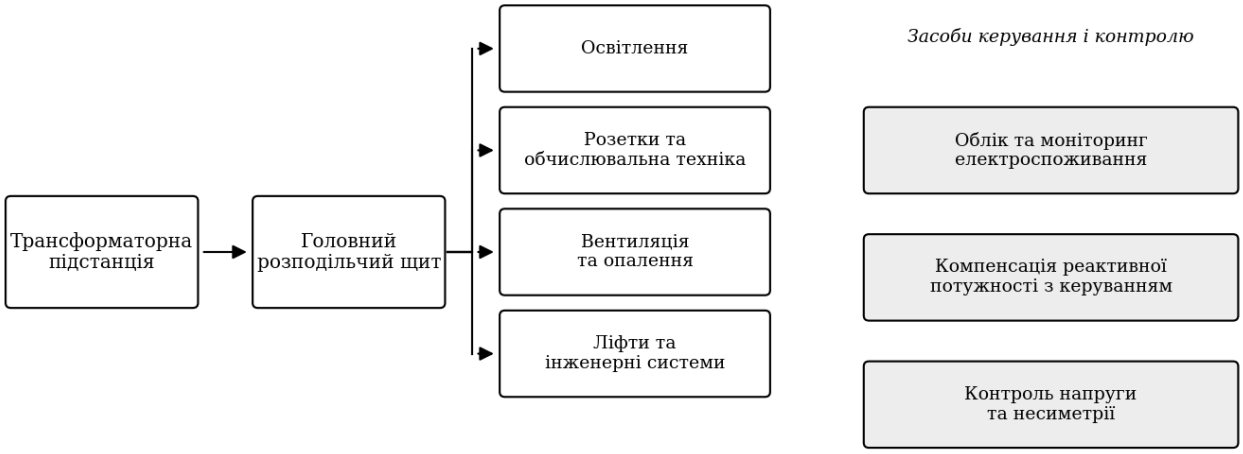


Рисунок 1 – Структура удосконаленої системи електропостачання корпусу (схема)

Таблиця 1 – Етапи удосконалення системи електропостачання корпусу

Етап	**Заходи**	**Нормативна основа**	**Очікуваний результат**
Аудит	Облік споживання за групами навантажень, вимірювання якості електроенергії, розрахункове моделювання режимів	Закон № 2118-VIII [1]	Обґрунтована базова лінія та перелік пріоритетних заходів
Освітлення	Світлодіодні світильники, датчики присутності, регулювання за рівнем природного світла, зонне керування	ДБН В.2.5-28:2018 [3]	Зниження споживання освітлення без погіршення умов праці та навчання

Етап	Заходи	Нормативна основа	Очікуваний результат
Мережа та керування	Компенсація реактивної потужності з автоматичним керуванням, контроль несиметрії напруги, облік і моніторинг	ДБН В.2.5-23:2010 [4]; підхід [6]	Стабільніша напруга, менші втрати, своєчасне виявлення відхилень

Очікувані результати слід перевіряти вимірюваннями після модернізації: ефект освітлення залежить від стану світильників і природного світла, ефект компенсації реактивної потужності — від структури навантаження з нелінійними споживачами, а рішення варто ухвалювати за розрахованим терміном окупності.

Внутрішня мережа багатоповерхової будівлі живиться від трансформаторної підстанції через розподільчий щит із кількома групами ліній. Навантаження розподіляється нерівномірно: денний пік припадає на робочі години, а вночі споживання знижується. Однофазні навантаження спричиняють несиметрію, тому фазне навантаження доцільно перевірити перед модернізацією.

Групи навантаження, типові споживачі та рекомендовані для них заходи наведено в табл. 2.

Таблиця 2 – Групи навантаження та рекомендовані заходи

Група навантаження	Типові споживачі	Рекомендований захід
Освітлення	Аудиторії, коридори, санвузли, зовнішнє освітлення	Світлодіодні світильники, датчики присутності, регулювання за природним світлом
Розетки та обчислювальна техніка	Лабораторії, комп'ютерні класи, серверна	Розподіл навантаження за фазами, облік нелінійних споживачів
Вентиляція та опалення	Приточно-витяжні установки, насоси, приводи клапанів	Графіки роботи, керування приводами за потребою
Ліфти та інженерні системи	Ліфти, насосні станції	Окремий облік і контроль режимів роботи

Таким чином, удосконалення системи електропостачання є комплексним завданням, у якому технічні рішення мають спиратися на нормативні вимоги, виміряні дані та режими експлуатації. Узгоджене виконання цих складових дає змогу зменшити втрати, підвищити якість електроенергії та створити основу для подальшого енергоменеджменту в закладі вищої освіти.

Список літератури

1. Про енергетичну ефективність будівель: Закон України від 22.06.2017 № 2118-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2118-19 (дата звернення: 18.10.2026).
2. Directive (EU) 2024/1275 of the European Parliament and of the Council of 24 April 2024 on the energy performance of buildings (recast). OJ L, 2024/1275, 8.5.2024. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1275/oj (дата звернення: 18.10.2026).
3. ДБН В.2.5-28:2018. Природне і штучне освітлення. Наказ Мінрегіонбуду від 03.10.2018 № 264. Чинний з 01.03.2019. Київ, 2018. URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3879665444646291006 (дата звернення: 18.10.2026).
4. ДБН В.2.5-23:2010. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ, 2010. URL: https://e-construction.gov.ua/files/new_doc/3084989669637621022/2023-04-20/24ac227f-266c-4596-baa7-9e43adb692e6.pdf (дата звернення: 18.10.2026).
5. Дешко В. І., Білоус І. Ю., Суходуб І. О., Бойко Т. Ю. Енергоспоживання навчальних корпусів університету в умовах карантинних обмежень України. Технології та інжиніринг. 2021. № 2. С. 9–19. DOI: 10.30857/2786-5371.2021.2.1.
6. Plieshkov P. H., Plieshkov S. P. Automatic control of electrical distribution network mode with the voltage unbalance. Науковий вісник Національного гірничого університету. 2019. № 3. DOI: 10.29202/nvngu/2019-3/10.

УДК 621.311.1:658.26

Ярослав Петренко, *здобувач групи МЕСЕ-25,*
Максим Прусс, *PhD, асистент*
Черкаський державний технологічний університет
e-mail: m.pruss@chdtu.edu.ua

Оптимізація режимів роботи системи електропостачання промислового підприємства за умов нерівномірного графіка електричних навантажень

Промислові підприємства належать до найбільших споживачів електричної енергії, а їхні добові графіки навантаження часто мають виражену нерівномірність. Пікові години нерідко збігаються з періодами найвищої вартості електроенергії, тоді як у нічні зміни та вихідні споживання знижується. Така нерівномірність збільшує втрати в мережі, вимагає завищеної потужності трансформаторів і підвищує витрати на електроенергію. Оптимізація режимів роботи системи електропостачання дає змогу частково усунути ці проблеми без зміни технологічного процесу.

З 1 липня 2019 року в Україні діють ринок «на добу наперед» і внутрішньодобовий ринок [1; 2], тому ціна електроенергії залежить від години доби. Рухлов та співавтори [3] вказують, що для промислових підприємств фактично існує «прихований» двозонний або тризонний тариф. Нерівномірність графіка кількісно характеризують коефіцієнтом заповнення (1) і коефіцієнтом нерівномірності (2): чим ближче $K_з$ до одиниці, тим рівномірніше використовується потужність.

$$K_з = W / (P_{max} \cdot T), \quad W = \Sigma_t P_t \cdot \Delta t, \quad t = 1 \ldots T \tag{1}$$

$$K_н = 1 / K_з \tag{2}$$

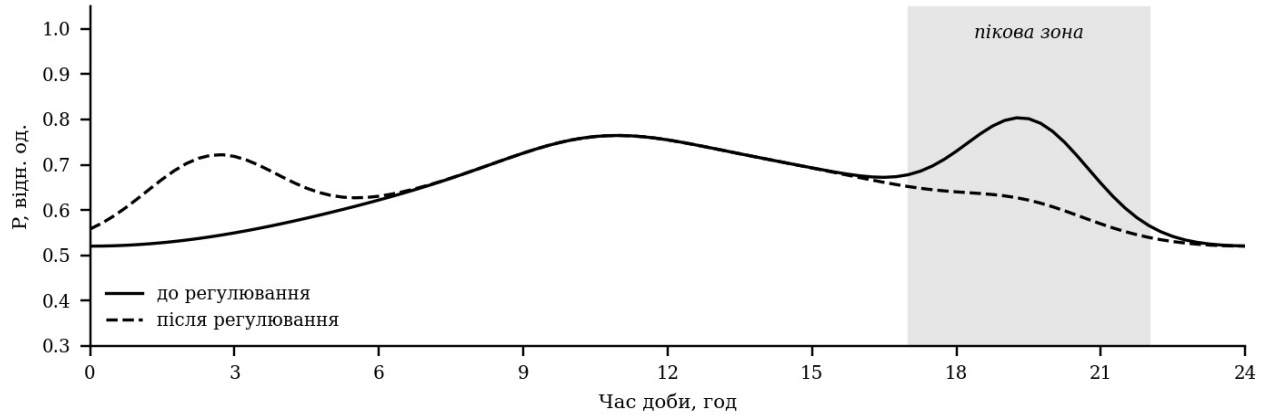


Рисунок 1 – Ілюстративний перерозподіл навантаження (умовні відносні одиниці)

На рис. 1 показано, як перенесення енергоємних операцій з пікової зони в нічну знижує піковий рівень без зменшення добового обсягу енергії. Задачу оптимізації можна сформулювати як мінімізацію вартості електроенергії (3) за обмежень (4). Безперервні технологічні процеси у модель не включаються, а регульовані споживачі лише переносяться в часі, зберігаючи енергію процесу.

$$\min C = \Sigma_t c_t \cdot P_t \cdot \Delta t \tag{3}$$

$$P_t = P_{0t} - \Sigma_j x_{jt}; \quad 0 \le x_{jt} \le x_{j,max} \cdot u_{jt}; \quad \Sigma_t x_{jt} \cdot \Delta t = E_j; \quad P_t \le P_{lim} \tag{4}$$

Таблиця 1 – Класифікація навантажень для регулювання

Група навантаження	**Приклади**	**Можливість зсуву**	**Примітка**
Безперервні технологічні процеси	Печі, реактори, безперервні лінії	Ні	Виключаються з регулювання [4]
Допоміжні установки з буферною ємністю	Насоси водоочищення і водовідведення, компресори	Так, обмежено	Найбільш придатні регулятори [4]
Енергоємні змінні операції	Підземний конвеєр, водовідлив шахт	Так	За наявності технологічних передумов [3]
Освітлення та допоміжні приміщення	Освітлення, вентиляція адміністративних приміщень	Так	За умов безпеки праці

Для розв'язання задачі застосовують генетичний алгоритм вибору споживачів-регуляторів [4] та багатокритеріальну оптимізацію режимів мережі [5]. Зменшення піків знижує також втрати, адже згідно з (5) вони пропорційні квадрату потужності, тож вирівнювання графіка дає ефект навіть за незмінного обсягу спожитої енергії, а різниця тарифів визначає економічну вигоду переносу навантажень.

$$\Delta W_{вт} = \Sigma_t \, (P_t^2 + Q_t^2)/U^2 \cdot R \cdot \Delta t \qquad (5)$$

Ефективність підходу підтверджують результати з літератури (табл. 2). Калінчик та співавтори [4] для хімічного підприємства отримали зниження загальної потужності в середньому на 8 %, а за більшої кількості регуляторів — до 20 %. Рухлов та співавтори [3] оцінили зниження потужності у вечірній пік для одного вугільного підприємства на рівні 2–3 МВт. Такі дані показують порядок очікуваного ефекту, але не гарантують його для конкретного об'єкта.

Таблиця 2 – Результати оптимізації за даними літератури

Джерело	**Об'єкт**	**Показник**	**Результат**
[4]	Хімічне виробництво (аміак)	Зниження загальної потужності	В середньому 8 %, до 20 % залежно від кількості регуляторів
[3]	Вугільна шахта	Зниження потужності у вечірній пік	2–3 МВт на одне підприємство (оцінка авторів)

Методику розв'язання подано на рис. 2: збір графіків навантаження по годинах, класифікація споживачів (табл. 1), розв'язання задачі (3)–(4), перевірка режиму мережі за формулою (5) та економічна оцінка. Доцільність заходів оцінюють терміном окупності (6), де K — капітальні витрати на впровадження, $\Delta C_р$ — річна економія.

$$T_{ок} = K / \Delta C_р \qquad (6)$$

Для ілюстрації розглянемо умовне підприємство з добовою енергією W = 144 МВт·год (середня потужність 6 МВт) і піковим навантаженням P_{max} = 10 МВт. Після перенесення частини операцій з пікової зони піковий рівень знижується до 8,5 МВт (на 15 %) за незмінної добової енергії. Результати розрахунку за формулами (1) і (2) наведено в табл. 3.

Таблиця 3 – Умовний розрахунок показників (ілюстративні дані)

Показник	**До регулювання**	**Після регулювання**	**Формула**
Добова енергія W, МВт·год	144	144	(1)
Піковий рівень P_{max}, МВт	10,0	8,5	(1)
Коефіцієнт заповнення $K_з$	0,60	0,71	(1)
Коефіцієнт нерівномірності $K_н$	1,67	1,42	(2)



Рисунок 2 – Етапи методики оптимізації режимів роботи

Вибір методу залежить від структури задачі. Бінарні змінні u_{jt} у (4) роблять її дискретною, тому для вибору споживачів-регуляторів доцільно використовувати евристичні методи, зокрема генетичний алгоритм [4]. Якщо ж відомо, які споживачі можуть змінювати режим і в які години, задача зводиться до лінійного або змішано-цілочислового програмування, що легко перевіряється на історичних даних підприємства. Для будь-якого варіанту слід враховувати, що перенесення навантаження вимагає узгодження змін з технологічною логістикою. Саме технологічна адаптація режимів роботи, а не обладнання, є основною складністю таких заходів [3].

Практичну реалізацію ускладнює також потреба в даних: для розв’язання задачі потрібні погодинні графіки навантаження щонайменше за кілька типових діб, перелік споживачів з їх потужностями і можливостями зсуву та актуальні ціни на кожну годину доби. Тому першим кроком завжди має бути вимірювання, без якого оптимізація зводиться до припущень.

Оптимізація режимів електропостачання промислового підприємства поєднує організаційні та технічні заходи: вибір споживачів-регуляторів, перенесення операцій у часі й керування режимами мережі. Її ефект залежить від технологічних обмежень і структури тарифів, тому кожне рішення доцільно обґрунтовувати розрахунком для конкретного підприємства.

Список літератури

1. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII.
2. Лист Міністерства економічного розвитку і торгівлі України від 14.08.2019 № 3304-04/33869-06.
3. Рухлов А. В., Луценко І. М., Рухлова Н. Ю., Кошеленко Є. В., Замкова О. А. Регулювання електроспоживання підприємств для зниження пікових навантажень в енергосистемі. Збірник наукових праць НГУ. 2023. № 74. С. 204–212. DOI: 10.33271/crpnmu/74.204.
4. Калінчик В. П., Бориченко О. В., Мейта О. В., Калінчик В. В., Побігайло В. А. Управління електричним навантаженням виробничих об’єктів за допомогою споживачів-регуляторів. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2025. № 1. С. 61–65. DOI: 10.20535/1813-5420.1.2025.324212.
5. Plieshkov P. H., Plieshkov S. P. Automatic control of electrical distribution network mode with the voltage unbalance. Науковий вісник Національного гірничого університету. 2019. № 3. DOI: 10.29202/nvngu/2019-3/10.

УДК 621.311.1:621.355

Олексій Шамайда, *здобувач групи МЕСЕ-25,*
Максим Прусс, *PhD, асистент*
Черкаський державний технологічний університет
e-mail: m.pruss@chdtu.edu.ua

Дослідження впливу систем накопичення електричної енергії на режими роботи локальних електричних мереж

Локальні електричні мережі напругою 0,4–10 кВ дедалі частіше включають розосереджені джерела енергії, а їхні графіки навантаження мають виражену нерівномірність. Це призводить до коливань напруги, зростання втрат і несиметрії фаз. Системи накопичення енергії (СНЕ) можуть забезпечити стабільність напруги, компенсацію реактивної потужності, вирівнювання графіка та підвищення якості електроенергії [1]. Вибір технології має враховувати її характеристики (табл. 1): літій-іонні батареї мають високі щільності потужності й енергії, свинцево-кислотні — низькі капітальні витрати, а маховики та суперконденсатори — швидкий відгук за низької енергетичної щільності.

Таблиця 1 – Переваги та недоліки технологій накопичення енергії (за даними [1])

Технологія	Переваги	Недоліки
Літій-іонні батареї	Великі щільності потужності й енергії, висока ефективність	Складність переробки літію
Свинцево-кислотні батареї	Низькі капітальні витрати	Низька енергетична щільність
Суперконденсатори	Великий життєвий цикл, висока ефективність	Низька енергетична щільність
Маховики	Великі потужність і ефективність	Низька енергетична щільність

Ефект СНЕ залежить від параметрів, місця розміщення та стратегії керування, тому його слід перевіряти розрахунком для конкретної мережі [1]. Практичний приклад наведено в [2]: для ТП 10/0,4 кВ потужністю 250 кВА СНЕ, що віддає 210 кВт·год на добу, добові втрати в лініях і трансформаторі становили 45 кВт·год, тоді як сума втрат і енергії заряджання СНЕ досягала 360 кВт·год (табл. 2). Автори дійшли висновку, що зниження втрат за таких умов не є рентабельним, однак СНЕ можуть збільшити пропускну здатність існуючих ліній без реконструкції мережі живлення [2].

Таблиця 2 – Вплив СНЕ на добовий баланс енергії (за даними [2])

Параметр	Без СНЕ	З СНЕ (100 % потужності)
Добова енергія з енергосистеми, кВт·год	3660	3977
Сума добових втрат і енергії заряджання СНЕ, кВт·год	45	360
Добова енергія від СНЕ, кВт·год	—	210

Для дослідження режимів використано модель, у якій ступінь заряду накопичувача описується рівнянням (1), потужність мережі — балансом (2), а зміна напруги в низьковольтних мережах з великим відношенням R/X оцінюється наближено (3), тобто переважно активною потужністю. Рис. 1 ілюструє ефект на умовному прикладі: накопичувач заряджається вночі, що збільшує відхилення напруги, але залишається в межах допуску, і розряджається у вечірній пік, суттєво знижуючи провал напруги.

$$E_{t+1} = E_t + \eta_з \cdot P_{з,t} \cdot \Delta t - P_{р,t} \cdot \Delta t / \eta_р, \quad 0 \le E_t \le E_{max} \tag{1}$$

$$P_{мер,t} = P_{н,t} + P_{з,t} - P_{р,t} - P_{вдэ,t} \quad (2)$$

$$\delta U \approx (R \cdot P_{мер} + X \cdot Q_{мер}) / U_{ном}^2 \quad (3)$$

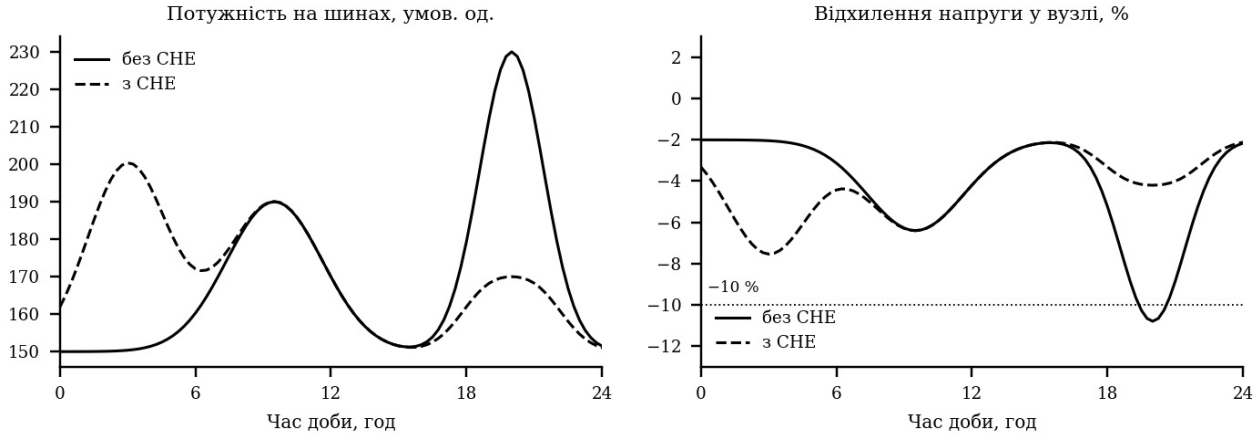


Рисунок 1 – Ілюстративні криві потужності на шинах і відхилення напруги у вузлі (умовні дані)

Норми якості напруги визначає ДСТУ EN 50160:2023: для мереж загального призначення допустиме відхилення напруги становить ±10 % від номінальної [3]. Несиметрія напруги, як показано в [4], впливає на втрати потужності в асинхронних двигунах, тому під час аналізу доцільно оцінювати також фазний баланс навантажень і СНЕ. Схему досліджуваної мережі з ВДЕ та СНЕ наведено на рис. 2. Втрати розраховують за (4), витрати на заряд і розряд накопичувача — за (5), а сумарний ефект — за (6).

$$\Delta W_{вт} = \Sigma_t \, (P_{мер,t}^2 + Q_{мер,t}^2) / U_{ном}^2 \cdot R \cdot \Delta t \quad (4)$$

$$\Delta W_{СНЕ} = \Sigma_t \, [P_{з,t}(1 - \eta_з) + P_{р,t}(1/\eta_р - 1)] \cdot \Delta t \quad (5)$$

$$\Delta W_{еф} = \Delta W_{вт,0} - (\Delta W_{вт} + \Delta W_{СНЕ}) \quad (6)$$

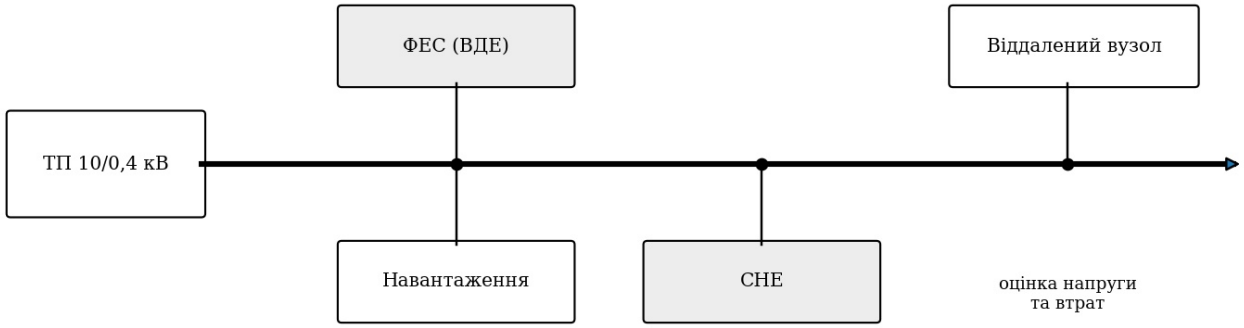


Рисунок 2 – Схема досліджуваної локальної мережі з ВДЕ та СНЕ

Таблиця 3 – Критерії оцінювання режимів мережі з СНЕ

Критерій	Вимога або напрям	Формула	Джерело
Відхилення напруги	±10 % від номінальної	(3)	[3]
Втрати в лініях і трансформаторі	Мінімізувати	(4)	[2]
Втрати в самій СНЕ	Мінімізувати; ККД понад 80 % за частого циклування	(5)	[1]
Сумарний ефект від СНЕ	$\Delta W_{еф} > 0$	(6)	розрахунок

Для кількісної оцінки наведено умовний розрахунок (табл. 4). Для спрощення вважаємо, що коефіцієнти корисної дії заряду і розряду однакові ($\eta_з = \eta_р = \eta$). Тоді з (5) випливає $\Delta W_{СНЕ} = 2E_с(1 - \eta)$, де $E_с$ — енергія, яку СНЕ приймає за добу. За варіанта А (η =

0,92) накопичувач дає додатний ефект, а за варіанта В ($\eta = 0{,}80$) втрати в самій СНЕ перевищують зниження втрат у мережі, що узгоджується з висновком [2].

Таблиця 4 – Умовний розрахунок за формулами (4)–(6) (ілюстративні дані)

Показник, кВт·год на добу, якщо не вказано інше	**Варіант А**	**Варіант В**
Коефіцієнт корисної дії СНЕ η	0,92	0,80
Енергія циклу E_c	56	45
Втрати без СНЕ $\Delta W_{вт,0}$	40	40
Втрати з СНЕ $\Delta W_{вт}$	28	32
Втрати в СНЕ $\Delta W_{СНЕ}$	9	18
Сумарний ефект $\Delta W_{еф}$	+3	−10

Отримані співвідношення дають змогу сформулювати практичні висновки. По-перше, втрати в самій СНЕ зростають пропорційно енергії циклу, тому за однакової потужності більший ефект забезпечує накопичувач з високим коефіцієнтом корисної дії, а не з більшою ємністю. По-друге, за (3) відхилення напруги найбільше там, де потужність у вузлі найвища, тож СНЕ доцільно розміщувати саме в таких вузлах, де його розряд безпосередньо знижує провал напруги.

Послідовність дослідження така: побудова моделі мережі за паспортними даними, задання добових графіків навантаження і ВДЕ, розрахунок режимів без СНЕ, розміщення СНЕ у різних вузлах і повторний розрахунок, порівняння варіантів за критеріями табл. 3. Такий підхід дає змогу обрати варіант з найбільшим сумарним ефектом за умови дотримання норм напруги.

Результати мають умовний характер: модель побудовано для однолінійної схеми з постійними параметрами, а деградацію батарей у часі, зміну тарифів і стохастичність генерації ВДЕ враховано лише частково. Як зазначають автори огляду [1], брак статистичних даних на рівні розподільних мереж ускладнює застосування ймовірнісних методів, тому для обґрунтування рішень потрібні вимірювання на реальних об'єктах.

Вплив СНЕ на режими локальної мережі визначається співвідношенням переваг (стабілізація напруги, підвищення пропускної здатності) і витрат (втрати в накопичувачі, старіння батарей, капітальні витрати). Монтаж, допоміжне обладнання та введення в експлуатацію іноді становлять 60–70 % вартості СНЕ [1], тому економічний ефект слід перевіряти для кожного об'єкта. Автори огляду [1] також пропонують створити комплексний стандарт оцінювання технологій накопичення, що спростило б вибір їхніх типу і параметрів. Подальші дослідження доцільно спрямувати на оптимальні місце розміщення та параметри СНЕ для конкретного графіка навантаження.

Список літератури

1. Жаркін А. Ф., Попов В. А., Ярмолюк О. С., Наталич В. О. Особливості побудови та використання систем накопичення енергії у розподільних мережах. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2022. № 3. С. 44–52. DOI: 10.20535/1813-5420.3.2022.271492.
2. Микуляк В., Волос Р. Зниження втрат електроенергії в розподільних мережах при застосуванні накопичувачів енергії. Світлотехніка й електроенергетика: історія, проблеми, перспективи : матеріали VII Міжнар. наук.-техн. конф. 2024. С. 61–62.
3. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення (EN 50160:2022, IDT). Чинний з 08.12.2023.
4. Plieshkov P. H., Plieshkov S. P. Automatic control of electrical distribution network mode with the voltage unbalance. Науковий вісник Національного гірничого університету. 2019. № 3. DOI: 10.29202/nvngu/2019-3/10.

УДК 621.311:620.92

Богдан Царенко, *здобувач групи МЕСЕ-25,*
Максим Прусс, *PhD, асистент*
Черкаський державний технологічний університет
e-mail: m.pruss@chdtu.edu.ua

Дослідження впливу розподіленої генерації на енергоефективність системи електропостачання промислового підприємства

Промислові підприємства дедалі частіше встановлюють власні джерела електроенергії: фотоелектричні станції, газотурбінні та когенераційні установки. Розподілена генерація (РГ) розміщується поблизу споживача, що підвищує надійність електропостачання та спрощує розподіл енергії між споживачами [1]. Водночас, як показано в [1], нестабільна генерація відновлюваних джерел може створювати небажані перетоки енергії та додаткові втрати потужності. Вплив РГ на енергоефективність узагальнено в табл. 1.

Таблиця 1 – Вплив розподіленої генерації на показники енергоефективності

Показник	Ефект при узгодженому режимі	Ризик при зворотних перетоках	Джерело
Втрати енергії	Зменшуються через скорочення струмів у мережі	Зростають при $I_{РГ} > 2I_L$ (5)	[1]
Надійність	Підвищується завдяки живленню поблизу споживача	Залежить від режиму роботи РГ	[1]
Експлуатація мережі	Узгоджена генерація зменшує коливання потоків	Висока частка змінної генерації ускладнює експлуатацію	[2]

Законодавство дозволяє споживачу встановлювати генеруючі установки для покриття власного споживання без ліцензії, якщо він у жодний період часу не відпускає вироблену енергію в об’єднану енергосистему або мережі інших суб’єктів [3, ст. 58]. Тому енергоефективність РГ визначається не лише обсягом генерації, а й часткою енергії, яка споживається на місці підприємства:

$$K_{сп} = W_{РГ,сп} / W_{РГ} = 1 – W_{зв} / W_{РГ} \quad (1)$$

Для оцінювання розглянуто радіальну мережу підприємства (рис. 1). Чисте навантаження вузла з урахуванням РГ визначається балансом (2), а потоки в гілках та їх втрати — співвідношеннями (3) і (4). Шрам та Качан [1] розраховують усталені режими таких мереж методом вузлових напруг, що дозволяє обрати оптимальний варіант підключення РГ. У спрощеному розрахунку використано радіальну схему з однаковими коефіцієнтами потужності.

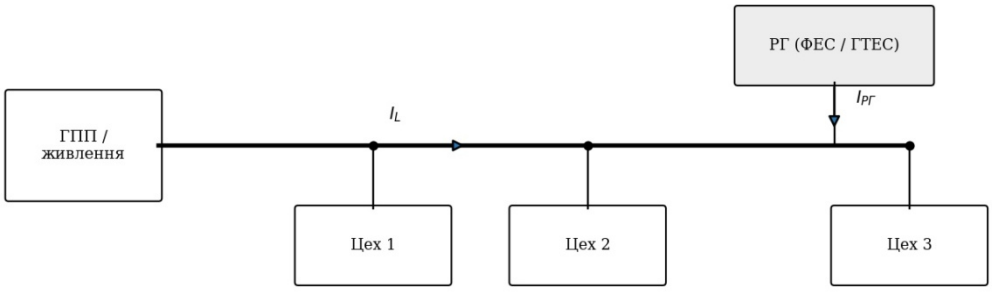


Рисунок 1 – Радіальна ділянка мережі промислового підприємства з РГ (схема)

$$P_{i,мер,t} = P_{i,н,t} - P_{i,РГ,t} \quad (2)$$

$$\Delta W_{вт} = \Sigma_t \Sigma_k R_k (P_{k,t}^2 + Q_{k,t}^2) / U_{ном}^2 \cdot \Delta t, \quad P_{k,t} = \Sigma_{i \in k} P_{i,мер,t} \quad (3)$$

$$\delta_{вт} = (\Delta W_{вт,0} - \Delta W_{вт}) / \Delta W_{вт,0} \cdot 100\ \% \quad (4)$$

Для однієї гілки, живленої з боку джерела струмом I_L, з РГ на її кінці результуючий струм дорівнює $I_L - I_{РГ}$, а втрати пропорційні його квадрату. Відтак відносна зміна втрат є такою:

$$\Delta W_{вт} / \Delta W_{вт,0} \approx ((I_L - I_{РГ}) / I_L)^2 \quad (5)$$

Отже, втрати зменшуються, доки $I_{РГ} < 2I_L$, і стають більшими за початкові при $I_{РГ} > 2I_L$ (рис. 2). Це узгоджується з висновком [1] про небажані перетоки та додаткові втрати, тому розміри РГ слід обирати з урахуванням навантаження, а не лише з огляду на її номінальну потужність.

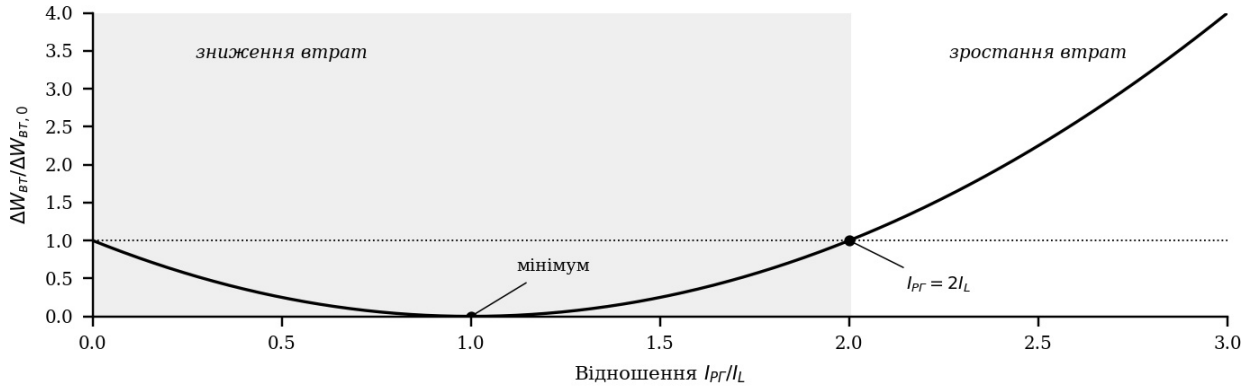


Рисунок 2 – Відносна зміна втрат у гілці залежно від відношення струмів за формулою (5)

Економічний ефект оцінюють формулою (6): власне споживання замінює купівлю енергії за ціною $c_п$, продаж надлишків здійснюється за ціною $c_{пр}$, а зменшення втрат також знижує купівлю. Табл. 2 ілюструє залежність результату від частки експорту.

$$\Delta C = c_п \cdot W_{РГ,сп} + c_{пр} \cdot W_{зв} + c_п \cdot (\Delta W_{вт,0} - \Delta W_{вт}) \quad (6)$$

Таблиця 2 – Умовний розрахунок за формулами (1), (4) і (6) (ілюстративні дані)

Показник	**Сценарій А (переважно власне споживання)**	**Сценарій В (значний експорт)**
Генерація РГ $W_{РГ}$, МВт·год на добу	12,0	12,0
Власне споживання $W_{РГ,сп}$, МВт·год	9,0	4,8
Продаж надлишку $W_{зв}$, МВт·год	3,0	7,2
Частка $K_{сп}$	0,75	0,40
Втрати без РГ $\Delta W_{вт,0}$, МВт·год	0,30	0,30
Втрати з РГ $\Delta W_{вт}$, МВт·год	0,25	0,40
Зміна втрат $\delta_{вт}$, %	+16,7	−33,3
Ефект ΔC, тис. ум. од. ($c_п = 4{,}0$; $c_{пр} = 2{,}0$)	42,2	33,2

Характер перетоків залежить від типу генерації. Фотоелектричні станції мають змінну вихідну потужність, що залежить від інсоляції, тоді як когенераційні та газотурбінні установки дають стабільніший режим [2]. Тому для фотоелектричних станцій важливішим є розрахунок варіантів для різних сезонів і годин доби, а для безперервних установок — узгодження їхнього графіка з навантаженням цехів.

Методика дослідження складається з чотирьох етапів: збір погодинних графіків навантаження та генерації РГ; розрахунок потоків і втрат у гілках без РГ і з РГ за (2)–(3); оцінка зміни втрат за (4) і порівняння з граничним співвідношенням (5); розрахунок економічного ефекту за (6) для сценаріїв власного споживання.

Практичні заходи поєднують вибір місця приєднання РГ, керування потоками, компенсацію реактивної потужності та врахування несиметрії. Систематизацію наведено в

табл. 3. Системи накопичення можуть підвищувати ефективність за рахунок керування потоком потужності та оптимізації режиму напруги [2], а несиметрія напруги, як показано в [4], впливає на втрати потужності в асинхронних двигунах.

Таблиця 3 – Заходи підвищення енергоефективності за наявності РГ

Захід	**Механізм впливу**	**Джерело**
Вибір місця приєднання РГ	Зменшує небажані перетоки та втрати	[1]
Накопичення енергії	Керування потоком потужності та режимом напруги	[2]
Компенсація реактивної потужності та несиметрії	Зменшує втрати та вплив несиметрії	[4]
Узгодження РГ з графіком споживання	Підвищує $K_{сп}$ за (1)	розрахунок

З практичного погляду умова (5) дає орієнтир для вибору потужності РГ. Для кожної ділянки мережі перевіряють, чи не перевищує струм РГ удвічі струм навантаження, що живиться через цю ділянку. Якщо умова порушується, доцільно зменшити потужність генерації, змінити місце її приєднання або організувати власне споживання енергії в години її виробництва.

Результати мають умовний характер: спрощена модель не враховує зміну напруги вздовж мережі, несиметрію фаз і динаміку генерації, яка залежить від погоди. Крім того, законодавство передбачає отримання гарантій походження для енергії з відновлюваних джерел, що використовується виключно для власного споживання [3, ст. 58], тому економічна оцінка має враховувати і цей фактор. Для обґрунтування рішень потрібні розрахунки за реальними графіками навантаження підприємства.

Висновки. Ефект розподіленої генерації на енергоефективність визначається співвідношенням генерації та навантаження, часткою власного споживання і місцем приєднання. За узгодженого режиму РГ зменшує втрати і підвищує надійність, а при значному зворотному перетоці може призвести до їх зростання. Тому проєктування РГ на промисловому підприємстві доцільно виконувати розрахунком усталених режимів для конкретної мережі, а не за номінальною потужністю генераторів.

Список літератури

1. Шрам О. А., Качан Ю. Г. Модель енергоефективної електромережі промислового підприємства з розосередженою генерацією. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2024. № 3. С. 102–109. DOI: 10.20535/1813-5420.3.2024.314615.
2. Жаркін А. Ф., Попов В. А., Ярмолюк О. С., Наталич В. О. Особливості побудови та використання систем накопичення енергії у розподільних мережах. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2022. № 3. С. 44–52. DOI: 10.20535/1813-5420.3.2022.271492.
3. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. Стаття 58.
4. Plieshkov P. H., Plieshkov S. P. Automatic control of electrical distribution network mode with the voltage unbalance. Науковий вісник Національного гірничого університету. 2019. № 3. DOI: 10.29202/nvngu/2019-3/10.

УДК 621.311.243:629.331

Вероніка Щербак, *здобувач групи ЗМЕСЕ-25,*
Максим Прусс, *PhD, асистент*
Черкаський державний технологічний університет
e-mail: m.pruss@chdtu.edu.ua

Дослідження режимів роботи системи електропостачання зарядної інфраструктури електромобілів із інтеграцією відновлюваних джерел енергії

Збільшення кількості електромобілів, зокрема вантажних, змінює структуру навантаження електричних мереж. Зарядні станції створюють пікові навантаження, а більшість локальних систем електропостачання не проєктувалися для такого режиму [1]. Основною проблемою є пікова денна потужність, що виникає, коли одночасно заряджається кілька транспортних засобів, і вона залишається актуальною навіть за наявності відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) [1].

Режим заряджання суттєво впливає на мережу. У роботі [2] розглянуто сценарії заряджання на вимогу, заряджання в непіковий час і комбінований режим з технологією «автомобіль–домівка» (V2H). Дослідження спирається на гіпотезу, що перенесення заряджання на непікові години може суттєво зменшити швидкість старіння розподільних трансформаторів, і потребує перевірки на реальних даних (табл. 1).

Таблиця 1 – Режими заряджання та їх вплив на розподільну мережу (за даними [2])

Режим	Суть	Вплив на мережу
На вимогу (без керування)	Заряджання в будь-який час за бажанням власника	Неконтрольовані піки, ризик перевантаження трансформатора
У непіковий час	Перенесення заряджання на години низького навантаження	Зменшення піків; за гіпотезою — зниження старіння трансформатора
V2H (автомобіль–домівка)	Електромобіль як резервне джерело для побутових потреб	Мінімізація витрат на модернізацію мережі

Для згладжування піків доцільно поєднувати ФЕС із системами накопичення енергії (СНЕ). Фотоелектричні панелі на місці можуть покрити лише частину потреби, оскільки їхня генерація припадає на денні години, а піки споживання станцій часто трапляються вранці та ввечері [1]. СНЕ накопичують надлишок генерації, заряджаються вночі, зменшують пікове навантаження та дають змогу гнучко керувати потоками енергії [1]. Порівняння технологій для таких завдань наведено в табл. 2.

Таблиця 2 – Технології накопичення енергії для зарядних хабів (за даними [1; 3])

Технологія	Переваги	Обмеження
Літій-іонні батареї	Згладжування піку та буфер для нерівномірної ВДЕ, оптимізація за тарифами	Складність утилізації літію [3]
Суперконденсатори	Висока питома потужність і велика кількість циклів	Низька енергетична щільність
Маховики	Висока ефективність і швидка реакція	Значний простір, складні фундаменти
Проточні батареї	Довгий термін служби, масштабованість	Громіздкість для автотранспортних підприємств

Модель зарядного хабу задають балансом потужності (3) і станом накопичувача (1). Сумарне навантаження заряджання визначають з урахуванням одночасно зайнятих постів (2). Ефект згладжування піку оцінюють за (4), частку генерації ВДЕ в заряджанні — за (5), а допустимість напруги — за (6). Схему досліджуваного хабу наведено на рис. 1, а ілюстративну добову криву — на рис. 2.

$$E_{t+1} = E_t + \eta_з \cdot P_{з,t} \cdot \Delta t - P_{р,t} \cdot \Delta t / \eta_р, \quad 0 \le E_t \le E_{max} \qquad (1)$$

$$P_{зар,t} = \Sigma_j P_j \cdot u_{j,t}, \quad u_{j,t} \in \{0; 1\} \qquad (2)$$

$$P_{мер,t} = P_{зар,t} + P_{з,t} - P_{р,t} - P_{фес,t} \qquad (3)$$

$$\delta_{пік} = (P_{max,0} - P_{max}) / P_{max,0} \cdot 100\ \%, \quad P_{max} = \max_t P_{мер,t} \qquad (4)$$

$$K_п = W_{фес \to зар} / W_{зар}, \quad W_{зар} = W_{фес \to зар} + W_{СНЕ \to зар} + W_{мер \to зар} \qquad (5)$$

$$0{,}9 \cdot U_{ном} \le U_{i,t} \le 1{,}1 \cdot U_{ном} \qquad (6)$$

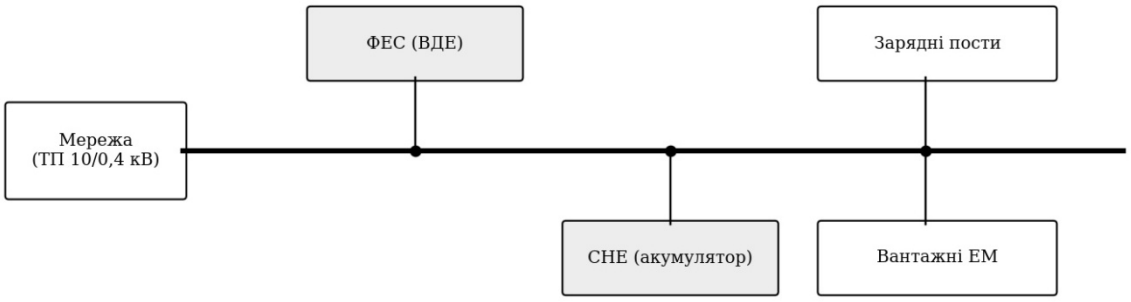


Рисунок 1 – Схема зарядного хабу з ФЕС, СНЕ та мережею (схема)

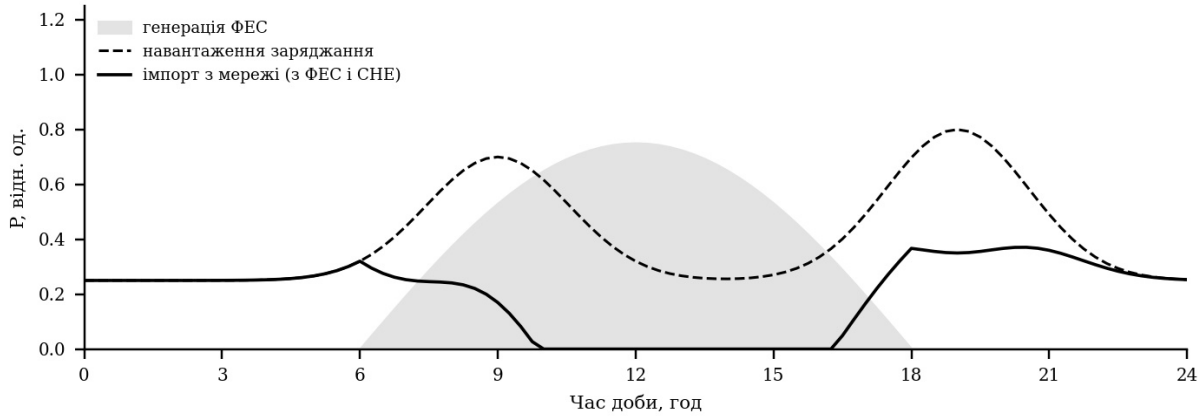


Рисунок 2 – Ілюстративна добова крива навантаження, генерації ФЕС та імпорту з мережі (умовні відносні одиниці)

Накопичувачі можуть підтримувати стабільність напруги та якість електроенергії в мережі [3]. Допустиме відхилення напруги для мереж загального призначення становить ±10 % від номінальної [4], тому вузол із великими зарядними навантаженнями доцільно перевіряти за (6). Для вибору місця приєднання ФЕС і СНЕ можна використати підхід, запропонований у роботі [5].

Реальні добові показники розподільчого центру з ФЕС потужністю 3 МВт на даху площею близько 16 240 м² наведено в табл. 3 [1]. Частку $K_п$ розраховано за (5) як верхню межу, оскільки передбачає повне використання генерації ФЕС для заряджання.

Таблиця 3 – Добові показники розподільчого центру (за даними [1]; $K_п$ розраховано за (5))

Показник	**Січень**	**Липень**
Добова енергія заряджання $W_{зар}$, кВт·год	21 253	21 253
Середня добова генерація ФЕС, кВт·год	4 593	14 799
Нестача з мережі, кВт·год	16 660	6 454
Частка ВДЕ у заряджанні $K_п$	0,22	0,70

Результати показують сезонну асинхронність. Улітку ФЕС покриває близько 70 % добової потреби, а взимку — лише близько 22 %, і з мережі потрібно понад 16 МВт·год на добу. Тому накопичувач доцільно розраховувати на згладжування вечірнього піку, а не на повне покриття добової потреби. Керування заряджанням на непікові години [2] поєднується з цим підходом і зменшує розмір необхідного накопичувача.

Методика дослідження складається з чотирьох етапів: побудова добового графіка заряджання для парку та режимів постів (2); оцінка генерації ФЕС за ресурсом PVGIS, що використано в роботі [1]; розрахунок стану накопичувача (1) і балансу потужності (3) за кожну годину доби; перевірка пікового навантаження (4) і напруги (6). Результати мають обмежену точність: відомості про актуальні добові графіки в умовах воєнного стану недоступні, тому в роботі [1] використано архівні дані, а генерація ФЕС залежить від погоди, що потребує перевірки на фактичних вимірюваннях.

Висновки. Режими роботи зарядної інфраструктури визначаються співвідношенням графіка заряджання та генерації ВДЕ. Ефективне рішення поєднує перенесення заряджання на непікові години, накопичувач для вечірнього піку, перевірку напруги за допустимими межами та обґрунтований вибір місця приєднання ФЕС і СНЕ. Подальші дослідження доцільно виконати для конкретного парку електромобілів на реальних графіках навантаження.

Список літератури

1. Бесараб О. М., Деревенко В. Я., Горковський С. В., Ботнар А. І. Аналіз ролі локальних відновлювальних джерел енергії та систем накопичення енергії у зменшенні пікових навантажень зарядних хабів для вантажних електромобілів. Електротехнічні та комп'ютерні системи. 2026. № 46 (122). С. 135–146. DOI: 10.15276/eltecs.46.122.2026.12.
2. Ноздренков В. С., Дяговченко І. М., Петровський М. В. Методологія аналізу впливу електромобілів на розподільчу мережу: теоретичний підхід. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2024. № 2 (9). С. 36–46. DOI: 10.20998/EREE.2024.2(9).317648.
3. Жаркін А. Ф., Попов В. А., Ярмолюк О. С., Наталич В. О. Особливості побудови та використання систем накопичення енергії у розподільних мережах. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2022. № 3. С. 44–52. DOI: 10.20535/1813-5420.3.2022.271492.
4. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення (EN 50160:2022, IDT). Чинний з 08.12.2023.
5. Шрам О. А., Качан Ю. Г. Модель енергоефективної електромережі промислового підприємства з розосередженою генерацією. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2024. № 3. С. 102–109. DOI: 10.20535/1813-5420.3.2024.314615.

УДК 621.311.243

Олексій Фидря, *здобувач групи ЕЕ-25Мз,*
Наталія Гарасьова, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail:ngarasova@gmail.com

Обґрунтування параметрів фотоелектричної системи об'єкта агропромислового комплексу із сезонним навантаженням

Після переходу від «зеленого» тарифу до ринкових механізмів економічний ефект власної фотоелектричної системи (ФЕС) підприємства визначається насамперед заміщенням купованої електроенергії [1]. Надлишки, видані в мережу, оплачуються за значно нижчою ціною. Тому ефективність ФЕС залежить від частки самоспоживання, тобто від погодинного збігу генерування з графіком навантаження [2].

Для об'єктів агропромислового комплексу (АПК) цей збіг ускладнюється вираженою сезонністю. Найбільше навантаження зернових елеваторів припадає на жовтень–листопад, коли генерування ФЕС мінімальне. Відомі методи вибору параметрів ФЕС розроблено переважно для будівель з рівномірними графіками навантаження [2, 3]. Вони не враховують одночасно сезонності, регульованих технологічних навантажень, обмежень мережі та різної вартості спожитої і проданої електроенергії.

Для обґрунтування параметрів ФЕС з урахуванням цих чинників розроблено комплекс погодинних (8760 год) моделей. Він містить моделі генерування ФЕС, технологічного графіка навантаження, енергобалансу із системою накопичення енергії (СНЕ) та режиму мережі 10/0,4 кВ. Генерування розраховується з урахуванням анізотропії розсіяної радіації за моделлю Perez [4], температури модулів, втрат у модулях та інверторах за моделлю PVWatts [5] і обмеження потужності інверторів. Для умов Кіровоградської області модель дає питомий виробіток 1247 кВт·год/кВт для південної орієнтації з кутом нахилу 30° і коефіцієнт продуктивності 0,855. Втрати від забруднення модулів зерновим пилом прийнято підвищеними (3 %).

Параметри ФЕС обирають впорядкованим перебором за критерієм максимуму чистої приведеної вартості для споживача [6]:

$$\mathrm{NPV} = -K + \sum_{\tau=1}^{T} \frac{c^{\text{к}} E_{\text{сп}\tau} + c^{\text{пр}} E_{\text{вид}\tau} - C_{\text{е}\tau} - C_{\text{з}\tau}}{(1+i)^{\tau}} \to \max, \qquad (1)$$

де K – капітальні витрати; $c^{\text{к}}$, $c^{\text{пр}}$ – ціни купованої та проданої електроенергії; $E_{\text{сп}}$, $E_{\text{вид}}$ – електроенергія ФЕС, спожита об'єктом і видана в мережу, з урахуванням деградації модулів; $C_{\text{е}}$, $C_{\text{з}}$ – експлуатаційні витрати та витрати на заміну інверторів і акумуляторів; i – ставка дисконтування; T – розрахунковий період.

Параметрами ФЕС є встановлена потужність $P_{\text{п}}$, орієнтація модулів, співвідношення потужностей модулів та інверторів $k_{\text{DC/AC}}$, ємність СНЕ і режим видачі в мережу. Обмеженнями є допустимі рівні напруги на шинах 0,4 кВ і на затискачах інверторів, завантаження трансформаторів і потужність видачі за технічними умовами.

Технологічна модель навантаження зернового елеватора відтворює приймання, сушіння, переміщення і відвантаження зерна та активне вентилювання. Потреба у вентилюванні накопичується в «черзі» і задовольняється в години, дозволені за температурою повітря. Це дає змогу моделювати перенесення вентилювання на години генерування ФЕС.

Методику застосовано до елеватора місткістю 50 тис. т у Кіровоградській області з річним прийманням 90 тис. т зерна. Елеватор живиться від КТП 2×630 кВА. Його річне

електроспоживання становить 1197 МВт·год, а найбільше навантаження – 647 кВт. На жовтень–листопад припадає 47 % споживання, але лише 9 % річної сонячної радіації (рис. 1).

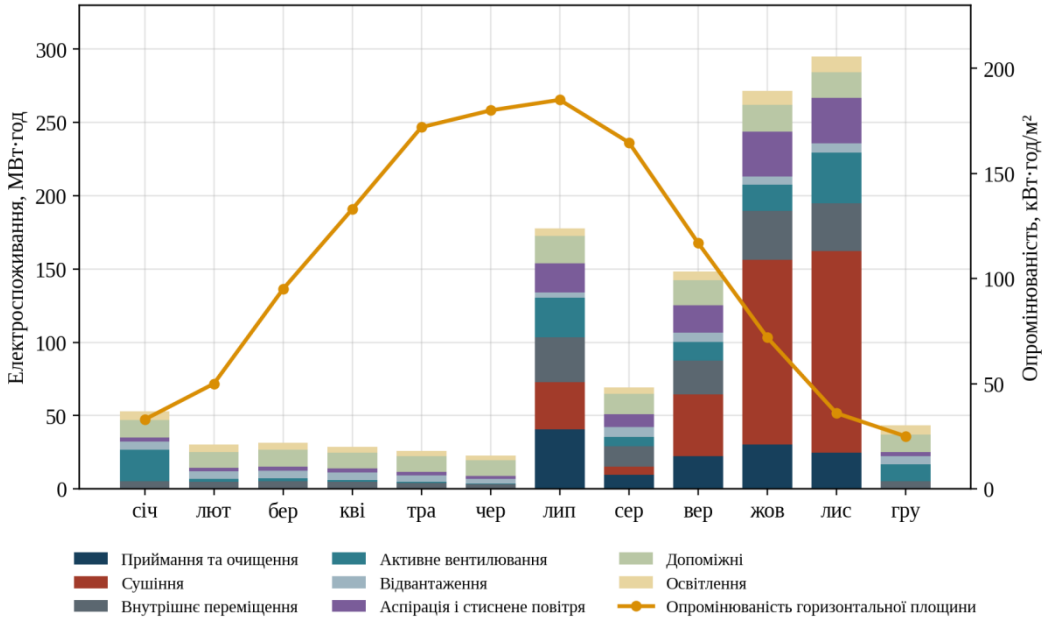


Рисунок 1 - Помісячне електроспоживання елеватора за групами електроприймачів і сонячна радіація

Розглянуто 5376 варіантів для двох способів розміщення модулів: на дахах складів (схід–захід, 12°, до 650 кВт) і на окремій ділянці (південь, 30°, до 800 кВт). Залежність NPV від встановленої потужності наведено на рис. 2. Прийнято ціну купованої електроенергії 8,2 грн/(кВт·год), ціну продажу надлишків 2,2 грн/(кВт·год) і дозволену видачу в мережу до 400 кВт. За цих умов оптимальна потужність наземної ФЕС становить 750 кВт (NPV 12,2 млн грн). Без видачі в мережу вона становить лише 425 кВт (NPV 5,5 млн грн).

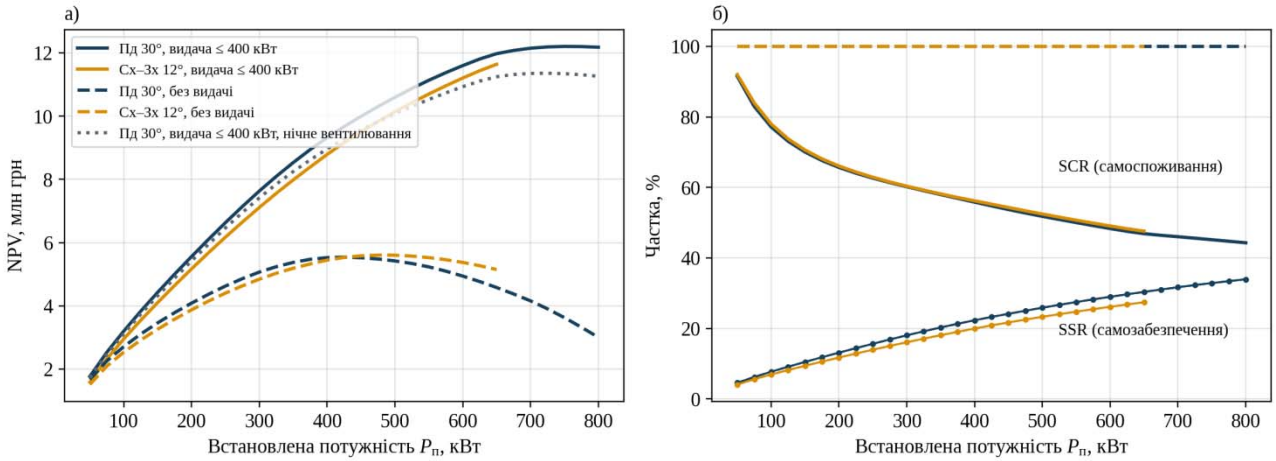


Рисунок 2 - Залежність NPV (а) та часток самоспоживання і самозабезпечення (б) від встановленої потужності ФЕС

Отже, оптимальна потужність ФЕС визначається денним навантаженням у сезон приймання і сушіння зерна та умовами видачі в мережу. Вибір за річним балансом електроенергії дав би близько 960 кВт. Південна орієнтація дає на 14 % більший річний виробіток, ніж орієнтація «схід–захід» на дахах (1247 проти 1075 кВт·год/кВт), і на 43 % більший у жовтні–листопаді. Варіант на дахах обмежений площею (650 кВт, NPV 11,6 млн грн), але потребує на 26 % менших капітальних витрат.

Оптимальне $k_{DC/AC}$ дорівнює найбільшому допустимому для інверторів значенню 1,5. Втрати від обмеження потужності інверторів при цьому становлять 5,4 %, а NPV зростає на

1,05 млн грн порівняно з $k_{DC/AC}$ = 1,0. Перенесення частини активного вентилювання на денні години не потребує капітальних витрат. На інтервал 10:00–16:00 переноситься 29 % енергії вентилювання, причому найбільше навантаження елеватора не зростає. Частка самоспоживання при цьому підвищується з 43,4 до 45,4 %, а NPV – на 0,84 млн грн. СНЕ економічно недоцільна: кожні 100 кВт·год ємності зменшують NPV на 0,7–1,0 млн грн. Її доцільно застосовувати лише для резервування критичних навантажень: за сценарієм відключень у листопаді–грудні СНЕ ємністю 200 кВт·год забезпечує 67 % енергії критичних навантажень (охолодження сушарки, системи керування і термометрії).

Рекомендована ФЕС потужністю 730,8 кВт (1260 модулів, 5 інверторів по 100 кВт) підвищує напругу на затискачах інверторів лише до 106,7 % номінальної, тобто не виходить за межі ±10 %. Протягом 2591 год на рік через один із трансформаторів відбувається зворотне перетікання потужності до 265 кВт. Проте вона зменшує активну потужність, яку елеватор бере з мережі, і tg φ у точці обліку зростає з 0,635 до 0,789. Керування реактивною потужністю інверторів знижує його до 0,397 без додаткових витрат. ФЕС покриває 32,4 % споживання елеватора. Капітальні витрати становлять 19,37 млн грн, NPV – 12,18 млн грн, IRR – 24 %, дисконтований строк окупності – 7,6 року.

Методику застосовано також до інших об'єктів АПК з таким самим річним споживанням (табл. 1). Без видачі в мережу раціональна потужність ФЕС визначається збігом сезонного й добового графіків навантаження з генеруванням. Вона становить від 290 кВт/ГВт·год для молочно-товарної ферми до 565 кВт/ГВт·год для зрошувальної насосної станції. З видачею в мережу оптимальна потужність майже лінійно зростає з ціною продажу надлишків.

Таблиця 1 - Раціональні параметри ФЕС для об'єктів АПК (річне споживання 1197 МВт·год, ціна продажу надлишків 2,2 грн/(кВт·год))

Тип об'єкта	$P_п/E$ **без видачі, кВт/ГВт·год**	$P_п/E$ **з видачею, кВт/ГВт·год**	**SSR без видачі, %**	**SSR з видачею, %**
Молочно-товарна ферма	290	605	27,9	36,5
Зрошувальна насосна станція	565	730	37,0	42,5
Холодильне сховище	335	605	28,9	36,3
Зерновий елеватор	355	625	23,2	32,9

Висновки. Для об'єктів АПК із сезонним навантаженням параметри ФЕС слід обґрунтовувати погодинним моделюванням з урахуванням технологічних режимів, умов видачі в мережу та режимів мережі. Запропонована методика дає змогу обрати потужність, орієнтацію і співвідношення DC/AC ФЕС, а також оцінити ефект керування навантаженням і доцільність СНЕ.

Список літератури

1. Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України : Закон України від 30.06.2023 № 3220-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20 (дата звернення: 10.10.2026).
2. Luthander R., Widén J., Nilsson D., Palm J. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. Applied Energy. 2015. Vol. 142. P. 80–94.
3. Khatib T., Mohamed A., Sopian K. A review of photovoltaic systems size optimization techniques. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2013. Vol. 22. P. 454–465.
4. Perez R., Ineichen P., Seals R., Michalsky J., Stewart R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. Solar Energy. 1990. Vol. 44, № 5. P. 271–289.
5. Dobos A. P. PVWatts Version 5 Manual. Golden : National Renewable Energy Laboratory, 2014. NREL/TP-6A20-62641.
6. Short W., Packey D. J., Holt T. A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. Golden : National Renewable Energy Laboratory, 1995. NREL/TP-462-5173.

УДК 621.313.333:621.316.1

Володимир Висота, *здобувач групи ЕЕ-25М,*
Руслан Телюта, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: teliutarv@gmail.com

Оцінка енергетичних показників асинхронного двигуна в умовах несиметрії напруги систем електроспоживання

Асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором становлять основу електроприводу промислових підприємств, тому навіть незначне погіршення їхньої ефективності помітно впливає на енергоспоживання. Водночас підвищення енергоефективності законодавчо визначено пріоритетом державної політики [1]. У мережах 0,38 кВ одним із поширених чинників такого погіршення є несиметрія напруги. Її зумовлюють нерівномірний розподіл однофазних і міжфазних навантажень між фазами та фонова несиметрія мереж 6–10 кВ. Стандарт EN 50160 допускає коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} до 2 % [2]. Проте навіть така несиметрія спричиняє в двигуні струми зворотної послідовності, що в кілька разів перевищують несиметрію напруги, а з ними додаткові втрати, нерівномірне нагрівання і пульсації моменту [3, 4].

Поширені інженерні оцінки ґрунтуються на сталих параметрах схеми заміщення або на кратності пускового струму і не враховують зростання активного опору ротора за частоти струму зворотної послідовності близько 100 Гц. Як показано в [5], коефіцієнти зниження навантаження за чинними стандартами, зокрема NEMA MG 1 [6], лише частково захищають сучасні двигуни підвищених класів енергоефективності. Рівня напруги прямої послідовності ці коефіцієнти не враховують. Метою роботи є підвищення точності оцінки енергетичних показників асинхронного двигуна за несиметрії напруги та обґрунтування економічно доцільних заходів зі зменшення її впливу.

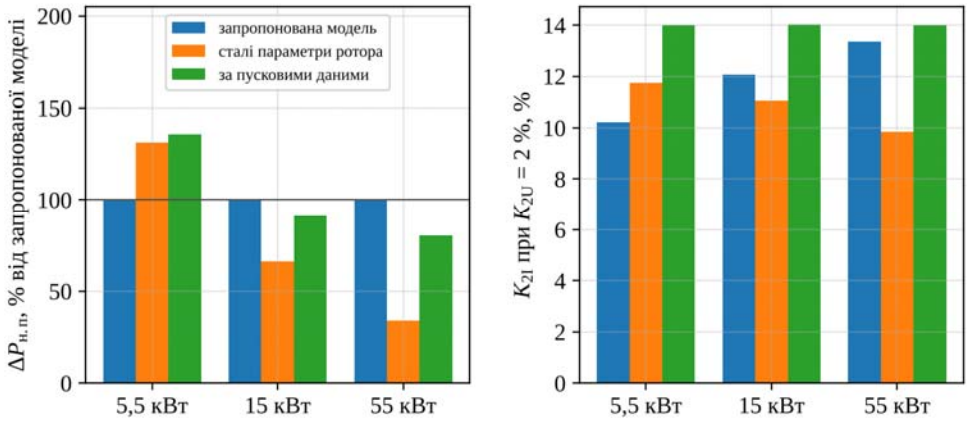
Запропонована методика поєднує три моделі: модель двигуна за симетричними складовими зі схемою заміщення з подвійною кліткою ротора, теплову схему заміщення з окремими вузлами фаз обмотки та модель мережі 0,38 кВ. Параметри схеми заміщення визначаються лише за каталожними даними: номінальними ККД, коефіцієнтом потужності, ковзанням, кратностями пускового струму, пускового і максимального моментів. Ідентифікація враховує розподіл втрат за IEC 60034-2-1 [7] і насичення шляхів розсіювання. Для типових двигунів класу IE2 потужністю 5,5, 15 і 55 кВт розбіжність розрахункових і каталожних показників не перевищує 4 %. Це значно менше за допуски на каталожні показники, встановлені IEC 60034-1 [8]. Розбіжність із динамічною моделлю в координатах αβ не перевищує 1,6 %. Розрахунки реалізовано мовою Python з бібліотекою SciPy [9]. Активний опір ротора за частоти струму зворотної послідовності перевищує номінальний у 1,07, 1,73 і 2,78 раза відповідно, тобто ефект витіснення струму зростає з потужністю двигуна.

Для двигуна 15 кВт коефіцієнт несиметрії струмів становить $K_{2I} \approx 6{,}0K_{2U}$. Оцінка за кратністю пускового струму (7,0) завищена, бо для невеликих струмів зворотної послідовності шляхи розсіювання не насичені. Додаткові втрати від несиметрії пропорційні квадрату K_{2U}: 24,9 Вт (1,6 % від номінальних втрат) за 2 % і 155,9 Вт (10,1 %) за 5 %. ККД знижується відповідно на 0,13 і 0,84 в. п. Майже половина приросту втрат припадає на ротор. Додаткові втрати практично не залежать від навантаження, тому за неповного завантаження відносне погіршення ККД більше, що узгоджується з [3]. Для інженерних оцінок отримано вираз

$$\Delta P_{\text{н.п}} \approx c\, P_{\text{н}}\, K_{2U}^2, \qquad (1)$$

де $\Delta P_{\text{н.п}}$ – додаткові втрати від несиметрії, Вт; $P_{\text{н}}$ – номінальна потужність двигуна, кВт; $K_{2\text{U}}$ – коефіцієнт несиметрії напруги, %; $c \approx 0{,}4$ Вт/(кВт·%^{2}) – питомий коефіцієнт для двигунів класу IE2 потужністю 5–55 кВт.

Порівняння зі спрощеними способами розрахунку наведено на рис. 1. Модель зі сталими параметрами ротора занижує додаткові втрати двигунів 15 і 55 кВт на 34 і 66 %, а для двигуна 5,5 кВт завищує їх на 31 %. Оцінка за пусковими даними дає похибку від –19 до +36 %. Показник несиметрії LVUR, на якому ґрунтуються рекомендації NEMA, за однакового значення допускає розкид додаткових втрат до 43 %. Це підтверджує висновок [10] про невизначеність традиційних показників несиметрії під час оцінювання її наслідків для двигунів. Тому енергетичні наслідки несиметрії слід оцінювати за $K_{2\text{U}}$, визначеним через симетричні складові.



ліворуч – додаткові втрати, % від результату запропонованої моделі; праворуч – коефіцієнт несиметрії струмів

Рисунок 1 – Порівняння способів розрахунку за $K_{2\text{U}}$ = 2 %

Допустиме навантаження визначено за умовою, що перевищення температури найбільш нагрітої фази обмотки не перевищує номінального (рис. 2). За номінальної напруги прямої послідовності рекомендації NEMA консервативні: за $K_{2\text{U}}$ = 3 % модель дає коефіцієнт допустимого навантаження 0,924–0,949 проти 0,88. Проте за напруги $0{,}9U_{\text{н}}$ модель дає 0,889, тобто практично стільки ж, як NEMA, а за $K_{2\text{U}}$ = 1 % – 0,925 проти 1,0. Отже, допустиме навантаження потрібно визначати за спільною дією несиметрії та відхилення напруги. Кут комплексного коефіцієнта несиметрії не впливає на сумарні втрати, але змінює перевищення температури найбільш нагрітої фази обмотки (85,6–88,1 К за $K_{2\text{U}}$ = 3 %). Це узгоджується з висновком [4] про нерівномірне нагрівання двигуна за несиметрії. За несиметрії 2 % і номінального навантаження ресурс ізоляції скорочується до 0,73 від базового.

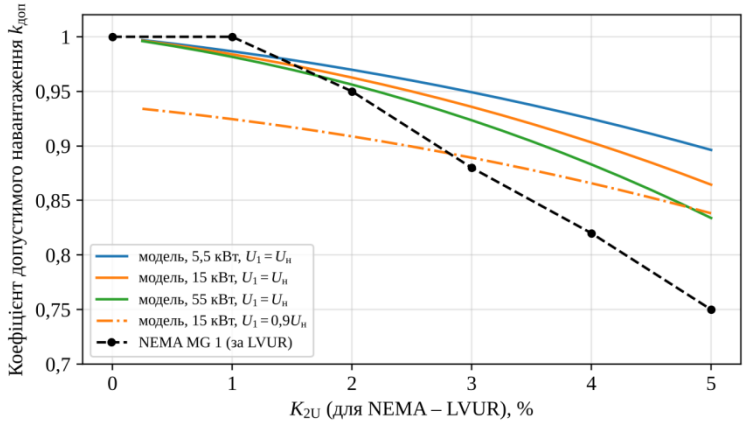


Рисунок 2 – Коефіцієнт допустимого навантаження двигунів залежно від несиметрії напруги

Розрахунки виконано для умовної виробничої дільниці з типовими довідковими параметрами: трансформатор 250 кВ·А, дев'ять двигунів загальною потужністю 137 кВт, одинадцять однофазних і міжфазних навантажень, фонова несиметрія 1,2 %. На шинах розподільного пункту значення K_{2U} 95 % забезпеченості становить 2,13 %. Річні втрати від несиметрії дорівнюють 3106 кВт·год, з них у двигунах лише 395 кВт·год. Решта припадає на трансформатор і лінію і спричинена струмами нульової та зворотної послідовностей. Оптимальний розподіл однофазних навантажень між фазами знайдено повним перебором 177147 варіантів з урахуванням добових графіків і станів зварювального обладнання. Він потребує перепідключення п'яти навантажень, знижує K_{2U} до 1,12 % і зменшує втрати на 86 %. За капіталовкладень 35 тис. грн цей захід окупається за 1,7 року (NPV 85,8 тис. грн, IRR 71 %). Пасивний і активний симетрувальні пристрої, зокрема з адаптивним регулюванням [11], також забезпечують норму якості. Проте через власні втрати вони не зменшують сумарних втрат, тому вибір засобу симетрування має враховувати його енергетичний ефект.

Таким чином, урахування частотної залежності параметрів ротора і рівня напруги прямої послідовності суттєво уточнює оцінку енергетичних наслідків несиметрії. Найбільш економічним засобом її зменшення в мережах 0,38 кВ підприємств є обґрунтований перерозподіл однофазних навантажень.

Список літератури

1. Про енергетичну ефективність : Закон України від 21.10.2021 № 1818-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20 (дата звернення: 13.10.2026).
2. EN 50160:2022. Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks. Brussels : CENELEC, 2022.
3. Effects of voltage unbalance and harmonics on drive systems with induction motor / H. G. Beleiu et al. *Journal of Taibah University for Science*. 2022. Vol. 16, № 1. P. 381–391. DOI: 10.1080/16583655.2022.2064670.
4. Adouni A., Marques Cardoso A. J. Thermal analysis of low-power three-phase induction motors operating under voltage unbalance and inter-turn short circuit faults. *Machines*. 2021. Vol. 9, № 1. Art. 2. DOI: 10.3390/machines9010002.
5. Derating of induction motors due to power quality issues considering the motor efficiency class / P. D. Donolo et al. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2020. Vol. 56, № 2. P. 961–969.
6. ANSI/NEMA MG 1-2021. Motors and Generators. Rosslyn : National Electrical Manufacturers Association, 2021.
7. IEC 60034-2-1:2024. Rotating electrical machines – Part 2-1: Standard methods for determining losses and efficiency from tests (excluding machines for traction vehicles). Geneva : IEC, 2024.
8. IEC 60034-1:2022. Rotating electrical machines – Part 1: Rating and performance. Geneva : IEC, 2022.
9. SciPy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in Python / P. Virtanen et al. *Nature Methods*. 2020. Vol. 17. P. 261–272.
10. Silva M. D. C., Ferreira Filho A. de L. An alternative methodology for quantifying voltage unbalance based on the effects of the temperatures and efficiency of induction motors. *IEEE Access*. 2022. Vol. 10. P. 83567–83579.
11. Панов А. О., Гриценко С. Д., Галько С. В. Розробка нечіткого алгоритму регулювання коефіцієнтів несиметрії напруги за зворотною і нульовою послідовностями. *Праці Таврійського державного агротехнологічного університету*. 2024. Вип. 24, т. 3. С. 95–104. DOI: 10.32782/2078-0877-2024-24-3-8.

УДК 621.314.21:621.315.615.2

Денис М'ясковський, *здобувач групи ЕЕ-25Мз,*
Руслан Телюта, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: teliutarv@gmail.com

Підвищення надійності електротехнічних систем електроспоживання шляхом удосконалення діагностики трансформаторних олив

Надійність електропостачання промислових споживачів значною мірою визначається станом силових трансформаторів головних понижувальних (ГПП) і цехових трансформаторних підстанцій (ТП). Значна частина трансформаторного парку підприємств України відпрацювала нормативний строк служби, а його оновлення стримується вартістю обладнання та наслідками пошкоджень енергетичної інфраструктури. За таких умов основним засобом підтримання надійності стає продовження ресурсу наявного обладнання на основі достовірної оцінки його фактичного технічного стану [1]. Найінформативнішим методом діагностування маслонаповнених трансформаторів під робочою напругою є хроматографічний аналіз розчинених у оливі газів (ХАРГ), результати якого інтерпретують методами відношень концентрацій, трикутником Дюваля та іншими методами [2–4].

Відомі методи інтерпретації ставлять діагноз за абсолютними концентраціями газів у пробі. Проте в трансформаторах з тривалим строком експлуатації проба містить не лише гази поточного дефекту, а й фонові гази нормального старіння ізоляції, які спотворюють співвідношення концентрацій. Похибки вимірювань і надійність самого діагнозу при цьому не враховуються, періодичність контролю встановлюється регламентно, а для цехових трансформаторів 10/0,4 кВ ХАРГ, як правило, не виконують.

Для кількісної оцінки цих чинників розроблено імітаційну модель газоутворення. Вона генерує результати ХАРГ із заданим видом дефекту (часткові розряди PD, розряди D1, D2, термічні дефекти T1–T3) з урахуванням мінливості газових сигнатур, фонових газів і похибок хроматографічного аналізу. Обчислювальний експеримент на 12 000 модельних випадках (рис. 1) показав, що без фонових газів найбільшу частку правильних діагнозів забезпечує трикутник Дюваля – 84,6 %. За наявності фонових газів вона знижується до 61,8 %, для методу IEC 60599 – з 77,3 до 41,2 %, а частки помилкових діагнозів сягають 32,3 і 46,6 % відповідно.

Запропоновано удосконалену методику, у якій діагноз ставиться за приростами концентрацій газів між послідовними відборами проб з урахуванням похибок обох вимірювань:

$$\Delta c_g = c_g(t_k) - c_g(t_{k-1}), \quad \sigma_{\Delta g} = \sqrt{(\sigma_g^2(t_k) + \sigma_g^2(t_{k-1}))}, \tag{1}$$

де $c_g(t_k)$ – концентрація газу g у k-й пробі, мкл/л; σ_g – стандартне відхилення результату вимірювання, мкл/л.

Процес газоутворення вважається виявленим, якщо приріст хоча б одного газу перевищує $3\sigma_{\Delta g}$ і мінімальне значуще значення. Невизначеність діагнозу оцінюється методом Монте-Карло [5]: кожну з N реалізацій вектора приростів інтерпретують трикутником Дюваля (D) і методом IEC 60599 (R), а ймовірність класу дефекту k визначають як

$$P_k = (1/N)\,\Sigma_j\,[w_D\,I(D(\Delta\mathbf{c}^{(j)}) = k) + w_R\,I(R(\Delta\mathbf{c}^{(j)}) = k)], \tag{2}$$

де $w_D = 0{,}6$, $w_R = 0{,}4$ – вагові коефіцієнти методів; $I(\cdot)$ – індикаторна функція. Якщо найбільша ймовірність групи дефектів менша за 0,6, діагноз вважається невизначеним і призначається повторний відбір проби. Накопичене зношення характеризує індекс технічного стану

$$\text{ІТС} = 100\,(1 - w_\Г\, d_\Г - w_\text{О}\, d_\text{О} - w_\П\, d_\П), \qquad (3)$$

де $d_\Г$, $d_\text{О}$, $d_\П$ – нормовані ступені погіршення за розчиненими газами, показниками оливи і ступенем полімеризації паперу, визначеним за вмістом фуранів; $w_\Г = 0{,}4$, $w_\text{О} = w_\П = 0{,}3$.

За наявності фонових газів методика підвищує частку правильних діагнозів з 61,8 до 76,3 % і зменшує частку помилкових у 2,7 раза – з 32,3 до 11,9 %. Імовірність виявлення зароджуваного дефекту за один контроль зростає з 44,0 до 77,3 %, а ймовірність хибної тривоги зменшується з 17,4 до 2,8 %.

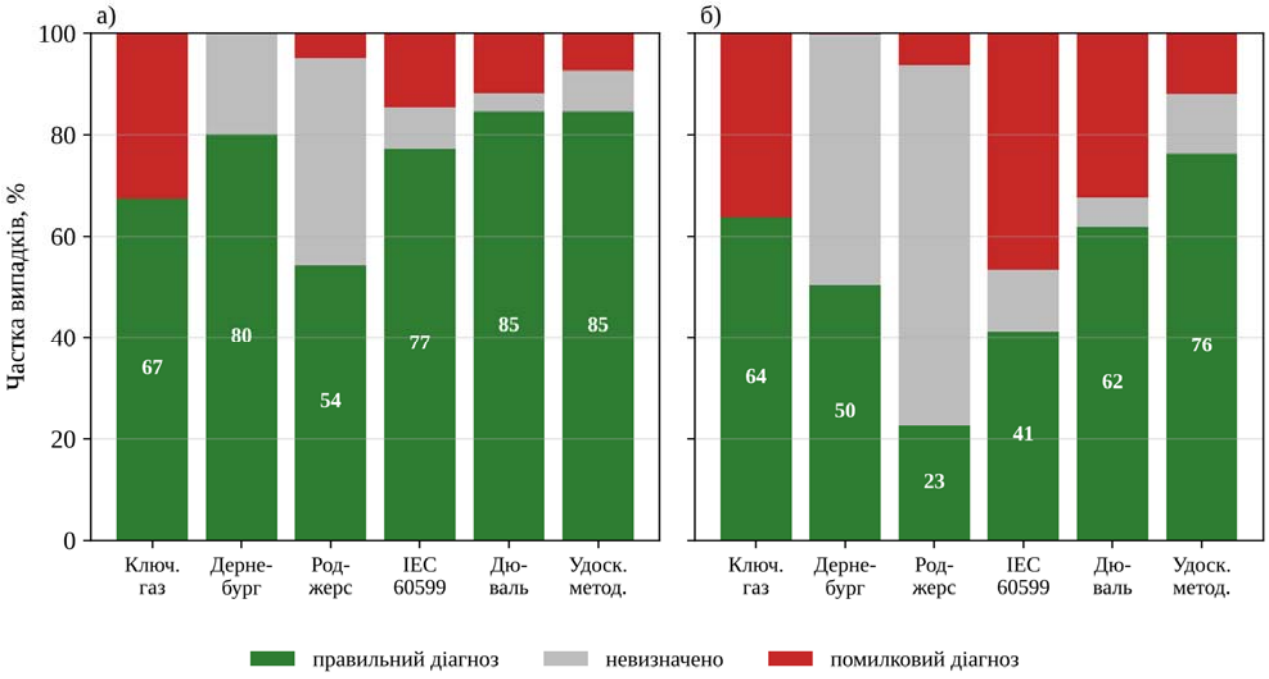


Рисунок 1 – Частки правильних, невизначених і помилкових діагнозів методів інтерпретації ХАРГ: а – без фонових газів; б – з фоновими газами

Щоб перейти від достовірності діагностики до показників надійності, розроблено марковську модель трансформатора зі станами «справний – зароджуваний дефект – розвинений дефект – відмова». Модель враховує періодичність контролю, залежну від інтервалу ймовірність виявлення дефекту, онлайн-моніторинг і технічний стан трансформатора через ІТС. Похибка моделі відносно прямого статистичного моделювання не перевищує 0,0003 за ймовірністю відмови. Оптимальний інтервал контролю визначено за мінімумом річних витрат

$$T^{*} = \arg\min C(T), \qquad C(T) = C_\text{д}(T) + \omega_2 C_2 + \omega_3 C_3 + \lambda_\text{F}(T)(C_\text{F} + c_\text{н} W_\text{F}), \qquad (4)$$

де $C_\text{д}$ – витрати на діагностику; ω_2, ω_3 – частоти планового обслуговування і ремонтів; C_2, C_3, C_F – вартість планового обслуговування, ремонту та аварійного ремонту; λ_F – параметр потоку відмов; $c_\text{н}$ – питомий збиток від недовідпуску електроенергії; W_F – недовідпуск на одну відмову.

Методику застосовано для умовного промислового підприємства з типовими параметрами: найбільше навантаження 18 МВт, ГПП 110/10 кВ з двома трансформаторами по 16 МВА, десять цехових ТП 10/0,4 кВ. Оптимальні інтервали контролю становлять 2–6 міс. для трансформаторів ГПП і 6–24 міс. для цехових трансформаторів залежно від ІТС. Порівняння стратегій діагностування (табл. 1) показало, що удосконалена лабораторна діагностика з адаптивною періодичністю (V2) порівняно з чинною практикою (V1) знижує параметр потоку відмов трансформаторів на 71 %, недовідпуск електроенергії – на 67 %, а сумарні річні витрати – з 940,7 до 537,6 тис. грн. Онлайн-моніторинг на ГПП (V3, V4) додатково підвищує надійність незначно, а витрати збільшує.

Таблиця 1 – Показники надійності та витрати за стратегіями діагностування

Показник	V1	V2	V3	V4
Параметр потоку відмов трансформаторів, 1/рік	0,225	0,0647	0,0625	0,0623
Недовідпуск електроенергії, МВт·год/рік	1,61	0,54	0,48	0,48
Сумарні річні витрати, тис. грн/рік	940,7	537,6	563,4	746,5
Капітальні вкладення, тис. грн	–	560	1 660	5 760

V1 – чинна практика; V2 – удосконалена лабораторна діагностика; V3, V4 – V2 з датчиками водню або багатогазовими онлайн-аналізаторами на трансформаторах ГПП

За капітальних вкладень 560 тис. грн чиста приведена вартість стратегії V2 за 12 років становить 1,63 млн грн, дисконтований строк окупності – 1,7 року, внутрішня норма дохідності – 72 %.

Отже, діагностування за приростами концентрацій газів з оцінюванням невизначеності діагнозу та інтегральним індексом технічного стану істотно підвищує достовірність виявлення дефектів трансформаторів з тривалим строком експлуатації. Поєднання методики з марковською моделлю надійності дає змогу обґрунтовано призначати індивідуальну періодичність контролю, що для умовного підприємства зменшує кількість відмов трансформаторів на 71 % за строку окупності менше двох років.

Список літератури

1. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року : розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.04.2023 № 373-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-р (дата звернення: 13.10.2026).
2. IEC 60599:2022. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis. Geneva : IEC, 2022.
3. IEC 60296:2020. Fluids for electrotechnical applications – Mineral insulating oils for electrical equipment. Geneva : IEC, 2020.
4. Wani S. A., Rana A. S., Sohail S., Rahman O., Parveen S., Khan S. A. Advances in DGA based condition monitoring of transformers: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2021. Vol. 149. Art. 111347. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111347.
5. Virtanen P., Gommers R., Oliphant T. E. et al. SciPy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in Python. Nature Methods. 2020. Vol. 17. P. 261–272.

УДК 621.313.333

Ксенія Москаленко, *здобувач групи ЕЕ-24,*
Єлізавєта Самокрик, *здобувач групи ЕЕ-24,*
Наталія Гарасьова, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail:ngarasova@gmail.com

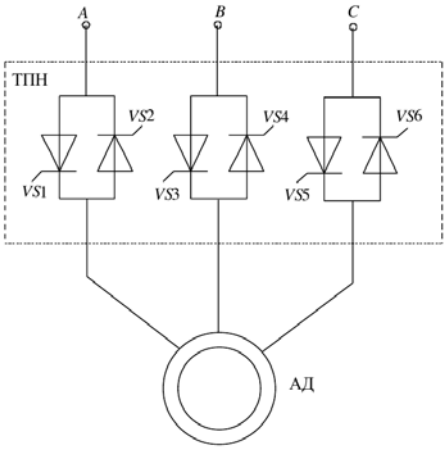
Енергетичні та динамічні показники плавного пуску асинхронних двигунів від тиристорних перетворювачів напруги

Асинхронні двигуни (АД) з короткозамкненим ротором становлять основу електроприводу більшості промислових комплексів. Основним недоліком їх прямого пуску є кидок струму, що в 5–7 разів перевищує номінальне значення [1], та ударні електромагнітні моменти. Вони спричиняють небезпечні динамічні навантаження в обмотках двигуна й елементах кінематичного ланцюга приводу, просідання напруги в мережі та додаткові втрати електричної енергії, особливо при частих пусках. Пуск при зниженій напрузі (реактори, автотрансформатори, перемикання «зірка–трикутник») усуває їх лише частково. Сучасним рішенням є плавний пуск за допомогою тиристорного перетворювача напруги (ТПН), який

зберігає частоту живлення, простіший і дешевший за перетворювач частоти та дає змогу керувати пусковим струмом і моментом [2, 3]. У сучасних пристроях плавного пуску після завершення розгону тиристори шунтуються обвідним контактором, що зменшує втрати в силовому колі [4].

Мета роботи - за результатами моделювання порівняти динамічні та енергетичні показники прямого й керованого пуску АД від ТПН та оцінити вплив тривалості наростання напруги на пускові втрати енергії.

Силова частина ТПН (рис. 1) складається з шести тиристорів, які вмикаються попарно зустрічно-паралельно в статорні кола двигуна. Перетворювач регулює діюче значення першої гармоніки фазної напруги зміною кута відкриття тиристорів α у діапазоні від α = φ до 180° (φ – кут відставання струму від напруги), при цьому напруга U_1 змінюється від $U_{1ном}$ до нуля. Частота $f_1 = f_{1ном}$ лишається незмінною, тому синхронна швидкість і критичне ковзання не змінюються, а регулюється лише момент двигуна, що пропорційний квадрату напруги: $M = f(U_1^2)$.

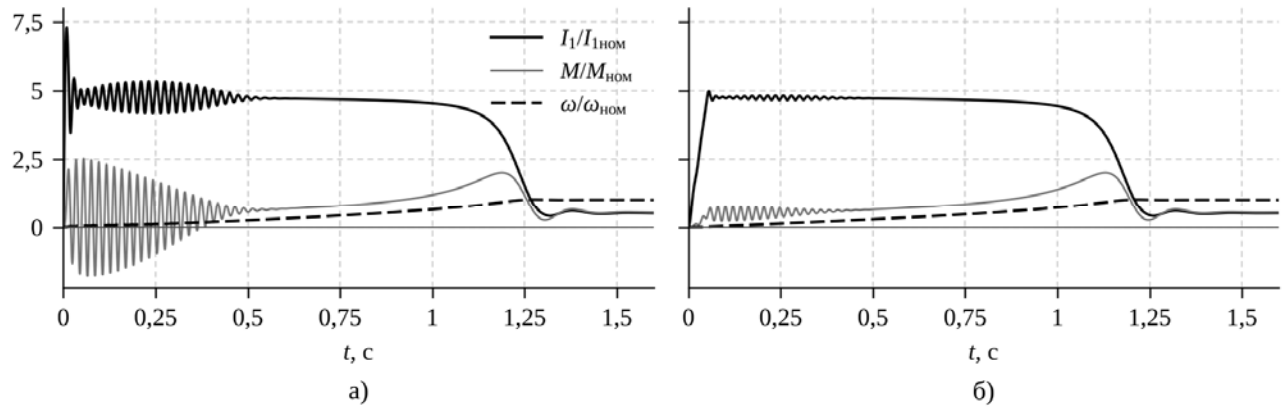


VS1–VS6 – тиристори; ТПН – тиристорний перетворювач напруги; АД – асинхронний двигун

Рисунок 1 – Схема силової структури системи ТПН–АД

Дослідження виконано моделюванням двигуна 4А225М2У3 ($P_{ном}$ = 55 кВт, $U_{1ном}$ = 220 В, $\cos\varphi_{ном}$ = 0,92, $\eta_{ном}$ = 0,91, $s_{ном}$ = 1,8 %, p = 1, $J_д$ = 0,25 кг·м²) за Т-подібною схемою заміщення в нерухомій системі координат α–β без урахування насичення та витіснення струму ротора. Параметри схеми за каталожними даними: R_1 = 0,0567 Ом, R'_2 = 0,0409 Ом, X_1 = 0,201 Ом, X'_2 = 0,258 Ом, $X_μ$ = 14,59 Ом. ТПН подано ідеальним джерелом із лінійним наростанням амплітуди першої гармоніки напруги від нуля до $U_{1ном}$ за час $t_{рег}$ при f_1 = 50 Гц; навантаження вентиляторного типу: $M_c = M_{с.ном}(ω/ω_{ном})^2$. Модель при $M_c = M_{ном}$ дає ковзання 1,85 % (за каталогом 1,8 %). Пускові втрати визначали як $\Delta W = \int(P_{Cu}(t) - P_{Cu.yc})dt$, де P_{Cu} – миттєві втрати в міді обмоток статора й ротора, $P_{Cu.yc}$ – їх усталене значення. Подібні моделі з лінійним наростанням напруги були перевірені експериментально [5].

При прямому пуску динамічний (ударний) момент на початку перехідного процесу істотно перевищує усталені значення й змінює знак, що негативно впливає на механічну частину приводу та надійність механізмів. На рис. 2 порівняно прямий пуск і керований пуск від ТПН ($t_{рег}$ = 0,05 с) при $J = 2J_д$ та $M_c = 0{,}5M_{ном}$. При прямому пуску момент коливається від $–1{,}78M_{ном}$ до $+2{,}53M_{ном}$ протягом близько 0,4–0,5 с, а перший кидок струму сягає 7,3 амплітуди номінального. У разі керованого пуску максимум моменту знижується до $2{,}02M_{ном}$, від'ємних значень момент не набуває, а кидок струму зменшується до 5,0, тобто практично до усталеного пускового значення (≈4,8). Отже, ТПН дозволяє істотно обмежити ударні моменти й виключити негативні піки моменту.



$I_1/I_{1ном}$ – відносна амплітуда струму статора; $M/M_{ном}$ – відносний момент; $\omega/\omega_{ном}$ – відносна швидкість

Рисунок 2 – Перехідні процеси АД 4А225М2У3 при $J = 2J_д$ та $M_с = 0{,}5M_{ном}$: а – прямий пуск; б – керований пуск ($t_{рег} = 0{,}05$ с)

Енергетичні показники визначаються втратами в міді обмоток статора та ротора. На перебіг електромагнітних перехідних процесів і втрати впливають час наростання напруги, момент інерції та момент опору механізму. Існування оптимальної тривалості наростання напруги, за якої втрати мінімальні, підтверджується також експериментально-модельними дослідженнями [3]. Результати моделювання наведено на рис. 3 у вигляді відношення втрат при керованому пуску $\Delta W_{кер}$ до втрат при прямому пуску $\Delta W_{пп}$. Втрати різко зменшуються при збільшенні $t_{рег}$ від 0 с до ≈0,02 с, що відповідає одному періоду напруги мережі: при повільнішому наростанні напруги вільна складова потоку статора майже не збуджується. При $t_{рег} = 0{,}02$ с $\Delta W_{кер}/\Delta W_{пп} = 0{,}90$–$0{,}92$ залежно від моменту опору, зниження втрат відбувається на 8–10 %. Подальше збільшення $t_{рег}$ до 0,2 с змінює відношення $\Delta W_{кер}/\Delta W_{пп}$ лише в межах 0,89–0,92, тобто втрати при збільшені часу наростання напруги не перевищують втрати при прямому пуску двигуна. При меншому моменті інерції ($J = Jд$) відносне зниження втрат більше й становить 13–15 %.

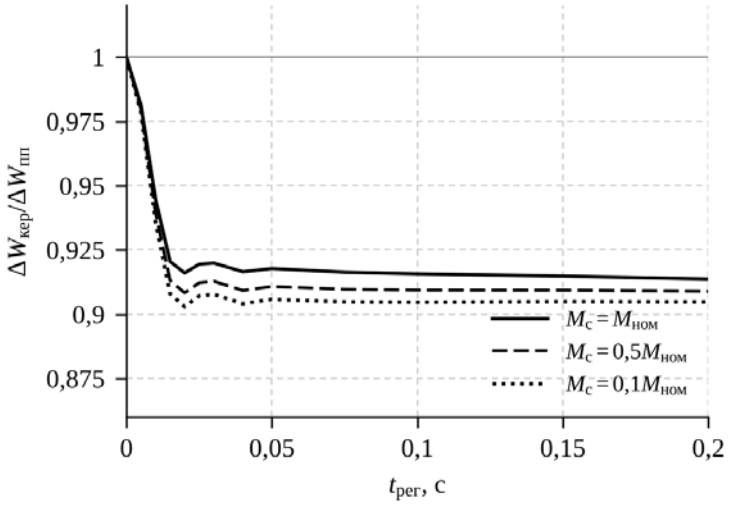


Рисунок 3 – Залежність відношення втрат $\Delta W_{кер}/\Delta W_{пп}$ від часу регулювання $t_{рег}$ для АД 4А225М2У3 при $J = 2J_д$ і різних $M_с$

Оцінимо економічний ефект для розглянутого двигуна. Моделювання при $M_с = 0{,}5M_{ном}$ дає втрати при прямому пуску $\Delta W_{пп} = 73{,}9$ кВт·с, а при $t_{рег} = 0{,}02$ с – $\Delta W_{кер} = 67{,}1$ кВт·с (відношення 0,908). Зниження втрат становить $\Delta W = 6{,}8$ кВт·с $= 1{,}89 \cdot 10^{-3}$ кВт·год за пуск. Вартість економії електроенергії:

$$C = c_0 \cdot \Delta W \cdot z \cdot T, \qquad (1)$$

де $c_0 = 9{,}7$ грн/(кВт·год) – тариф; $z = 15$ – кількість пусків за годину; $T = 4500$ год – тривалість роботи за рік. Підстановка дає $C = 9{,}7 \cdot 1{,}89 \cdot 10^{-3} \cdot 15 \cdot 4500 \approx 1237$ грн на рік.

Економія невелика, але вона досягається без додаткових вкладень, якщо ТПН уже встановлено для плавного пуску.

Висновки. Плавний пуск від ТПН значно обмежує ударні моменти й кидок пускового струму та виключає від'ємні піки електромагнітного моменту, які при прямому пуску навантажують механічну частину приводу.

Пускові втрати енергії в обмотках зменшуються при збільшенні часу наростання напруги до значення порядку одного періоду мережі й далі майже не змінюються. Тому тривалість наростання слід вибирати за умовами обмеження струму та моменту, без енергетичних втрат; відносний виграш більший для механізмів з меншим моментом інерції.

Енергетичний ефект плавного пуску порівняно невеликий, але досягається без додаткових капіталовкладень, якщо ТПН уже встановлено; він зростає з частотою пусків.

Результати одержано для вентиляторного навантаження без урахування насичення та витіснення струму ротора; для інших навантажень потрібні додаткові дослідження.

Список літератури

1. Design of starting a three phase induction motor using direct on-line, variable frequency drive, soft starting, and auto transformer methods / Y. Siregar et al. // Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science. 2025. Vol. 37, No. 2. P. 700–714. DOI: 10.11591/ijeecs.v37.i2.pp700-714.
2. Modeling and analysis of energy losses under transient conditions in induction motors / A. Y. Al-Rawashdeh et al. // International Journal of Electrical and Computer Engineering. 2022. Vol. 12, No. 4. P. 3388–3395. DOI: 10.11591/ijece.v12i4.pp3388-3395.
3. Ostroverkhov M., Reutskyi M., Trinchuk D. Study of the induction motor electric drive efficiency in transients during their acceleration // Technology Audit and Production Reserves. 2018. № 5/1 (43). P. 23–27. DOI: 10.15587/2312-8372.2018.144612.
4. Голодний І. М., Торопов А. В., Санченко О. В. Робота електропривода з пристроєм плавного пуску серії SSW з плавним гальмуванням і плавним реверсом // Енергетика і автоматика. 2024. № 4. С. 92–96. DOI: 10.31548/energiya4(74).2024.092.
5. Віртуальна модель системи «асинхронний двигун – пристрій плавного пуску із двома регульованими фазами» / А. В. Торопов та ін. // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2023. № 3. С. 119–124. DOI: 10.20535/1813-5420.3.2023.289715.

УДК 621.311.1

Павло Вигулярний, *здобувач групи ЕЕ-25Мз,*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: vyhuliarnyipase@kntu.kr.ua

Особливості формування режимів електроспоживання активного промислового споживача із СЕС та BESS

Сучасний розвиток розподіленої генерації та систем накопичення електричної енергії (BESS) створює передумови для зміни традиційних підходів до електропостачання промислових підприємств. Використання сонячних електростанцій (СЕС) і BESS дає змогу не лише частково забезпечувати власні потреби в електроенергії, а й керувати режимами її споживання із зовнішньої мережі. За таких умов промислове підприємство набуває можливості впливати на величину та напрям потоків електричної потужності, що створює передумови для переходу від традиційного електроспоживання до функціонування за моделлю активного споживача.

Промислові підприємства можуть використовувати власні генеруючі установки та BESS для покриття власного електроспоживання. За умови виконання встановлених законодавством вимог підприємство, яке поряд зі споживанням виробляє та/або зберігає електроенергію, а також може реалізовувати її надлишки чи брати участь у механізмах гнучкості, може функціонувати як активний споживач. Робота такого споживача потребує

узгодженого керування потоками електроенергії між навантаженням, локальною генерацією, BESS та зовнішньою мережею [1]. Для підприємств таке керування має здійснюватися з урахуванням графіків електроспоживання, обмежень електрообладнання та умов взаємодії із зовнішньою мережею.

Основною особливістю електроспоживання підприємств із СЕС є залежність потужності власної генерації від сонячного випромінювання та метеорологічних умов, тоді як графік електричного навантаження визначається передусім характером технологічних процесів. Невідповідність між генерацією та споживанням призводить до зміни потужності, що відбирається із зовнішньої мережі, а за наявності надлишків генерації – створює можливість її відпуску. Застосування BESS дозволяє частково компенсувати цю невідповідність шляхом накопичення електроенергії в періоди її надлишку та використання в години недостатньої генерації або підвищеного навантаження.

Залежно від співвідношення потужностей промислового навантаження, генерації СЕС та стану заряду BESS можуть формуватися різні режими розподілу енергетичних потоків [1], до основних з яких можна віднести::

1) власне споживання генерації СЕС – безпосереднє використання виробленої електроенергії для живлення технологічного обладнання;

2) заряджання BESS – накопичення надлишкової генерації СЕС або електроенергії із зовнішньої мережі;

3) розряджання BESS – покриття частини навантаження підприємства за недостатньої генерації СЕС та обмеження відбору потужності з мережі;

4) відпуск надлишкової електроенергії в мережу – передавання електроенергії за наявності технічних можливостей і договірних умов;

5) обмеження генерації СЕС – зменшення генерованої потужності за відсутності можливості її споживання, накопичення або відпуску в мережу.

Для наведених режимів характерні різні напрями енергетичних потоків, які можуть змінюватися впродовж доби. При цьому вибір режиму BESS повинен враховувати допустиму потужність заряду й розряду, його ємність та встановлені межі стану заряду (SOC). Додатковими обмеженнями є допустимі параметри обміну потужністю із зовнішньою мережею та вимоги до безперервності електропостачання технологічного обладнання.

Ефективне формування режимів електроспоживання потребує узгодженого керування промисловим навантаженням, генерацією СЕС та роботою BESS. Керування режимами електроспоживання виробничих споживачів повинно передбачати контроль електричних параметрів і прогнозування навантаження [2]. За наявності СЕС та BESS цей підхід доцільно доповнити контролем потужності генерації, стану заряду накопичувача та потужності обміну із зовнішньою мережею. Залежно від обраного критерію керування пріоритет може надаватися підвищенню частки власного використання генерації або обмеженню максимумів електроспоживання.

Спільне використання СЕС та BESS розширює можливості керування режимами електроспоживання промислового підприємства [3]. При цьому необхідно розмежовувати технічні можливості системи електропостачання (СЕП) та нормативно-правові умови функціонування підприємства як активного споживача. Підприємство може використовувати СЕС і BESS для керування власними режимами електроспоживання без відпуску електроенергії в зовнішню мережу. Реалізація режиму продажу надлишку виробленої електроенергії потребує виконання додаткових вимог до приєднання, комерційного обліку та договірних відносин.

Таким чином, формування режимів електроспоживання активного промислового споживача із СЕС та BESS визначається співвідношенням потужностей власної генерації й технологічного навантаження, параметрами накопичувача та умовами взаємодії із зовнішньою мережею. Використання BESS розширює можливості керування потоками електричної енергії, однак реалізація цих можливостей потребує узгодження режимів роботи всіх складових СЕП. Обґрунтовано доцільність комплексного керування СЕС та BESS з

урахуванням технологічних особливостей підприємства, технічних обмежень обладнання й обраних пріоритетів електроспоживання.

Список літератури

1. Пустовий А., Веремійчук Ю. Керування енергетичними потоками активного споживача в умовах ринку електричної енергії. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2025. № 4. С. 121–125.
2. Калінчик В. П., Побігайло В. А., Калінчик В. В., Мейта О. В., Чуняк Ю. М. Управління режимами електроспоживання виробничих споживачів. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалювання електричних машин і апаратів. Теорія і практика. 2022. № 1 (7). С. 38–41.
3. Veremiichuk Y., Yarmoliuk O., Pustovyi A., Mahnitko A., Zicmane I., Lomane T. Features of Electricity Distribution Using Energy Storage in Solar Photovoltaic Structure. Latvian Journal of Physics and Technical Sciences. 2020. Vol. 57, No. 5. P. 18–29.

УДК 621.316.1

Сергій Додатко, *здобувач групи ЕЕ-25Мз,*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: dodatkosevi@kntu.kr.ua

Шляхи зниження втрат електроенергії в розподільних мережах підприємств харчової промисловості

Підприємства харчової промисловості є значними споживачами електричної енергії. За даними Міненерго України, у 2021 році на харчову та переробну промисловість припадало близько 4,4 млрд кВт·год, або 3,5 % загального електроспоживання країни та 8,4 % електроспоживання промисловості [1]. Особливістю підприємств цієї галузі є різноманітність технологічних процесів, режимів роботи електрообладнання та характеру електричних навантажень. Найбільший інтерес становлять підприємства олійно-жирової промисловості, для яких характерні безперервні технологічні процеси, значна кількість електроприводів і розгалужені системи електропостачання. Поєднання зазначених особливостей створює передумови для суттєвого зниження технологічних втрат електричної енергії.

Характерною особливістю підприємств із глибокої переробки соєвих бобів є поєднання безперервних технологічних процесів зі значною кількістю електроприймачів із тривалим режимом роботи. Робота технологічних ліній забезпечується електроприводами конвеєрів, норій, подрібнювачів, насосів, вентиляторів і компресорів. Цілодобовий режим виробництва зумовлює тривале завантаження основного електрообладнання, тоді як допоміжні механізми можуть працювати періодично, формуючи нерівномірність сумарного електричного навантаження підприємства.

Електропостачання підприємств із глибокої переробки сої зазвичай здійснюється від одного пункту розподілу електроенергії: головної знижувальної підстанції (ГЗП) 35/10 кВ або центральної розподільної установки (ЦРУ) 10 кВ через розгалужену кабельну мережу 10 кВ, до якої підключені цехові трансформаторні підстанції (ТП) 10/0,4 кВ. Наявність значної кількості трансформаторів і кабельних ліній (КЛ) супроводжується технологічними втратами електричної енергії, величина яких залежать від характеристик обладнання, конфігурації мережі й режимів електроспоживання.

Основними складовими технологічних втрат електричної енергії в системі електропостачання (СЕП) заводу, введеного в експлуатацію до 2015 р., є навантажувальні втрати в КЛ і силових трансформаторах, а також втрати холостого ходу трансформаторів (рис. 1). Додаткові втрати в ізоляції КЛ, вимірювальних трансформаторах та ін. обладнанні розподільних установок зазвичай мають другорядне значення. За безперервного технологічного процесу особливого значення набуває тривалість перебування

електрообладнання під напругою, оскільки навіть порівняно невеликі втрати активної потужності можуть зумовлювати значні річні втрати електроенергії.



Рис. 1. Структура технологічних втрат електроенергії в СЕП заводу

Для зниження технологічних втрат електричної енергії в системі електропостачання заводу доцільно розглядати комплекс режимних і технічних заходів [2]. До режимних заходів належать оптимізація завантаження трансформаторів ГЗП і цехових ТП, а також раціональний розподіл електричних навантажень між фідерами 10 кВ. Технічні заходи передбачають заміну наявних трансформаторів 10/0,4 кВ сучасними енергоефективними аналогами класу Tier 2 [3], збільшення перерізу жил КЛ або прокладання додаткових паралельних кабельних ліній.

Вибір всіх заходів необхідно здійснювати на основі техніко-економічного порівняння можливих варіантів. Для трансформаторів визначальними є навантажувальні втрати, тривалість перебування під напругою і характер завантаження. Для КЛ необхідно враховувати активний опір, тривалість і величину навантаження, а також вартість реконструкції. При цьому модернізація технічно справного обладнання доцільна лише за умови, що очікувана економія електроенергії виправдовує відповідні капіталовкладення.

Таким чином, для підприємств із глибокої переробки соєвих бобів перспективними напрямами зниження технологічних втрат електричної енергії є оптимізація режимів роботи трансформаторних підстанцій та економічно обгрунтована модернізація трансформаторного обладнання і кабельної мережі 10 кВ. Особливості безперервного технологічного процесу зумовлюють необхідність врахування не лише величини втрат потужності, а й тривалості їх виникнення. Остаточний вибір заходів потребує оцінювання економічної ефективності їх реалізації.

Список літератури

1. Споживання електроенергії в Україні у 2021 році. Всеукраїнська Енергетична Асамблея. URL: https://uaea.com.ua/news/pek-news/ee-consumption-12.html (дата звернення: 19.10.2026).
2. Добровольська Л. Н., Кулик В. В., Лежнюк П. Д. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем / за ред. П. Д. Лежнюка. Луцьк : ІВВ Луцького НТУ, 2018. 328 с.
3. Іщенко М. Р., Козловський О. А. Підвищення енергетичної ефективності трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ. Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК: матеріали Міжнар. наук.-практ. конф., 6 листопада 2024 р., Держ. біотехнологічний ун-т. Харків: ДБТУ, 2024. С. 17-18.

УДК 621.315.1

Микола Федосенко, *здобувач групи ЕЕ-25М,*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: fedosenkomyol@kntu.kr.ua

Аналіз факторів, що впливають на втрати електричної енергії в повітряних лініях 10 кВ

Ефективність функціонування сучасних електроенергетичних систем значною мірою залежить від рівня технологічних втрат електричної енергії під час її передавання та розподілу. Важливу роль у розподільних електричних мережах відіграють повітряні лінії (ПЛ) напругою 10 кВ, які забезпечують передавання електричної енергії від центрів живлення до трансформаторних підстанцій споживачів. Значна протяжність і розгалуженість цих ліній, а також вплив атмосферних умов на їхні конструктивні елементи ускладнюють визначення втрат електричної енергії.

Порядок визначення технологічних втрат електричної енергії в розподільних мережах регламентується нормативним документом [1]. Для розрахунку втрат у трансформаторах і лініях електропередавання також застосовують методичні рекомендації [2]. Їх аналіз показує, що під час визначення навантажувальних втрат у проводах ПЛ активний опір приймається незмінним протягом розрахункового періоду, без урахування зміни температури проводу внаслідок впливу метеорологічних факторів і струмового навантаження. Ці спрощені підходи зменшують обсяг вихідних даних, проте усереднення навантажень та опору проводу не відображає впливу погодинних змін його температури на втрати. Це може призводити до додаткової похибки розрахунку втрат електричної енергії, величина якої потребує оцінювання. Водночас у рекомендаціях CIGRE [3] наведено методи визначення температури проводів ПЛ на основі теплового балансу з урахуванням струмового навантаження, температури навколишнього повітря, швидкості та напряму вітру, сонячного випромінювання. Використання цих методів дає змогу враховувати температурну залежність активного опору проводів, що створює передумови для підвищення точності розрахунку навантажувальних втрат електроенергії.

Втрати електроенергії в ПЛ 10 кВ виникають унаслідок проходження електричного струму через проводи та контактні з'єднання, струмів витоку через ізоляцію, а також коронних розрядів. Додаткові втрати можуть бути пов'язані з електромагнітними процесами у сталевих осердях сталеалюмінієвих проводів. Вологість, туман, атмосферні опади та забруднення ізоляторів сприяють збільшенню струмів витоку, тоді як втрати на коронування для ПЛ 10 кВ за нормальних умов експлуатації є незначними. У загальному балансі втрат електричної енергії в ПЛ 10 кВ основну частку становлять навантажувальні втрати в проводах, величина яких залежить від струмового навантаження, довжини лінії, матеріалу, перерізу та робочої температури проводів.

Температурний режим неізольованих проводів визначається тепловим балансом між джоулевим нагріванням і поглинанням сонячного випромінювання, з одного боку, та відведенням тепла конвекцією і власним тепловим випромінюванням – з іншого. Інтенсивність теплообміну залежить від температури навколишнього повітря, швидкості та напряму вітру, інтенсивності сонячного випромінювання та властивостей поверхні проводу. У рекомендаціях [3] запропоновано універсальні математичні моделі теплового стану проводів, які охоплюють широкий діапазон температур і струмових навантажень та враховують додаткові фізичні процеси, зокрема магнітні втрати у сталевих осердях сталеалюмінієвих проводів. Тому застосування цих моделей для оцінювання навантажувальних втрат електроенергії в ПЛ 10 кВ потребує їх адаптації з урахуванням

конструктивних особливостей проводів, характерних режимів навантаження та значущості окремих складових теплового балансу.

На основі відомих залежностей для навантажувальних втрат електричної енергії [2] та температурної зміни активного опору проводів [3] втрати електричної енергії на трифазній ділянці ПЛ із симетричним навантаженням можна визначити за виразом:

$$\Delta W = 3 \cdot 10^{-3} \sum_{i=1}^{n} I_i^2 R_{20} \left[1 + \alpha(\theta_i - 20)\right] \Delta\tau_i \quad , \qquad (1)$$

де ΔW – втрати електричної енергії, кВт·год; I_i – струм навантаження на i-му інтервалі, А; R_{20} – активний опір фазного проводу за температури 20 °С, Ом; α – температурний коефіцієнт опору, °С$^{-1}$; $\theta_{пр,i}$ – температура проводу, °С; $\Delta\tau_i$ – тривалість інтервалу, год;

Безпосереднє застосування (1) ускладнюється тим, що температура проводу залежить від його нагрівання струмом, який в свою чергу визначається температурозалежним активним опором. Для визначення температури проводу необхідно розв'язати нелінійне рівняння теплового балансу. Відповідно до підходів [3] це можливо здійснити шляхом ітераційного розрахунку усталеного теплового стану або чисельного моделювання неусталеного режиму з урахуванням зміни струмового навантаження та метеорологічних умов.

Отже, наявні моделі теплового балансу можуть бути застосовані до ПЛ 10 кВ за умови їх адаптації до характерних умов експлуатації. При цьому необхідно враховувати діаметри проводів, порівняно низьку висоту їх підвісу та неоднорідність вітрового обдування, спричинену, зокрема, екранувальним впливом лісосмуг. Це дасть змогу оцінити вплив температурної залежності активного опору проводів на величину навантажувальних втрат електроенергії.

Список літератури

1. ГНД 34.09.104-2003. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38–150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії. Київ : ОЕП «ГРІФРЕ», 2004.
2. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82:2013. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання : затв. наказом Міненерговугілля України від 21.06.2013 № 399. Київ, 2013..
3. Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines / CIGRE Working Group B2.43. Technical Brochure No. 601. Paris : CIGRE, 2014. 93 p.

УДК 621.316.1:629.331

Іван Савеленко, *канд. техн. наук, доцент,*
Андрій Смірнов, *здобувач групи ЕЕ-25Мз*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: ivan.savelenko@gmail.com

Інтелектуальні стратегії заряджання як засіб вирівнювання графіка навантаження розподільчої мережі

Поточний парк електромобілів (ЕМ) в Україні має тенденції до швидшого зростання, в 2025 р. він поповнився на 110,2 тис. одиниць, що вдвічі більше, ніж в попередньому році. Послуги зарядної інфраструктури розвиваються нерівномірно й залежать від стану енергосистеми [1], тому для житлової забудови ключовим стає заряджання в домашніх

умовах. Для розподільчої мережі це новий споживач, потужний і з високими можливостями керування. Проте, якщо не використовувати можливість керування, заряджання починається одразу після повернення власника й накладається на вечірній максимум житлового сектору.

У статті [3] запропоновано методологію оцінювання старіння розподільчих трансформаторів під дією заряджання на прикладі мережі 0,4 кВ, в ній доведено користь координації заряджання для зменшення втрат і відхилень напруги. Автори [4, 5] запропонували децентралізовані алгоритми, за яких сукупність ЕМ заповнює нічну провал графіка без індивідуального планування для кожного автомобіля. Проте ці результати здебільшого стосуються житлових конгломерацій. Для окремої трансформаторної підстанції (ТП) відкритим лишається питання визначення частки автомобілів, що має брати участь у керуванні, щоб усунути перевантаження.

Метою роботи є порівняння стратегій заряджання за показниками вирівнювання графіка навантаження ТП 10/0,4 кВ і визначення частки керованих ЕМ, достатньої для роботи трансформатора без перевантаження.

В якості моделі використано ТП потужністю 400 кВА, що живить 220 домогосподарств. Зимовий добовий графік побутового навантаження задано типовою кривою з двома максимумами: найбільше значення 260 кВт, коефіцієнт потужності 0,95. Частку домогосподарств з ЕМ прийнято 30 % (66 автомобілів). Час прибуття і від'їзду описано нормальними розподілами із середніми 18:18 і 7:36, добовий пробіг за логнормальним розподілом із медіаною 34 км; питома витрата електроенергії становить 0,20 кВт·год/км, ККД систем заряджання 0,90, потужність зарядної станції 7,4 кВт. Сумарна потреба парку в середньому дорівнює 579 кВт·год/добу. Кожну стратегію оцінено за 200 випадковими добами методом Монте-Карло.

Розглянуто чотири стратегії: некероване заряджання від моменту підключення; запуск за таймером на початку нічної тарифної зони (23:00 ± 15 хв); рівномірне заряджання зниженою потужністю протягом усієї стоянки, для якого потрібен лише запланований час від'їзду; координоване заряджання. Останнє сформульовано як мінімізацію суми квадратів навантаження ТП:

$$min\ \sum_{t=1}^{T}\left(L_t + \sum_{i=1}^{N} p_{i,t}\right)^2 \qquad (1)$$

де L_t – побутове навантаження на інтервалі t; $p_{i,t}$ – потужність заряджання i-го ЕМ; N – кількість керованих ЕМ; T – кількість інтервалів доби. Обмеженнями є потужність станції $0 \le p_{i,t} \le P_з$, потреба в енергії E_i та інтервал стоянки автомобіля. Цільова функція опукла, тому задачу розв'язано покоординатно: кожен ЕМ за сумарним графіком решти споживачів обчислює власний профіль

$$p_{i,t} = min\{P_з, max[0, \lambda_i - L_t - \sum_{j\neq i} p_{j,t}]\} \qquad (2)$$

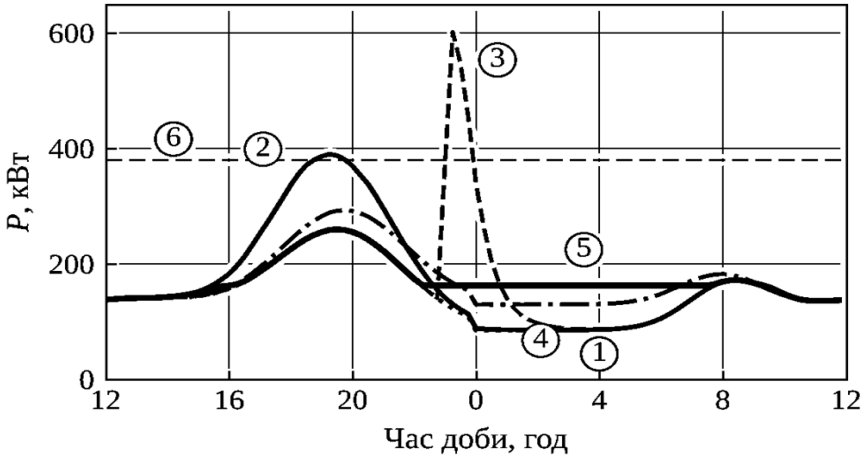
де λ_i – рівень заповнення, за якого виконується потреба E_i. Від агрегатора потрібен лише один спільний профіль, тож дані про окремі автомобілі не передаються. Розрахунок припинявся після 10 проходів або коли зміна профілю ставала меншою за 0,02 кВт. Показники режиму наведено в табл. 1, де β – коефіцієнт завантаження трансформатора, $k_з$ – коефіцієнт заповнення графіка, ΔW – навантажувальні втрати у трансформаторі ($\Delta P_к$ = 5,5 кВт), $t_{пер}$ – тривалість перевантаження.

Таблиця 1 – Показники режиму ТП за частки ЕМ 30 % (середні значення за 200 реалізаціями)

Режим	P_{max}, кВт	P_{min}, кВт	β	$k_з$	P_{min}/P_{max}	ΔW, кВт·год/добу	$t_{пер}$, год/добу
Без ЕМ	262	83	0,69	0,57	0,32	22,5	0
Некерований	407	83	1,07	0,42	0,21	34,5	1,0
Відкладений 23:00	601	85	1,58	0,29	0,14	34,1	0,9
Рівномірний	295	128	0,78	0,58	0,43	29,4	0
Координований	262	134	0,69	0,66	0,51	28,1	0

Некероване заряджання підвищує добовий максимум із 262 до 407 кВт, тобто на 55 %, і доводить завантаження трансформатора до 1,07. Коефіцієнт заповнення графіка при цьому

падає з 0,57 до 0,42. Простий перехід на нічну зону не вирішує проблеми: відкладений запуск за таймером створює вторинний пік 601 кВт, вищий за вечірній (рис. 1, а). Це граничний випадок, коли таймер використовують усі власники, однак він показує, що однаковий для всіх ціновий сигнал переносить пік, а не усуває його.



1 – побутове навантаження без ЕМ; 2 – некероване заряджання; 3 – запуск за таймером; 4 – рівномірне заряджання; 5 – координоване заряджання; 6 – номінальна потужність трансформатора за cos φ = 0,95

Рисунок 1 – Результати моделювання добових графіків навантаження ТП;

Рівномірне заряджання вже без обміну даними знижує максимум до 295 кВт і підвищує $k_з$ до 0,58. Координована стратегія утримує максимум на рівні побутового графіка P = 262 кВт і піднімає нічний мінімум із 83 до 134 кВт: відношення P_{min}/P_{max} зростає до 0,51 проти 0,21 у некерованому режимі, а втрати у трансформаторі зменшуються на 18,5 %. На період 23:00–7:00 у цьому режимі припадає 94 % енергії заряджання проти 2 % у некерованому. Варто зауважити, що втрати залишаються вищими, у порівнянні з режимом без ЕМ, оскільки додаткову енергію все одно передано через трансформатор; вирівнювання зменшує лише квадратичну складову, спричинену нерівномірністю.

Залежність на рис. 1, б близька до лінійної: кожні 20 % керованих автомобілів знижують максимум у середньому на 29 кВт. Завантаження опускається нижче номінального вже за частки близько 21 %, а за 60 % максимум становить 326 кВт, що дає резерв для подальшого зростання парку. Перевірка чутливості показала, що за збільшення частки ЕМ від 10 до 50 % максимум у некерованому режимі зростає від 311 до 501 кВт, тоді як за координованого заряджання він залишається на рівні 262 кВт, оскільки вся додаткова енергія вміщується в нічну западину. Отже, без керування гранична частка ЕМ для такої ТП становить близько 24 %, а координація зміщує цю межу щонайменше до 50 % без заміни трансформатора. Розкид результатів невеликий: стандартне відхилення добового максимуму дорівнює 23 кВт у некерованому режимі й 8 кВт у координованому, тобто керування стабілізує графік не лише в середньому, а й від доби до доби.

Таким чином, для модельної ТП вирішальним є не сам нічний тариф, а узгодженість моментів і потужності заряджання. Запас гнучкості значний: автомобіль стоїть у середньому близько 13 год, а потрібні 8,8 кВт·год набирає за 1,2 год. Рівномірне заряджання доцільно застосовувати як базове правило без комунікаційної інфраструктури, а координоване – там, де завдання полягає в повному виключенні ЕМ із формування максимуму. Якщо ж використовується таймер нічної зони, моменти запуску слід рознести в часі, щоб уникнути одночасного набору потужності.

Список літератури

1. Захарченко Ю. В., Куваєва Т. В., Луценко І. М., Пілова К. П. Маркетинг в електроенергетиці України: проблеми та перспективи ринку зарядних станцій для електромобілів. Економічний вісник Дніпровської політехніки. 2025. № 2. С. 79–91. DOI: 10.33271/ebdut/90.079.

2. Ноздренков В. С., Дяговченко І. М., Петровський М. В. Методологія аналізу впливу електромобілів на розподільчу мережу: теоретичний підхід. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2024. № 2 (9). С. 36–46. DOI: 10.20998/EREE.2024.2(9).317648.
3. Clement-Nyns K., Haesen E., Driesen J. The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. IEEE Transactions on Power Systems. 2010. Vol. 25, no. 1. P. 371–380. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2036481.
4. Ma Z., Callaway D. S., Hiskens I. A. Decentralized charging control of large populations of plug-in electric vehicles. IEEE Transactions on Control Systems Technology. 2013. Vol. 21, no. 1. P. 67–78. DOI: 10.1109/TCST.2011.2174059.
5. Gan L., Topcu U., Low S. H. Optimal decentralized protocol for electric vehicle charging. IEEE Transactions on Power Systems. 2013. Vol. 28, no. 2. P. 940–951. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2210288.

УДК 621.316.7:658.26

Іван Савеленко, *канд. техн. наук, доцент,*
Валентин Мельник, *здобувач групи ЕЕ-25Мз*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: ivan.savelenko@gmail.com

Алгоритм пріоритетного керування навантаженням промислового підприємства в умовах дефіциту потужності

В умовах сьогодення України застосування графіків обмеження потужності стало для промислових споживачів звичайним режимом роботи. З 2025 р. за вимогами Міненерго розширені підстави для застосування графіків аварійних відключень, в тому числі за недотримання споживачами обсягів обмеження, контроль за графіками ведеться порівнянням фактичної та реальної потужностей у години суміщеного максимуму [1]. Отже, підприємство має не лише вкластися в заданий ліміт, а й зробити це з найменшими втратами для технології. В реальності фіксована черга відключень, що складена за категоріями електроприймачів не враховує скільки часу група споживачів вже простояла та які витрати несуть споживачі для їх повторного пуску.

Загальні принципи керування попитом викладено в [2], а огляд його промислових застосувань наведено в [3]. У [4] для вибору споживачів-регуляторів застосовано генетичний алгоритм і на прикладі підприємства хімічної галузі отримано зниження потужності близько 8 % у середньому та до 20 % залежно від кількості залучених споживачів. Керування попитом на базі автоматизованого обліку розглянуто в [5]. Такі підходи орієнтовані переважно на планове зниження піку; за оперативного ж обмеження алгоритм має виконуватися в контролері щохвилини й залишатися зрозумілим персоналу.

У роботі поставлено мету розробити алгоритм розподілу обмеженої потужності між групами електроприймачів, який у реальному часі враховує збитки, технологічну тривалість простою і вартість повторного пуску, та оцінити його порівняно зі статичною чергою.

Для дослідження обрано підприємство, що містить 13 груп навантаження сумарною потужністю 3650 кВт: некеровану групу безпеки, безперервну термолінію, компресорну станцію, холодильну установку, виробничі дільниці, вентиляцію та допоміжні споживачі. Для кожної з груп задано потужність P_i, питомі збитки v_i =10–310 грн/кВт·год, вартість витрат на повторний запуск R_i = 0,1–62 тис. грн, допустиму тривалість перерви T_i, кратність збитку k_i після її перевищення, мінімальні тривалості роботи й паузи. Частина груп працює лише у дві зміни, лінії формування і фарбування залежать від компресорної станції. Значення параметрів є локальними й мають уточнюватися за конкретного виробництва окремо. Режим розраховано із кроком 15 хв для двох вікон обмеження на добу зі ступінчастим входом

і виходом; глибину обмеження змінено від 20 до 60 % від пікової потреби, для кожної глибини сформовано 10 випадкових сценаріїв.

На кожному кроці групі призначається динамічний індекс пріоритету

$$\pi_i(t) = v_i[1 + (k_i - 1)\left(\frac{\tau_i}{T_i}\right)^2] + \frac{s_i R_i}{P_i H(t)} \quad (1)$$

де τ_i – поточна тривалість простою групи (відношення τ_i/T_i обмежено значенням 1,5); s_i = 1, якщо група ввімкнена, і 0 в іншому разі; $H(t)$ – залишок вікна обмеження, год. Перша складова зростає в міру наближення до технологічної межі простою, що спонукає чергувати гнучкі групи; друга захищає від вимкнення групи з дорогим пуском перед самим завершенням обмеження:

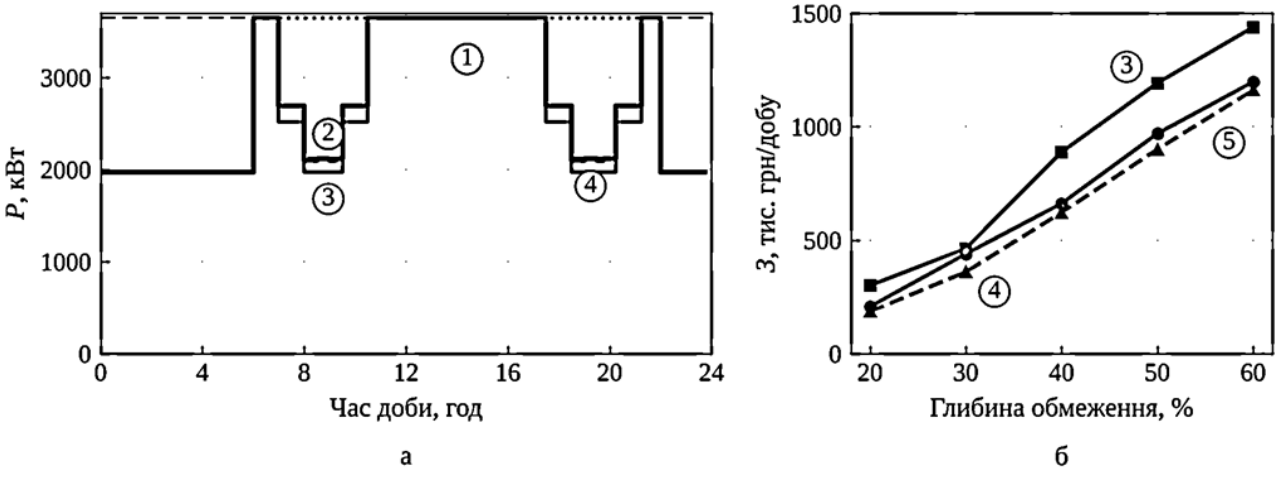
$$max\ \sum_i \pi_i P_i x_i,\ \ \sum_i P_i x_i \le \left(1 - k_{\text{р}}\right) P_{\text{лім}}(t) \quad (2)$$

де $x_i \in \{0; 1\}$; $k_{\text{р}}$ = 0,03 – резерв на похибку вимірювання. Спочатку вмикаються некеровані групи і групи, що не відпрацювали мінімальний час; групи в обов'язковій паузі виключаються; решта перебирається за спаданням π_i з пропуском тих, що не вміщуються в ліміт, а група-споживач тягне за собою групу, від якої залежить. Для порівняння використано статичну чергу, де відключення йде каскадом за категоріями до першої групи, що не вмістилась, а також оцінку методом змішаного цілочислового лінійного програмування (MILP) з повним прогнозом доби й допустимим розривом оптимальності 0,5 %, яка є орієнтиром, недосяжним для оперативного алгоритму.

Таблиця 1 – Порівняння алгоритмів за глибини обмеження 40 % (середнє за 10 сценаріями)

Алгоритм	Збиток, тис. грн/добу	Повторні пуски, шт.	Простій понад допустимий, год	Використання ліміту, %	Час розрахунку
Статична черга	888	16	8,2	93,2	–
Динамічний індекс	661	31	1,3	99,7	0,09 мс/крок
Прогноз MILP	622	28	0,3	99,4	21 с/добу

З часткою обмеження до 40 % динамічний індекс зменшує добовий збиток із 888 до 661 тис. грн, тобто на 25,5 % (табл. 1). Виграш досягається двома шляхами. Статична черга зупиняється на першій групі, що не вміщується, і лишає невикористаними 6,8 % дозволеної потужності, тоді як запропонований алгоритм дозаповнює залишок дрібнішими групами. Крім того, чергування гнучких груп скорочує час простою понад допустимий із 8,2 до 1,3 год на добу. Ціною цього є майже вдвічі більша кількість повторних пусків (31 проти 16) за близької середньої вартості одного пуску (3,2 і 3,0 тис. грн). Розв'язок MILP також містить у 1,7 раза більше пусків, ніж статична черга, отже, чергування гнучких груп є економічно обґрунтованим, а не недоліком евристики.



1 – потреба підприємства; 2 – ліміт із урахуванням резерву; 3 – статична черга; 4 – динамічний індекс; 5 – оцінка MILP

Рисунок 1 – Результати моделювання: а – споживана потужність у сценарії з обмеженням 40 %; б – залежність збитку від глибини обмеження

Перевага над статичною чергою зберігається в усьому діапазоні (рис. 1, б) і становить 5,0–31,1 %. Відставання від MILP дорівнює 3,1–22,2 %, причому найбільшим воно є за обмеження 30 %, де й виграш над чергою найменший (5,0 %): за такої глибини багато варіантів мають близьку вартість і цінність прогнозу зростає; за глибини 40–60 % воно не перевищує 7,7 %. Розрахунок одного кроку в програмній реалізації на персональному комп'ютері триває близько 0,09 мс проти 21 с на всю добу для MILP, що залишає достатній запас для перенесення алгоритму на промисловий контролер.

Щоб оцінити роль окремих складових, алгоритм перераховано з вимкненням кожної з них (табл. 2). Найсильніше впливає врахування тривалості простою: без нього збиток зростає на 15,7 %, а простій понад допустимий збільшується майже в 6 разів, хоча кількість пусків менша. Дозаповнення ліміту дає 6,5 %, а складова вартості пуску лише 2,1 %. Отже, у першу чергу до підприємства слід запитувати достовірні значення допустимих перерв T_i, тоді як похибка у визначенні R_i менш критична.

Таблиця 2 – Внесок складових алгоритму (середнє для глибин обмеження 40–60 %)

Варіант алгоритму	Збиток, тис. грн/добу	Повторні пуски, шт.	Простій понад допустимий, год
Повний алгоритм	942	31	1,3
Без урахування тривалості простою	1090	19	8,0
Без складової вартості пуску	962	34	1,1
Без дозаповнення ліміту	1004	25	1,4

Для практичного застосування алгоритм потребує лише телевимірювання потужності на вводах і груповому розподільчому пристрої, дистанційного керування вимикачами груп та введення графіка обмеження диспетчером. Рішення обчислюється з нуля на кожному кроці, тому збій вимірювання чи зміна ліміту не накопичуються у внутрішньому стані, крім лічильників простою.

Запропонований алгоритм забезпечує виконання ліміту з резервом 3 % в усіх сценаріях і помітно зменшує збитки порівняно із фіксованою чергою, не потребуючи прогнозу, крім залишку вікна обмеження. Подальше скорочення розриву від оцінки MILP пов'язане із плануванням на крок вперед, а достовірність кількісних оцінок залежить від обґрунтованості питомих збитків для кожної групи.

Список літератури

1. Інструкцію щодо графіків обмеження та відключення споживачів. ЛІГА:ЗАКОН. 20.10.2025. URL: https://biz.ligazakon.net/news/239737_mnenergo-onovilo-nstruktsyu-shchodo-grafkv-obmezhennya-ta-vdklyuchennya-spozhivachv (дата звернення: 12.10.2026).
2. Palensky P., Dietrich D. Demand side management: demand response, intelligent energy systems, and smart loads. IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2011. Vol. 7, no. 3. P. 381–388.
3. Shoreh M. H., Siano P., Shafie-khah M., Loia V., Catalão J. P. S. A survey of industrial applications of Demand Response. Electric Power Systems Research. 2016. Vol. 141. P. 31–49. DOI: 10.1016/j.epsr.2016.07.008.
4. Калінчик В. П., Бориченко О. В., Мейта О. В., Калінчик В. В., Побігайло В. А. Управління електричним навантаженням виробничих об'єктів за допомогою споживачів-регуляторів. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2025. № 1. С. 61–65. DOI: 10.20535/1813-5420.1.2025.324212.
5. Зінченко С. С. Керування попитом промислового підприємства на базі АСКОЕ : магістерська дис. Київ, 2021. 93 с. URL: https://ela.kpi.ua/handle/123456789/42556 (дата звернення: 02.10.2026).

УДК 621.311.25:658.261

Андрій Рекута, *здобувач групи ЕТ-23,*
Сергій Книш, *спеціаліст вищої категорії, викладач-методист*
ВСП ЦНТУ «Світловодський політехнічний фаховий коледж»
e-mail: ksv06041962@gmail.com

Підвищення енергоефективності системи електропостачання малого підприємства шляхом впровадження сонячної електростанції з накопичувачем енергії

Малі підприємства зазвичай не мають власних резервних джерел і сплачують за електроенергію за цінами, що залежать від години доби. Тому подорожчання енергії і впровадження графіків аварійних відключень (ГАВ) для нього перетворюються на втрату прибутку. Власна сонячна електростанція (СЕС) зменшує закупівлю з мережі, за допомогою системи накопичення енергії (СНЕ) можливо змістити споживання на дешевші години та живити найважливіші приймачі під час відключень. Чинне законодавство дозволяє споживачам виробляти електроенергію для власних потреб і відпускати її надлишок у мережу [1, 2].

Огляд [3] свідчить, що акумулятор ємністю 0,5–1 кВт·год на кіловат потужності СЕС підвищує частку власного споживання на 13–24 процентні пункти. Досвід експлуатації невеликої СЕС із накопичувачем в умовах Сумської області підтвердив технічну та економічну виправданість таких рішень навіть за порівняно низької інсоляції [4]. За оцінками енергоринку для власного споживання СЕС окупається за 2–3 роки, а із системою накопичення – за 3–5 років. Проте такі оцінки сильно залежать від збігу графіків генерації й споживання, тому для конкретного малого підприємства потрібен власний розрахунок.

Мета дослідження – оцінити вплив СЕС із накопичувачем на показники електроспоживання малого підприємства та обрати раціональне співвідношення потужності станції й ємності накопичувача.

Розглянуто модель малого підприємства Кіровоградської області, з графіком роботи з понеділка по п’ятницю з 7:00 до 20:00; річне споживання якого становить 232 МВт·год, встановлена потужність 74 кВт, постійне навантаження коливається у межах 6–8 кВт. Погодинну генерацію на рік за середньомісячною інсоляцією для Кропивницького [4], з урахуванням кута нахилу 35° за методом Ліу–Джордана, що збільшує річне надходження радіації на 16 %. За питомий виробіток дорівнює 1 123 кВт·год/кВт на рік. Вартість електроенергії задано трьома зонами доби: ніч – 5,5, день – 8,0, вечір – 14,0 грн/кВт·год (середня 9,07 грн/кВт·год); надлишок продається за 3,5 грн/кВт·год. Капітальні витрати прийнято 33 тис. грн/кВт для СЕС і 11 тис. грн/кВт·год для СНЕ, експлуатаційні витрати 1,5 % на рік, ставку дисконтування 14 %, строк 15 років із заміною 45 % вартості накопичувача на одинадцятому році. Ціни є розрахунковими припущеннями. Відключення моделювалися з листопада до березня: 65 подій по 4 год (260 год на рік), під час яких потрібно живити критичне навантаження, що становить 45 % поточного.

Баланс потужності у вузлі підприємства на кожній годині t описує рівняння:

$$P_{\text{м}}(t) = P_{\text{н}}(t) - P_{\text{СЕС}}(t) - P_{\text{р}}(t) + P_{\text{з}}(t), \quad (1)$$

де $P_{\text{м}}$ – потужність із мережі (від’ємна під час відпуску надлишку); $P_{\text{н}}$ – навантаження; $P_{\text{р}}$, $P_{\text{з}}$ – потужності розряду й заряду СНЕ. Запас енергії змінюється за виразом:

$$E(t+1) = E(t) + \eta_{\text{з}} P_{\text{з}}(t)\Delta t - \frac{P_{\text{р}}(t)\Delta t}{\eta_{\text{р}}} \quad (2)$$

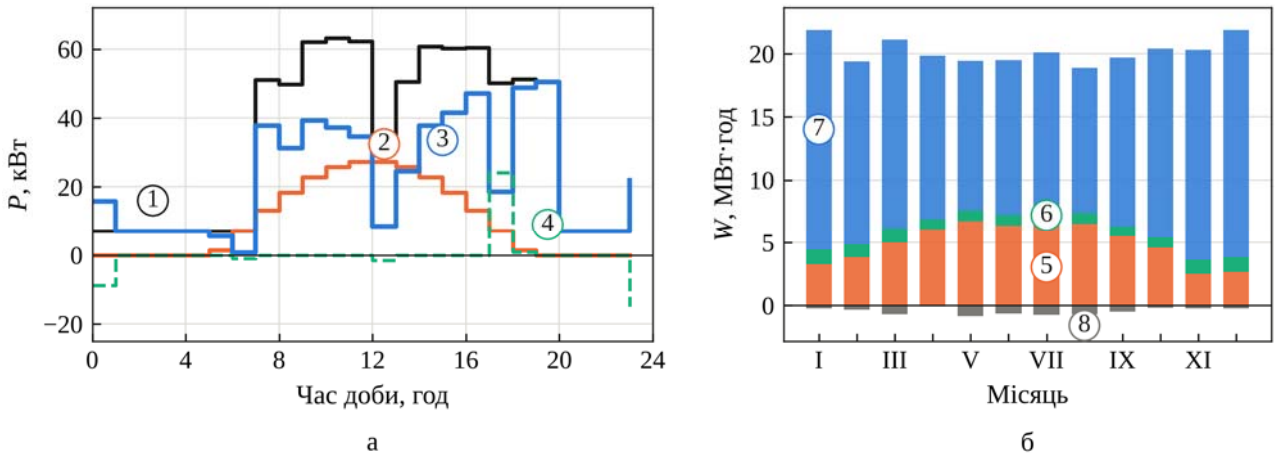
Для інвертора СНЕ з ККД 95%, що дорівнює половині її ємності, до 40 кВт керування побудовано за правилами: надлишок СЕС заряджає накопичувач; розряд дозволено лише у вечірній зоні, а з листопада до березня зберігається резерв 30 % ємності на випадок відключення; уночі накопичувач аряджається від мережі (узимку до 95 %, улітку до 50 %, щоб лишити місце для сонячної енергії). Мережева СЕС без накопичувача під час відключення не працює, бо не має джерела, що формує напругу, тому її внесок у живлення критичного навантаження дорівнює нулю. Результати розрахунку подано в табл. 1 і на рис. 1.

Таблиця 1 – Показники варіантів обладнання (потужність СЕС, кВт; ємність СНЕ, кВт·год)

Варіант	Закупівля, МВт·год/рік	Само-спожи-вання, %	Частка СЕС у спожи-ванні, %	Економія, тис. грн/рік	Покриття під час відклю-чень, %	Кап-витрати, тис. грн	*DPP*, років*
Лише мережа	231,8	–	0	0	0	0	–
СЕС 60	172,1	88,7	25,8	514	0	1 980	6,6 / 6,6
СЕС 60 + СНЕ 60	171,0	92,1	26,8	611	84	2 640	8,2 / 4,6
СЕС 60 + СНЕ 120	171,0	93,5	27,2	680	99,9	3 300	11,6 / 5,3
СЕС 80 + СНЕ 120	153,2	90,1	34,9	848	99,9	3 960	9,6 / 5,5

* Без урахування / з урахуванням уникнутих втрат від простою (60 грн на 1 кВт·год критичного навантаження).

Станція 60 кВт виробляє 67,4 МВт·год на рік і зменшує закупівлю електроенергії з 231,8 до 172,1 МВт·год, тобто на 25,8 %. Завдяки збігу роботи підприємства із сонячними годинами самоспоживання досягає 88,7 %, а 90 % надлишку припадає на суботу й неділю. Частка споживання, покрита безпосередньо СЕС, змінюється від 13 % у грудні до 36 % у травні (рис. 1, б). Викиди CO_2 за коефіцієнта 0,40 т/МВт·год знижуються на 23,9 т на рік. Показовим є також зменшення навантажувальних втрат у живильній лінії 0,4 кВ, пропорційних сумі квадратів потужності з мережі: вони скорочуються на 39 %, тобто сильніше, ніж закупівля, бо СЕС зрізає денні максимуми, коли струми в лінії найбільші.



1 – навантаження; 2 – генерація СЕС; 3 – потужність із мережі; 4 – потужність СНЕ (додатна – розряд); 5 – пряме споживання енергії СЕС; 6 – енергія з СНЕ; 7 – закупівля з мережі; 8 – відпуск надлишку в мережу

Рисунок 1 – Режими варіанта СЕС 60 + СНЕ 60: а – середній робочий день квітня; б – місячний баланс енергії

Типовий робочий день квітня (рис. 1, а) показує механізм дії: близько 10:00 за навантаження 63 кВт із мережі надходить лише 37 кВт, а у вечірній зоні накопичувач віддає до 24 кВт. За рік СНЕ 60 кВт·год виконує близько 195 еквівалентних циклів, тобто приблизно 2 900 за 15 років, що слід порівнювати з ресурсом, заявленим виробником.

Накопичувач майже не змінює обсягу закупівлі, оскільки частина енергії надходить у нього вночі з мережі й додаються втрати циклу, але зміщує її в дешевші години. Тому варіант із СНЕ 60 кВт·год дає додатково 97 тис. грн на рік, а за чистою економією на

рахунках його дисконтований строк окупності (8,2 року) гірший, ніж у самої СЕС (6,6 року). Ситуація змінюється, якщо врахувати простої: живлення критичного навантаження під час відключень зростає до 84 %, а строк окупності скорочується до 4,6 року. Простий строк окупності цього варіанта становить 4,6 року, що узгоджується з ринковими оцінками [5]. Менша станція 40 кВт із тим самим накопичувачем має вище власне споживання (96 %), але не кращий строк окупності (8,9 року), бо економія зменшується швидше за витрати. Подвоєння ємності до 120 кВт·год майже повністю закриває потребу (99,9 %), проте додаткові 660 тис. грн витрат уже не компенсуються приростом ефекту. Варіант СЕС 80 + СНЕ 120 дає найбільшу економію (848 тис. грн на рік), проте потребує більшої площі покрівлі та вкладень 3 960 тис. грн.

Результати чутливості варіанта СЕС 60 + СНЕ 60 наведено в табл. 2. Зниження цін на електроенергію на 20 % робить проєкт неліквідним за 15 років, якщо не враховувати простої. Отже, у малого підприємства рішення щодо накопичувача визначається передусім вартістю простою, а не ціновою різницею. Здешевлення СНЕ на 30 % скорочує строк окупності на 0,5–1,1 року.

Таблиця 2 – Чутливість показників варіанта СЕС 60 + СНЕ 60

Умова	Економія, тис. грн/рік	*DPP* без простоїв, років	*DPP* із простоями, років
Базові припущення	611	8,2	4,6
Ціни на електроенергію −20 %	488	> 15	5,8
Ціни на електроенергію +20 %	733	5,9	3,8
Вартість СНЕ −30 %	611	7,1	4,1
Збиток від простою −50 %	611	8,2	5,9

Підсумовуючи, основний внесок в енергоефективність малого підприємства дає сама СЕС, а накопичувач слід розглядати передусім як засіб надійності електропостачання, який частково окупається за рахунок цінової різниці. Для прийнятих умов раціональним є співвідношення близько 1 кВт·год ємності на 1 кВт потужності СЕС. Як показують розрахунки, модель чутлива до структури цін і частоти відключень, тому перед прийняттям рішення необхідно зважати на фактичний погодинний графік підприємства.

Список літератури

1. Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України : Закон України від 30.06.2023 № 3220-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20 (дата звернення: 05.10.2026).
2. Кодекс систем розподілу : постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18 (дата звернення: 10.10.2026).
3. Luthander R., Widén J., Nilsson D., Palm J. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. Applied Energy. 2015. Vol. 142. P. 80–94. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.12.028.
4. Глущенко Г. А., Залозний В. В., Давиденко А. К. Досвід практичної експлуатації сонячної електростанції в умовах Сумської області. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2020. № 2. С. 50–60.

УДК 621.311.24

Микола Бахарєв, *здобувач групи ЕЕ-25Мз,*
Валентин Солдатенко, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: kirovograd41@gmail.com

Імітаційне моделювання енергетичних режимів побутових систем електропостачання з вітротурбінами

Після масованих руйнувань енергосистеми України розосереджена генерація в побутовому секторі розглядається як засіб підвищення її стійкості. Малі вітротурбіни (ВТ) мають важливу перевагу над сонячними установками: вони генерують енергію вночі та в холодний період року, коли споживання найбільше. Водночас умови їхньої роботи суттєво змінилися. Закон № 3220-IX запровадив механізм самовиробництва з погодинним сальдуванням [1]: надлишки продаються за ціною ринку «на добу наперед» (РДН), а для домогосподарств з установками зберігання ціна відпуску обмежена фіксованою ціною для населення [2]. Малі ВТ працюють у приземному шарі атмосфери з високою турбулентністю, тому їхній фактичний виробіток часто нижчий за паспортний [3]. Сільські мережі 0,4 кВ з довгими лініями мають обмежену граничну потужність розосередженої генерації (hosting capacity), яка визначається насамперед підвищенням напруги [4]. Мета роботи – підвищення ефективності використання вітрової енергії в побутових системах електропостачання шляхом обґрунтування раціональних параметрів ВТ і накопичувачів на основі імітаційного моделювання.

Розроблено ієрархічну імітаційну модель мовою Python (NumPy, SciPy). Погодинний ряд швидкості вітру генерується гаусовим процесом AR(1) з перетворенням до розподілу Вейбулла, сезонною та добовою модуляцією і перерахунком на висоту маточини за логарифмічним профілем. Динамічна модель ВТ із синхронним генератором на постійних магнітах, керуванням за оптимальним моментом і фурлінгом інтегрується в турбулентному вітрі; за її результатами будуються ефективні криві потужності, зіставні з методикою IEC 61400-12-1 [5]. Погодинний енергобаланс будинку враховує стохастичний графік навантаження, акумуляторну батарею (АКБ) $LiFePO_4$ і розрахунки за механізмом самовиробництва. Режими мережі розраховуються за чотирипровідною моделлю методом зворотного-прямого ходу з характеристиками інверторів Q(U) і P(U) за EN 50549-1 [6]. Розбіжності з аналітичними оцінками за річним виробітком і приростом напруги не перевищують 0,23 %.

Умовний об'єкт – вулиця з 24 садибних будинків (18 з газовим опаленням і 6 з тепловими насосами), що живиться від трансформатора ТМГ-100/10/0,4 лінією СІП-2 3×70+1×54,6 довжиною 720 м. Середня швидкість вітру на висоті 10 м – 4,5 м/с, що характерно для степової зони Центральної України. Динамічне моделювання ВТ 5 кВт показало, що ефективність відстеження оптимуму в турбулентному вітрі становить 94,6 %, а інерція ротора знижує пікову потужність під час пориву вітру з 4,02 до 1,77 кВт. Ефективна крива потужності на 3–4 % вища за статичну в зоні відстеження максимуму і на 14 % нижча поблизу номінальної швидкості вітру.

ВТ 5 кВт на щоглі 21 м виробляє 7158 кВт·год на рік (коефіцієнт використання встановленої потужності 16,3 %). Для будинку з газовим опаленням частка власного споживання становить 33 %, рівень самозабезпечення – 60 %, річна економія – 33,3 тис. грн, дві третини якої дає продаж надлишків за ціною РДН. Збільшення висоти щогли з 12 до 24 м підвищує виробіток на 41 %. АКБ 10 кВт·год підвищує самозабезпечення до 82 %, але зменшує річну економію на 11 % через обмеження ціни відпуску та втрати в циклі заряд–розряд.

Граничну кількість будинків з ВТ визначено за умовою, що протягом 8760 год року фазна напруга не перевищує 253 В, а навантаження трансформатора – номінального (рис. 1).

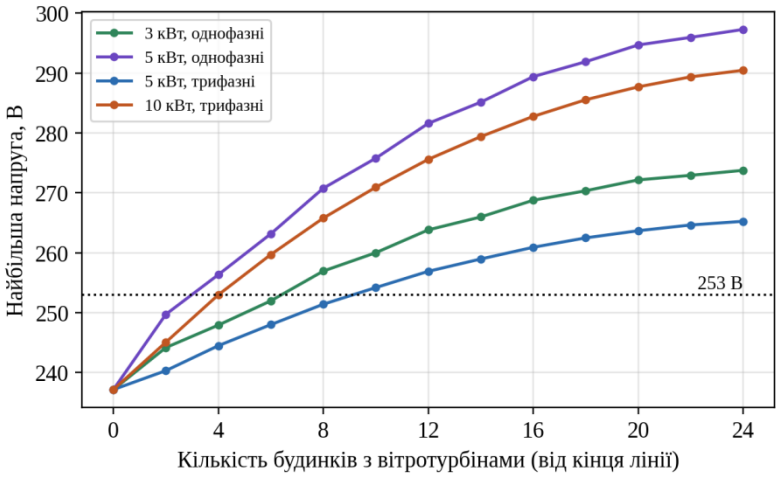


Рисунок 1 – Залежність найбільшої напруги у фідері від кількості будинків з вітротурбінами

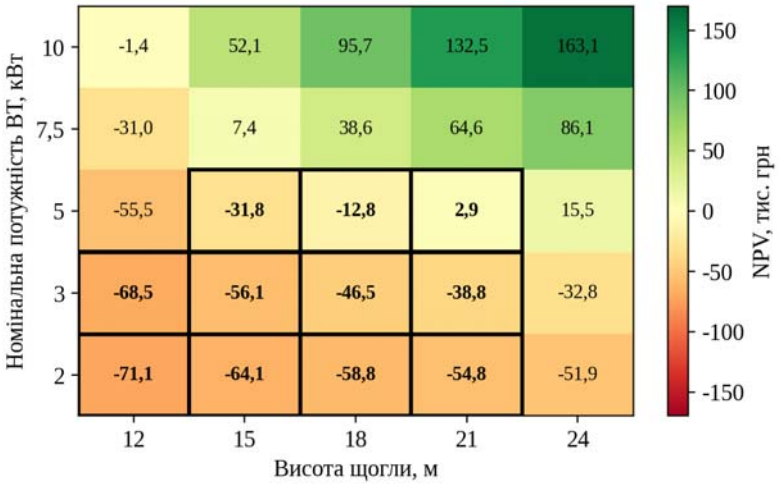
Гранична сумарна потужність трифазних ВТ становить 40 кВт (8 турбін 5 кВт або 4 турбіни 10 кВт) за розміщення від кінця лінії і близько 60 кВт – за рівномірного розміщення. Однофазне приєднання зменшує її в 2,2–4 рази і погіршує симетрію напруги, тому ВТ потужністю 5 кВт і більше слід приєднувати лише трифазно. Якщо ВТ 5 кВт встановлено в усіх 24 будинках, регулювання Q(U) через високе відношення R/X = 5,5 знижує найбільшу напругу лише на 5,5 В, а поєднання Q(U) і P(U) утримує її в допустимих межах ціною обмеження 3,3 % генерації в середньому і до 11 % – у кінці лінії; зменшити ці втрати можна координованим керуванням інверторами [7].

Конфігурацію вітроустановки обрано за критерієм чистої приведеної вартості (NPV) з обмеженнями за зоною падіння щогли, рівнем шуму біля сусідніх будинків і граничною кількістю ВТ у фідері:

$$\mathrm{NPV}(P_{\text{ном}}, H, E) \to \max; \quad H + D/2 \le D_{\text{нб}}; \quad d_{45}(P_{\text{ном}}, H) \le D_{\text{нб}}; \quad n \le n_{\text{гр}}, \qquad (1)$$

де $P_{\text{ном}}$ – номінальна потужність ВТ; H – висота щогли; E – ємність АКБ; D – діаметр ротора; $D_{\text{нб}}$ – відстань від щогли до найближчого сусіднього будинку; d_{45} – відстань, на якій рівень звуку знижується до 45 дБА; n, $n_{\text{гр}}$ – фактична і гранична кількість будинків з ВТ у фідері.

Задачу (1) розв’язано повним перебором 100 конфігурацій (ВТ 2–10 кВт, щогли 12–24 м, АКБ 0–15 кВт·год) з річним погодинним розрахунком кожної (рис. 2).



рамкою виділено конфігурації, допустимі за обмеженнями (1) при $D_{\text{нб}}$ = 25 м

Рисунок 2 – NPV вітроустановок без накопичувача для будинку з газовим опаленням, тис. грн

Без обмежень NPV монотонно зростає з потужністю ВТ і висотою щогли, а найкращим є варіант 10 кВт / 24 м (NPV = 163,1 тис. грн, IRR = 13,0 %). Обмеження ділянки змінюють результат принципово: за $D_{нб}$ = 25 м раціональною є ВТ 5 кВт на щоглі 21 м без накопичувача з капітальними витратами 256,7 тис. грн, NPV = 2,9 тис. грн, IRR = 8,2 % і LCOE = 4,61 грн/(кВт·год), а за $D_{нб}$ = 30 м – ВТ 7,5 кВт на щоглі 24 м з NPV = 86,1 тис. грн. Найбільше на NPV впливає середня швидкість вітру: її зміна на ±10 % змінює NPV на ±80 тис. грн, а беззбиткове значення становить 4,48 м/с. АКБ знижують NPV на 130–290 тис. грн, і навіть за одночасного підвищення ціни для населення на 50 %, скасування обмеження ціни відпуску та здешевлення батарей на 40 % NPV варіанта з АКБ залишається від'ємним, що узгоджується з [8]. Водночас за тривалих (72 год) відключень поєднання ВТ 5 кВт і АКБ 10 кВт·год покриває 68,7 % навантаження будинку, а сама батарея – лише 4,9 %.

Отже, за чинних умов самовиробництва економічна ефективність побутової вітроустановки визначається насамперед вітровим потенціалом і розмірами ділянки, а не власним споживанням домогосподарства, що узгоджується з висновками [9]. Акумуляторна батарея в такій системі є засобом підвищення надійності електропостачання, а не економії. Для умовного об'єкта рекомендовано ВТ 5 кВт на щоглі 21 м з трифазним приєднанням, налаштування інверторів з характеристиками Q(U) і P(U), не більше 8–12 таких установок у фідері без реконструкції мережі та попереднє вимірювання вітрового потенціалу майданчика.

Список літератури

1. Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України : Закон України від 30.06.2023 № 3220-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20 (дата звернення: 14.10.2026).
2. Порядок продажу та обліку електричної енергії, виробленої активними споживачами, та розрахунків за неї : затв. постановою НКРЕКП від 29.12.2023 № 2651. URL: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/uploads/public/658/f0d/57c/658f0d57cdb19255339955.pdf (дата звернення: 14.10.2026).
3. Bianchini A., Bangga G., Baring-Gould I. et al. Current status and grand challenges for small wind turbine technology. Wind Energy Science. 2022. Vol. 7, No. 5. P. 2003–2037. DOI: 10.5194/wes-7-2003-2022.
4. Umoh V., Davidson I., Adebiyi A., Ekpe U. Methods and tools for PV and EV hosting capacity determination in low voltage distribution networks – a review. Energies. 2023. Vol. 16, No. 8. Art. 3609. DOI: 10.3390/en16083609.
5. IEC 61400-12-1:2022. Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines. Geneva : IEC, 2022.
6. EN 50549-1:2019. Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks – Part 1: Connection to a LV distribution network – Generating plants up to and including Type B. Brussels : CENELEC, 2019.
7. Alonso A. M. S., De Oro Arenas L., Brandao D. I., Tedeschi E., Marafao F. P. Integrated local and coordinated overvoltage control to increase energy feed-in and expand DER participation in low-voltage networks. IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2022. Vol. 13, No. 2. P. 1049–1061. DOI: 10.1109/TSTE.2022.3146196.
8. Khezri R., Mahmoudi A., Haque M. H. Impact of optimal sizing of wind turbine and battery energy storage for a grid-connected household with/without an electric vehicle. IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2022. Vol. 18, No. 9. P. 5838–5848.
9. Brennenstuhl M., Otto R., Pietruschka D., Schembera B., Eicker U. Optimized dimensioning and economic assessment of decentralized hybrid small wind and photovoltaic power systems for residential buildings. Energies. 2025. Vol. 18, No. 7. Art. 1811. DOI: 10.3390/en18071811.

УДК 621.311.243:681.5

Василь Хімоненко, *здобувач групи ЕЕ-25М,*
Аріна Хімоненко, *здобувач групи ЕЕ-22,*
Валентин Солдатенко, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: kirovograd41@gmail.com

Оптимізація енергобалансу автономної мікромережі з сонячною електростанцією та акумуляторною батареєю на основі нечіткого регулятора

Автономні мікромережі з сонячною електростанцією (СЕС), акумуляторною батареєю (АКБ) і резервною дизель-генераторною установкою (ДГУ) є ефективним засобом живлення віддалених споживачів і резервування електропостачання об’єктів критичної інфраструктури [1]. Їх поширення відповідає курсу на децентралізацію енергосистеми України [2] і підтримується здешевленням фотомодулів і накопичувачів [3]. Від алгоритму керування енергобалансом залежать витрата палива, ресурс АКБ і ДГУ. Евристичні стратегії слідування за навантаженням (LF) і циклічного заряду (CC) прості й широко застосовуються в проєктуванні гібридних мікромереж [4], але неадаптивні. Оптимізаційні методи, насамперед змішане цілочислове лінійне програмування (MILP) [5], чутливі до похибок прогнозу і потребують значних обчислювальних ресурсів. Нечіткі регулятори прозорі й прості в реалізації, а налаштування їхніх функцій належності еволюційними алгоритмами наближає їх до оптимальних [6]. Водночас у відомих регуляторах не враховуються прогнозний ресурс сонячної генерації та вартість деградації АКБ [7]. Мета роботи – підвищення енергетичної та економічної ефективності автономної мікромережі шляхом розроблення та оптимізації нечіткого алгоритму керування енергобалансом.

Розроблено погодинну модель мікромережі мовою Python (NumPy, SciPy, Numba). Вона включає синтетичний метеорологічний рік для умов м. Кропивницький (1261 кВт·год/м² на рік), модель СЕС з питомим виробітком 1200 кВт·год/кВт, модель АКБ $LiFePO_4$ з циклічним (за кривою Велера і методом дощового потоку) і календарним старінням, лінійну витратну характеристику ДГУ з витратою холостого ходу та модель навантаження. Річний розрахунок триває близько 3 мс. Умовний об’єкт – сільський об’єкт критичної інфраструктури з річним споживанням 110,0 МВт·год, максимальним навантаженням 32,8 кВт і ДГУ 50 кВА; базова конфігурація – СЕС 100 кВт і АКБ 300 кВт·год. Протягом 58,2 % часу навантаження менше за мінімальне рекомендоване завантаження ДГУ, тому її доцільно використовувати разом з АКБ. Для оцінювання якості алгоритмів сформовано еталон – MILP з повною інформацією на ковзному горизонті 48 год, який визначає нижню межу експлуатаційних витрат 700,8 тис. грн/рік.

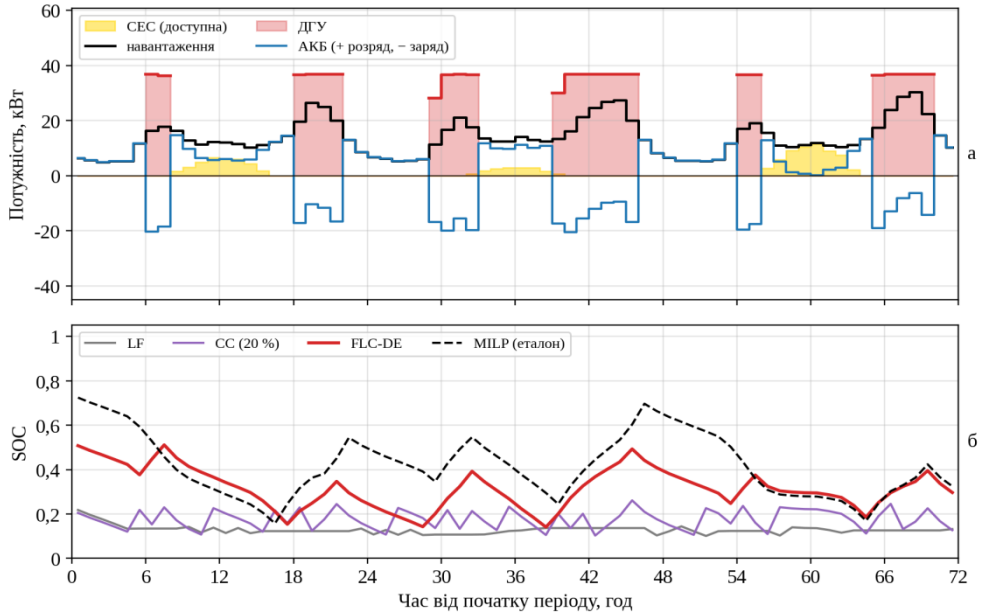
Запропоновано нечіткий регулятор типу Мамдані з трьома вхідними змінними: рівнем заряду АКБ *SOC*, нетто-навантаженням, віднесеним до номінальної потужності ДГУ, і прогнозним добовим балансом енергії $x_3 = (\hat{W}_{\text{СЕС}} - \hat{W}_{\text{нав}})/W_{\text{кор}}$ (відношення прогнозних добових виробітку СЕС і споживання до корисної ємності АКБ). База містить 27 правил, вихід регулятора задає відносну потужність ДГУ, а команди її пуску і зупинки формуються з гістерезисом. Завдяки розбиттю Руспіні регулятор описується 13 параметрами, які налаштовуються методом диференціальної еволюції за критерієм мінімуму річних експлуатаційних витрат з урахуванням деградації АКБ:

$$\theta^{*} = \arg\min C_{\text{е}}(\theta), \quad C_{\text{е}} = c_{\text{п}}B_{\text{р}} + (c_{\text{об}} + c_{\text{сп}})T_{\text{ДГУ}} + c_{\text{пуск}}N_{\text{пуск}} + C_{\text{дег}} + c_{\text{нд}}W_{\text{нд}}, \qquad (1)$$

де θ – вектор параметрів регулятора; $c_{\text{п}}$ – ціна дизельного палива; $B_{\text{р}}$ – річна витрата палива; $c_{\text{об}}$, $c_{\text{сп}}$ – вартість обслуговування і спрацювання ДГУ на мотогодину; $T_{\text{ДГУ}}$ – річне

напрацювання ДГУ; $c_{пуск}$, $N_{пуск}$ – вартість пуску і кількість пусків; $C_{дег}$ – вартість циклічного старіння АКБ; $c_{нд}$, $W_{нд}$ – питома вартість і річний обсяг недовідпуску електроенергії.

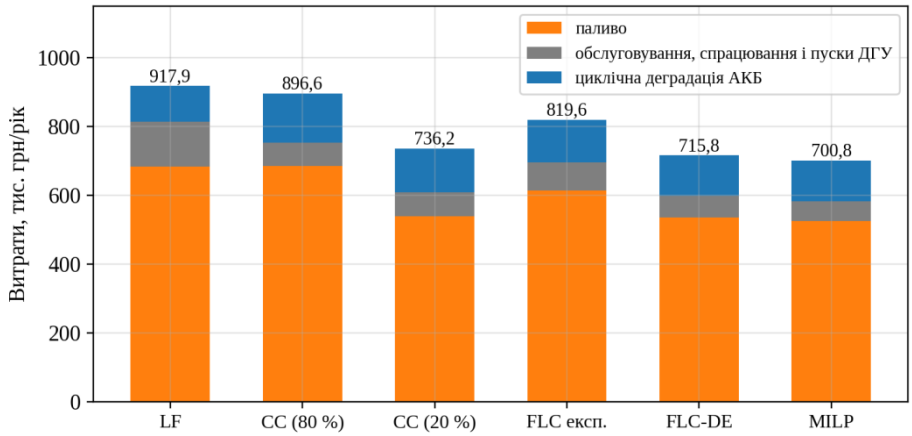
Налаштування (20 736 обчислень цільової функції, 74 с) знизило витрати з 819,6 тис. грн/рік за експертних параметрів до 715,8 тис. грн/рік. Налаштований регулятор (FLC-DE) реалізує адаптивну стратегію: за прогнозу дефіциту енергії він працює як циклічний заряд зі змінною уставкою, за прогнозу надлишку – як слідування за навантаженням (рис. 1).



а – потужності за регулятора FLC-DE; б – рівень заряду АКБ за різних стратегій

Рисунок 1 – Режим роботи мікромережі 25–27 січня

Порівняно зі стратегією LF регулятор FLC-DE зменшує річні експлуатаційні витрати на 22,0 % (рис. 2), відносно CC з типовою уставкою 80 % – на 20,2 %, а відносно CC з оптимальною уставкою 20 % – на 2,8 %. Він реалізує 93,1 % теоретично досяжної економії і відстає від еталона з повною інформацією лише на 2,1 %. Витрата палива зменшується на 21,8 % (з 11 789 до 9224 л/рік), напрацювання ДГУ – у 2,1 раза, а строк служби АКБ (11,1 року) не нижчий, ніж за еталонного алгоритму. Це узгоджується з висновками [8] щодо доцільності керування накопичувачем з урахуванням його старіння. Результат стійкий: на шести контрольних метеорологічних роках економія становить 21,5–22,6 %, а збільшення похибки прогнозу до 50 % підвищує витрати лише на 2,3 %.



FLC експ. – нечіткий регулятор з експертними параметрами; MILP – еталонний алгоритм з повною інформацією

Рисунок 2 – Структура річних експлуатаційних витрат за різних стратегій керування

Повний перебір 143 комбінацій обладнання для трьох стратегій показав, що стратегія керування впливає на оптимальний склад мікромережі. За стратегії LF оптимальна потужність СЕС на 23 % більша (160 кВт), а чиста приведена вартість (NPC) – на 8,3 % більша, ніж за регулятора FLC-DE; оптимальна ємність АКБ (250 кВт·год) однакова для всіх стратегій і визначається добовим циклом споживання. Раціональним є склад СЕС 130 кВт, АКБ 250 кВт·год, ДГУ 50 кВА; NPC такої системи за 20 років становить 13,68 млн грн, що в 2,4 раза менше, ніж за електропостачання лише від ДГУ; приведена вартість електроенергії знижується з 35,02 до 14,61 грн/(кВт·год), витрата палива – у 7,2 раза, викиди CO_2 – на 86 %. Відносно варіанта лише з ДГУ NPV = 19,12 млн грн, дисконтований термін окупності – 2,75 року, IRR = 43,2 %. Проєкт залишається ефективним за ставки дисконтування 16 % і ціни палива понад 11,1 грн/л, а заміна стратегії LF нечітким регулятором на наявному обладнанні окупається менш ніж за рік.

Отже, нечіткий регулятор з прогнозним добовим балансом енергії, налаштований диференціальною еволюцією з урахуванням деградації АКБ, наближає експлуатаційні витрати автономної мікромережі до теоретичного мінімуму і завдяки малій обчислювальній складності може бути реалізований на серійному промисловому контролері. Склад обладнання доцільно обирати з урахуванням стратегії керування; для умовного об’єкта рекомендовано СЕС 130 кВт, АКБ 250 кВт·год і ДГУ 50 кВА.

Список літератури

1. Про критичну інфраструктуру : Закон України від 16.11.2021 № 1882-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1882-20 (дата звернення: 14.10.2026).
2. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року : розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.04.2023 № 373-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-р (дата звернення: 14.10.2026).
3. Renewable Power Generation Costs in 2023. Abu Dhabi : International Renewable Energy Agency, 2024.
4. Ishraque M. F., Shezan S. A., Rashid M. M. et al. Techno-economic and power system optimization of a renewable rich islanded microgrid considering different dispatch strategies. IEEE Access. 2021. Vol. 9. P. 77325–77340. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3082538.
5. Thirunavukkarasu G. S., Seyedmahmoudian M., Jamei E. et al. Role of optimization techniques in microgrid energy management systems – a review. Energy Strategy Reviews. 2022. Vol. 43. Art. 100899. DOI: 10.1016/j.esr.2022.100899.
6. Teo T. T., Logenthiran T., Woo W. L. et al. Optimization of fuzzy energy-management system for grid-connected microgrid using NSGA-II. IEEE Transactions on Cybernetics. 2021. Vol. 51. P. 5375–5386.
7. Collath N., Tepe B., Englberger S., Jossen A., Hesse H. Aging aware operation of lithium-ion battery energy storage systems: a review. Journal of Energy Storage. 2022. Vol. 55. Art. 105634. DOI: 10.1016/j.est.2022.105634.
8. Collath N., Cornejo M., Engwerth V., Hesse H., Jossen A. Increasing the lifetime profitability of battery energy storage systems through aging aware operation. Applied Energy. 2023. Vol. 348. Art. 121531. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121531.

УДК 621.311.243:621.355

Владислав Крикотненко, *здобувач групи ЕЕ-25М,*
Єлізавєта Самокрик, *здобувач групи ЕЕ-24,*
Валентин Солдатенко, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: kirovograd41@gmail.com

Керування режимами промислового об'єкта з сонячною електростанцією та накопичувачем енергії з урахуванням ризику відключень

Режими електропостачання промислових підприємств в Україні формуються під дією погодинних цін ринку «на добу наперед» (РДН) з добовим розмахом близько 6 грн/(кВт·год), погодозалежної генерації власних сонячних електростанцій (СЕС) і підвищеного ризику відключень мережі, під час яких відповідальне навантаження живиться від дизельної електроустановки (ДЕУ) з високою вартістю енергії. СЕС без накопичувача не покриває вечірнього піку цін і не працює під час відключень. Акумуляторна система накопичення енергії (СНЕ), перетворювач якої здатен формувати напругу, усуває обидва недоліки, а для керування такими системами промислових споживачів дедалі частіше застосовують оптимізацію з ковзним горизонтом [1]. Водночас ризик відключень зазвичай враховують фіксованим резервом заряду або попередньою оцінкою потрібного стану заряду [2], що консервативно обмежує економічне використання накопичувача. Мета роботи – підвищення економічної ефективності та надійності електропостачання промислового об'єкта шляхом розроблення алгоритму керування СЕС і СНЕ з урахуванням цін і ризику відключень та обґрунтування параметрів обладнання.

Як об'єкт розглянуто умовне машинобудівне підприємство з річним споживанням 7129 МВт·год і найбільшим навантаженням 1572 кВт, яке живиться від мережі 10 кВ через КТП 2×1000 кВ·А і має резервну ДЕУ для відповідального навантаження 225–543 кВт. Розроблено погодинні річні моделі мовою Python (NumPy, SciPy): навантаження з відповідальною складовою, генерації СЕС зі стохастичним індексом ясності, СНЕ $LiFePO_4$ з деградацією, мережі 10/0,4 кВ, цін РДН (середня – 5,97 грн/(кВт·год)) і неоднорідного пуассонівського потоку відключень з очікуваною тривалістю 300 год на рік. Старіння акумулятора, яке суттєво впливає на економіку експлуатації СНЕ [3, 4], враховано питомою вартістю розрядженої енергії 1,04 грн/(кВт·год). Розбіжність моделей з аналітичними оцінками не перевищує 0,5 %.

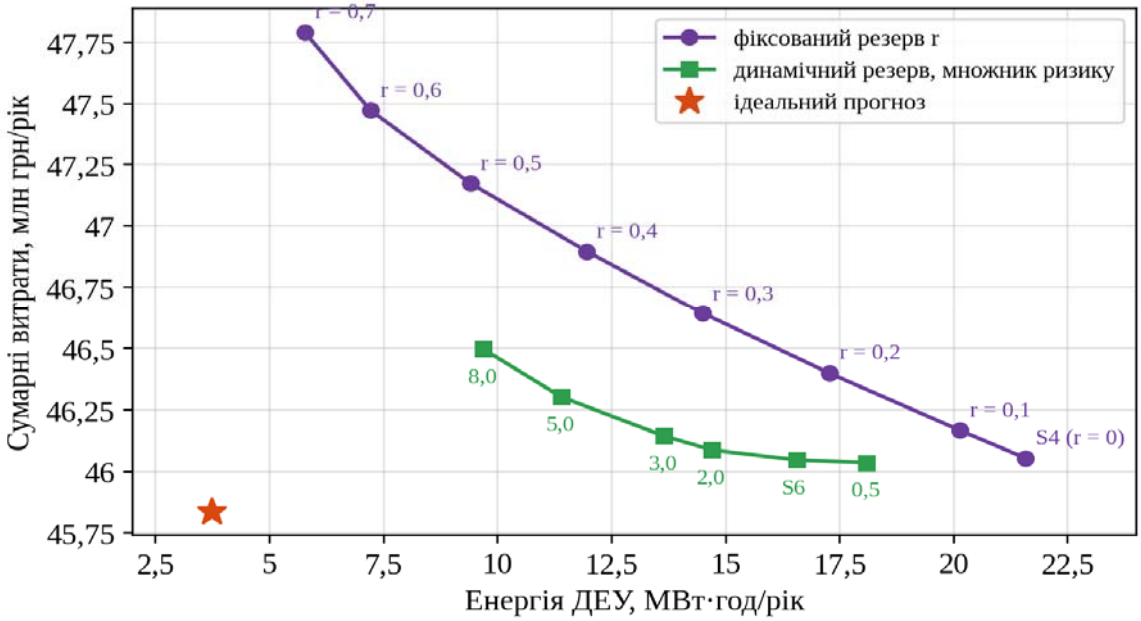
Запропонований алгоритм кожні 6 год, а також одразу після відновлення живлення розв'язує задачу лінійного програмування на горизонті H = 36 год. Ризик відключення введено в цільову функцію як очікувану вартість енергії ДЕУ, а дефіцит резерву заряду подано кусково-лінійно через допоміжні змінні:

$$\min\sum_{t=t0}^{t0+H-1}[C_t + k_p\lambda_t c_{ДЕУ}\sum_{k=1}^{3}p_k u_{k,t}] - v_T E_{t0+H};\quad u_{k,t} \ge W_{k,t} - \eta_p(E_t - SOC_{min}E_{ном}),\ u_{k,t} \ge 0, \quad (1)$$

де C_t – вартість обміну енергією з мережею і деградації СНЕ; k_p – множник ризику (у базовому варіанті k_p = 1); λ_t – імовірність початку відключення в годину t; $c_{ДЕУ}$ = 20 грн/(кВт·год) – питома вартість енергії ДЕУ; p_k – імовірність тривалості відключення D_k (2, 4 і 6 год); $u_{k,t}$ – дефіцит резерву; v_T – оцінка енергії, що залишається в накопичувачі наприкінці горизонту; E_t, $E_{ном}$ – поточна і номінальна енергія СНЕ; $W_{k,t}$ – енергія, потрібна від СНЕ для живлення відповідального навантаження понад прогноз генерації СЕС під час відключення; η_p – ККД розряду.

Отже, рівень резерву заряду визначає оптимізатор для кожної години без порушення лінійності задачі. Задача має 360 змінних і розв'язується за кілька мілісекунд, що придатно для промислового контролера системи керування енергією.

Вісім варіантів керування порівняно на 10 реалізаціях відключень за конфігурації СЕС 1500 кВт(пік) і СНЕ 2000 кВт·год / 1000 кВт. Правилові стратегії реалізують лише 24 % (максимізація самоспоживання) і 51 % (цінові пороги) економічного ефекту накопичувача за оптимізаційного керування, яке зменшує сумарні витрати порівняно з варіантом «лише СЕС» на 3,65 млн грн/рік. Запропонована стратегія порівняно з керуванням без резерву зменшує енергію ДЕУ на 24 % без зростання витрат, а порівняно з фіксованим резервом 30 % дешевша на 0,59 млн грн/рік за близької надійності. На фронті Парето (рис. 1) за однакової енергії ДЕУ вона забезпечує економію 0,42–0,66 млн грн/рік. Стратегія реалізує 98,6 % теоретично можливої економії, причому близько 88 % залишкової різниці зумовлено непередбачуваністю моментів відключень, а не похибками прогнозів.



r – частка фіксованого резерву заряду; біля квадратних маркерів – значення множника ризику $k_р$

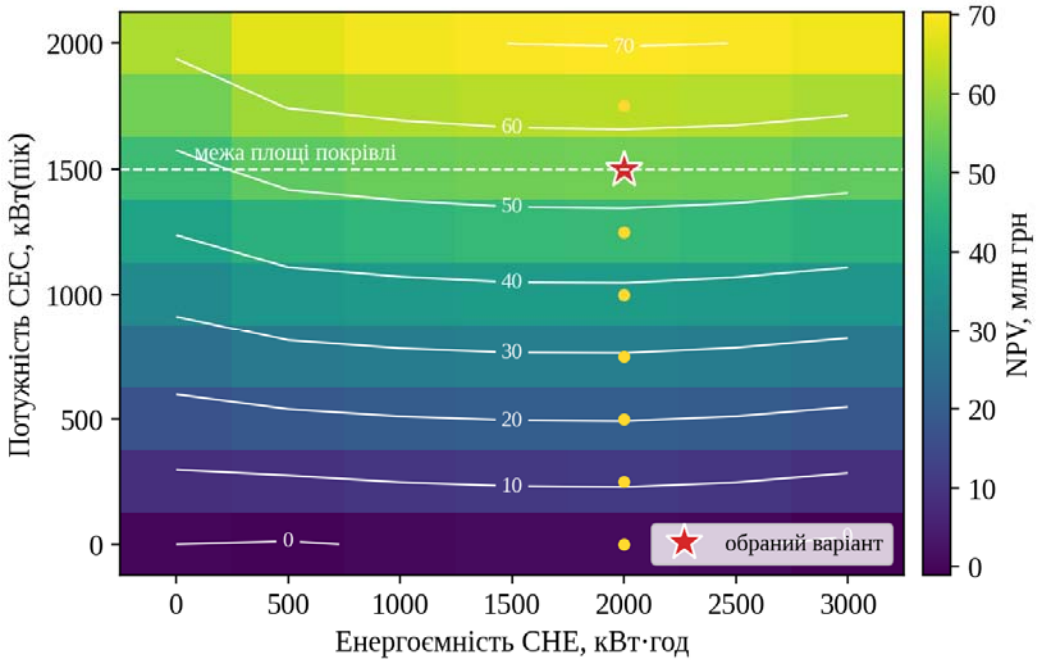
Рисунок 1 – Фронт Парето «енергія ДЕУ – сумарні витрати» для стратегій з фіксованим і динамічним резервом

СЕС і СНЕ зменшують втрати енергії в мережі живлення на 19 %, а з компенсацією реактивної потужності інверторами [6] та економічним режимом трансформаторів – на 35,5 %. Напруга на шинах 0,4 кВ залишається в межах від –1,3 до +6,6 %, тож підвищення напруги, яке часто обмежує інтеграцію СЕС у мережі низької напруги [5], тут не є визначальним.

Параметри обладнання обґрунтовано за критерієм чистої приведеної вартості (NPV) на основі річного погодинного моделювання, як і в [7, 8], перебором 63 варіантів потужності СЕС та енергоємності СНЕ (рис. 2). NPV зростає з потужністю СЕС аж до 3000 кВт(пік), тому її обмежено площею покрівлі – 1500 кВт(пік), а оптимальна енергоємність СНЕ становить 2000 кВт·год незалежно від потужності СЕС. Потужність перетворювача 1000 кВт обрано за умовою живлення відповідального навантаження в острівному режимі.

Капітальні витрати на обраний варіант становлять 56,0 млн грн. Він зменшує річні витрати на електропостачання на 15,32 млн грн (25,3 %), а енергію ДЕУ – на 84 %; NPV = 55,7 млн грн, IRR = 23,9 %, дисконтований строк окупності – 5,4 року. Додатковий ефект СНЕ має NPV 8,2 млн грн, тоді як без СЕС накопичувач ледь окупний. За зміни вихідних даних на ±20 % NPV залишається додатною, а строк окупності не перевищує 7 років. Економічну доцільність СНЕ визначає насамперед режим відключень мережі: межа

окупності накопичувача становить близько 15 год відключень на рік, а за 600 год NPV його ефекту зростає до 16,2 млн грн.



жовті точки – оптимальна енергоємність СНЕ для кожної потужності СЕС

Рисунок 2 – Залежність NPV від потужності СЕС та енергоємності СНЕ

Отже, ризик-орієнтований динамічний резерв заряду дає змогу в межах лінійної задачі керування поєднати арбітражне використання СНЕ з резервуванням живлення відповідальних споживачів і за однакової надійності зменшити витрати на 0,42–0,66 млн грн/рік порівняно з фіксованим резервом. Для умовного підприємства рекомендовано СЕС 1500 кВт(пік) і СНЕ $LiFePO_4$ 2000 кВт·год / 1000 кВт, а доцільність накопичувача слід оцінювати з урахуванням очікуваного режиму відключень мережі.

Список літератури

1. Zhuang H., Tang Z., Zhang J. Two-stage energy management for energy storage system by using stochastic model predictive control approach. Frontiers in Energy Research. 2021. Vol. 9. Art. 803615. DOI: 10.3389/fenrg.2021.803615.
2. Rose M., Huebner M., Hofmann L. Modelling the required state of charge of a battery emergency power supply for temporary islanded grid sections with decentralized generation. NEIS 2023 : Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems (Hamburg, 4–5 September 2023). Berlin ; Offenbach : VDE Verlag, 2023. 7 p. URL: https://www.vde-verlag.de/proceedings-en/566134013.html (дата звернення: 16.10.2026).
3. Collath N., Tepe B., Englberger S., Jossen A., Hesse H. Aging aware operation of lithium-ion battery energy storage systems: a review. Journal of Energy Storage. 2022. Vol. 55. Art. 105634. DOI: 10.1016/j.est.2022.105634.
4. Amini M., Nazari M. H., Hosseinian S. H. Optimal scheduling and cost-benefit analysis of lithium-ion batteries based on battery state of health. IEEE Access. 2023. Vol. 11. P. 1359–1371. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3232282.
5. Chathurangi D., Jayatunga U., Perera S. Recent investigations on the evaluation of solar PV hosting capacity in LV distribution networks constrained by voltage rise. Renewable Energy. 2022. Vol. 199. P. 11–20.
6. Alonso A. M. S., De Oro Arenas L., Brandao D. I., Tedeschi E., Marafao F. P. Integrated local and coordinated overvoltage control to increase energy feed-in and expand DER participation in low-voltage networks. IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2022. Vol. 13, No. 2. P. 1049–1061. DOI: 10.1109/TSTE.2022.3146196.
7. Camilo F. M., Santos P. Technical-economic evaluation of residential wind and photovoltaic systems with self-consumption and storage systems in Portugal. Energies. 2023. Vol. 16, No. 4. Art. 1805. DOI: 10.3390/en16041805.
8. Brennenstuhl M., Otto R., Pietruschka D., Schembera B., Eicker U. Optimized dimensioning and economic assessment of decentralized hybrid small wind and photovoltaic power systems for residential buildings. Energies. 2025. Vol. 18, No. 7. Art. 1811. DOI: 10.3390/en18071811.

УДК 621.316.1:621.311.243

Костянтин Руденок, *здобувач групи ЕЕ-25М,*
Михайло Слепченко, *здобувач групи ЕЕ-26М,*
Валентин Солдатенко, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: kirovograd41@gmail.com

Адаптивне керування інверторами СЕС для стабілізації напруги в розподільних мережах 10 кВ

Розвиток розосередженої генерації (РГ), насамперед сонячних електростанцій (СЕС), є одним із напрямів відновлення енергетики України [1]. Для довгих повітряних ліній 10 кВ сільських районів гранична потужність приєднання РГ визначається насамперед допустимим підвищенням напруги, а не нагріванням проводів [2, 3]. Посилення мережі потребує значних капіталовкладень, а статичне обмеження потужності видачі СЕС у технічних умовах на приєднання спричиняє значне недовироблення енергії. Стандартизовані характеристики інверторів $\cos\varphi$(P), Q(U) і P(U) мають фіксовані уставки, неоптимальні для конкретного вузла, а централізоване оптимальне керування потребує розвиненої телемеханіки [4, 5]. Тому перспективним є локальне керування, за якого інвертор використовує власні вимірювання [6, 7]. Мета роботи – підвищення стабільності рівнів напруги в розподільній мережі з високою часткою РГ шляхом адаптивного локального керування реактивною та активною потужністю інверторів.

Об'єкт дослідження – умовна повітряна лінія 10 кВ довжиною 35,5 км з 21 ТП (сумарне найбільше навантаження 2,22 МВт) і п'ятьма СЕС сумарною потужністю 5,5 МВт, параметри якої сформовано за типовими довідковими даними. Річний виробіток СЕС становить 87 % споживання ТП. Розроблено модель мовою Python (NumPy, SciPy), що включає векторизований розрахунок режимів методом зворотного-прямого ходу, синтетичні річні ряди сонячної радіації та навантажень, модель РПН підстанції і закони керування інверторами в квазістаціонарній постановці з кроком 15 хв і 1 с. Розбіжність з методом Ньютона–Рафсона не перевищує $7{,}4\cdot10^{-11}$ в. о. Без регулювання напруга досягає 1,145 в. о. і перевищує допустиму межу 1,07 в. о. протягом 1025 год на рік.

Аналіз стійкості методами теорії лінійних дискретних систем показав, що налаштовані на межу 1,07 в. о. пропорційні характеристики Q(U), P(U) стійкі лише за часу реакції понад 11 с у нормальній і понад 23 с у ремонтній схемі мережі, а інтегральний закон з однаковим для всіх інверторів коефіцієнтом, стійкий у нормальній схемі, втрачає стійкість у ремонтній. Власні чутливості напруги вузлів приєднання СЕС до реактивної потужності відрізняються в 3,5 раза, тому запропоновано нормувати коефіцієнт кожного інвертора на власну чутливість вузла. За такого нормування допустимий нормований коефіцієнт становить 0,570 у нормальній і 0,582 у ремонтній схемі, тобто практично не залежить від схеми мережі, а за теоремою Гершгоріна отримано універсальну достатню умову стійкості $\gamma \le 2/n$, де n – кількість інверторів, що одночасно регулюють напругу.

Розрахункова модель не дає надійного значення чутливості: лінеаризована модель занижує її для віддалених вузлів на 5–9 % у нормальній і на 24–32 % у ремонтній схемі. Тому інвертор оцінює чутливість рекурсивним методом найменших квадратів за власними пробними збуреннями реактивної потужності ±1 % $S_н$ у підциклах 0,2 с циклу керування тривалістю 1 с. Такі збурення змінюють напругу лише на 0,03–0,09 %, зміщення оцінок не перевищує 6 %, а після зміни схеми мережі оцінки встановлюються за 1–3 хв. На цій основі запропоновано адаптивний закон керування:

$$q_i[k+1] = q_i[k] - (\gamma/\hat{s}_i[k])\cdot(U_i[k] - U_Q), \quad -Q_{max,i} \le q_i[k+1] \le 0, \qquad (1)$$

де q_i – уставка реактивної потужності i-го інвертора; k – номер циклу керування; $\hat{s}_i$ – оцінка чутливості напруги вузла до реактивної потужності; U_i – середня за цикл напруга вузла; U_Q – поріг регулювання реактивної потужності; $Q_{max,i}$ – найбільша реактивна потужність інвертора. Аналогічно з коефіцієнтом $\gamma_P/\hat{s}_i$ і порогом $U_P > U_Q$ змінюється обмеження активної потужності, тому генерація обмежується лише після вичерпання реактивної потужності.

Обґрунтовано параметри закону: $\gamma = 0{,}4$, $\gamma_P = 0{,}2$, $U_Q = 1{,}05$ в. о. і $U_P = 1{,}065$ в. о.; поріг U_Q обрано за критерієм гарантованого результату в умовах невизначеності вартості недовиробленої енергії. Моделювання з кроком 1 с показало, що адаптивний закон зберігає стійкість у всіх сценаріях. Під час переходу в ремонтну схему напруга стрибкоподібно зростає до 1,097 в. о., після чого адаптивний закон повертає її в допустимі межі за 20 с, типові характеристики – лише через 312 с, а інтегральний закон з фіксованим коефіцієнтом втрачає стійкість (рис. 1). Обмеження генерації за адаптивним законом у 2–3 рази менше, ніж за типових і налаштованих характеристик.

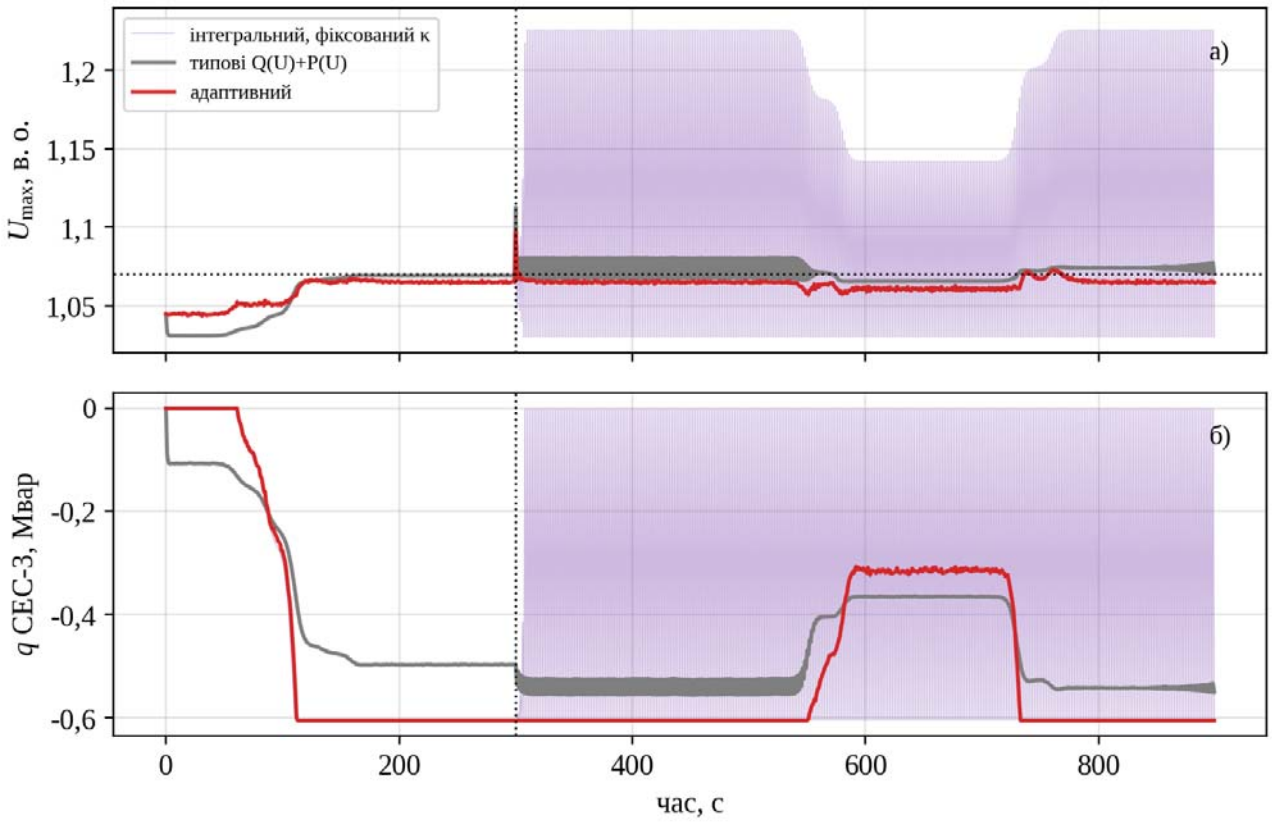
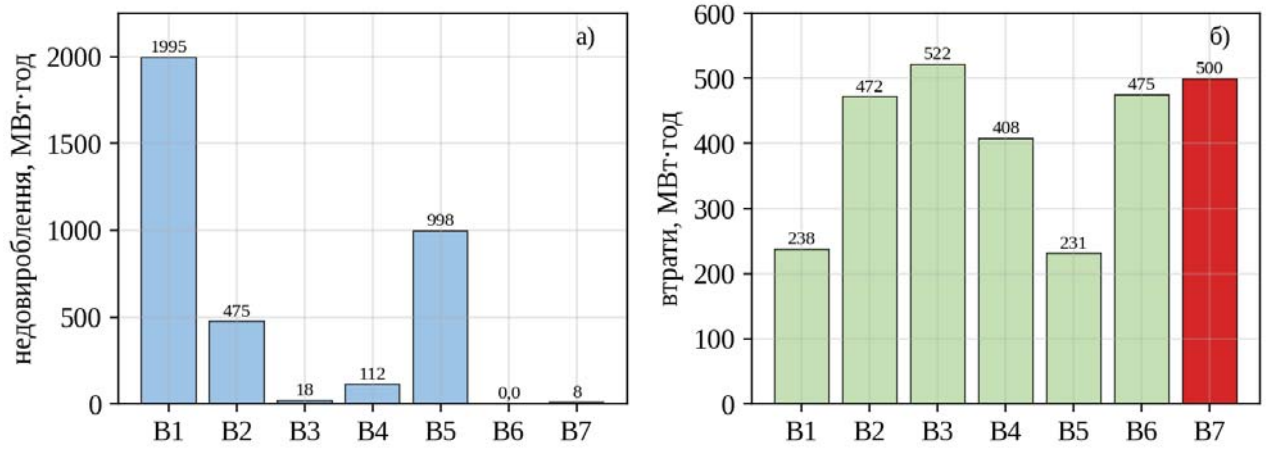


Рисунок 1 – Перехід у ремонтну схему мережі на 300-й секунді: а – найбільша напруга у вузлах мережі; б – реактивна потужність СЕС-3

Річним моделюванням порівняно вісім варіантів стабілізації напруги (рис. 2). Статичне обмеження видачі призводить до втрати 24,7 % річного виробітку СЕС, у поєднанні з постійним $\cos\varphi = 0{,}95$ – 5,9 %, а лінійний регулятор і посилення мережі не усувають потреби в обмеженні. Адаптивне керування утримує напругу в межах 0,93–1,07 в. о. з недовиробленням 8,3 МВт·год (0,1 %), що вдвічі менше, ніж за налаштованих характеристик, а втрати електроенергії в нього лише на 5 % більші, ніж за централізованого оптимального керування, яке потребує каналів зв'язку з усіма СЕС. Перевага зберігається за потужності СЕС від 3,3 до 7,7 МВт, відношення R/X від 1,2 до 5,9 і будь-якої уставки РПН. Гранична потужність СЕС за умовою напруги з адаптивним керуванням становить близько 6,6 МВт, а за більшої потужності обмежувальним чинником стає нагрівання проводів головної ділянки лінії.



B1 – статичне обмеження видачі; B2 – cos φ = 0,95 і обмеження видачі; B3 – налаштовані Q(U) і P(U); B4 – лінійний регулятор напруги; B5 – посилення мережі; B6 – централізоване оптимальне керування; B7 – адаптивне керування

Рисунок 2 – Річне недовироблення енергії СЕС (а) та річні втрати електроенергії (б) за варіантами

Адаптивне керування має найменші сумарні дисконтовані витрати – 17,99 млн грн за 15 років. Відносно поширеної практики (постійний cos φ і обмеження видачі) NPV = 11,28 млн грн, IRR = 384 %, дисконтований строк окупності – 0,3 року, індекс прибутковості – 23,6, а беззбитковість зберігається за вартості недовиробленої енергії від 0,57 тис. грн/(МВт·год).

Отже, нормування коефіцієнтів інтегрального закону на чутливість напруги, яку інвертор оцінює за власними пробними збуреннями, дає змогу утримувати напругу в допустимих межах з мінімальним обмеженням генерації і зберігати стійкість за зміни схеми мережі. Алгоритм не потребує каналів зв’язку і нового силового обладнання, може бути реалізований у програмному забезпеченні контролерів СЕС або інверторів, а його параметри оператор системи розподілу може включати до технічних умов на приєднання СЕС замість статичного обмеження потужності видачі.

Список літератури

1. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року : розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.04.2023 № 373-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-р (дата звернення: 14.10.2026).
2. Chathurangi D., Jayatunga U., Perera S. Recent investigations on the evaluation of solar PV hosting capacity in LV distribution networks constrained by voltage rise. Renewable Energy. 2022. Vol. 199. P. 11–20.
3. Umoh V., Davidson I., Adebiyi A., Ekpe U. Methods and tools for PV and EV hosting capacity determination in low voltage distribution networks – a review. Energies. 2023. Vol. 16, No. 8. Art. 3609. DOI: 10.3390/en16083609.
4. Gholami K., Islam M. R., Rahman M. M., Azizivahed A., Fekih A. State-of-the-art technologies for volt-var control to support the penetration of renewable energy into the smart distribution grids. Energy Reports. 2022. Vol. 8. P. 8630–8651.
5. Alshehri M., Yang J. Voltage optimization in active distribution networks – utilizing analytical and computational approaches in high renewable energy penetration environments. Energies. 2024. Vol. 17, No. 5. Art. 1216. DOI: 10.3390/en17051216.
6. Alonso A. M. S., De Oro Arenas L., Brandao D. I., Tedeschi E., Marafao F. P. Integrated local and coordinated overvoltage control to increase energy feed-in and expand DER participation in low-voltage networks. IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2022. Vol. 13, No. 2. P. 1049–1061. DOI: 10.1109/TSTE.2022.3146196.
7. Gupta R., Sossan F., Paolone M. Model-less robust voltage control in active distribution networks using sensitivity coefficients estimated from measurements. Electric Power Systems Research. 2022. Vol. 212. Art. 108547. DOI: 10.1016/j.epsr.2022.108547.

УДК 621.311:621.355

Максим Ващенко, *здобувач групи ЕЕ-25М,*
Ксенія Москаленко, *здобувач групи ЕЕ-24,*
Валентин Солдатенко, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: kirovograd41@gmail.com

Вдосконалення методу диспетчеризації батарейної установки збереження енергії промислового споживача з урахуванням деградації та ризик-орієнтованого резерву

Зміна структури генерації в Україні, зокрема зростання частки сонячних електростанцій і скорочення маневрових потужностей, сформувала добовий профіль цін ринку «на добу наперед» (РДН) з денним провалом і вечірнім піком. Середній добовий розмах цін близько 6,3 тис. грн/(МВт·год) разом зі здешевленням літій-іонних акумуляторів [1] створює економічне підґрунтя для застосування батарейних установок збереження енергії (БУЗЕ) у промислових споживачів з погодинним ціноутворенням. Водночас прибутковість БУЗЕ суттєво залежить від деградації комірок, швидкість якої визначається глибиною циклів, рівнем заряду (SoC) і температурою, а отже – обраною стратегією керування [2, 3]. Основою диспетчеризації зазвичай є прогнозне керування з ковзним горизонтом з урахуванням старіння [4–6], проте відомі реалізації, як правило, використовують сталий ККД, спрощено враховують деградацію і забезпечують резерв живлення відповідальних споживачів сталим нижнім обмеженням SoC незалежно від імовірності перерви в конкретну годину. Мета роботи – підвищення економічної ефективності та ресурсу БУЗЕ промислового споживача шляхом уточненого моделювання її експлуатаційних характеристик і вдосконалення методу диспетчеризації.

Дослідження виконано для умовного промислового підприємства з річним споживанням 11,33 ГВт·год, власною сонячною електростанцією потужністю 1 МВт і дозволеною потужністю приєднання 2,2 МВт. Розглянуто БУЗЕ потужністю 1 МВт і енергоємністю 2,236 МВт·год з 2496 комірок LFP 280 А·год, приєднану до шин 10 кВ. Розроблено модель установки, яка поєднує схему заміщення комірки з двома RC-ланками та залежностями опорів від SoC, температури і стану здоров'я (SoH), нелінійні втрати в перетворювачі й трансформаторі, тепловий режим із системою термостатування та напівемпіричну модель календарного і циклового старіння з підрахунком циклів методом «дощового потоку». Квазіусталене наближення моделі відрізняється від повної динамічної за ККД циклу не більше ніж на 0,11 процентного пункту, що дає змогу використовувати його для річного моделювання. Розрахунки виконано мовою Python.

Встановлено, що ККД циклу установки на шинах 10 кВ є нелінійною функцією потужності (рис. 1). Без урахування власних потреб він становить 92,2 % при номінальній потужності і 95,5 % при 0,3 МВт, а з їх урахуванням має максимум близько 93 % при 0,4–0,5 МВт і знижується до 87 % при 0,1 МВт. Власні потреби з втратами холостого ходу трансформатора становлять 2,9 % від виданої енергії; зниження верхньої межі термостатування з 27 до 25 °С збільшує річний чистий ефект з урахуванням вартості старіння приблизно на 1 %. За двох глибоких циклів на добу ресурс батареї до рівня 70 % SoH вичерпується за 11,2 року, за одного – перевищує 20 років.

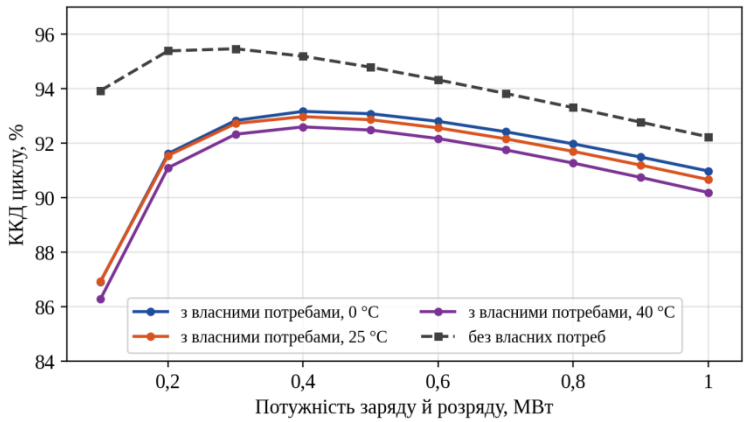


Рисунок 1 – Залежність ККД циклу установки від потужності заряду і розряду

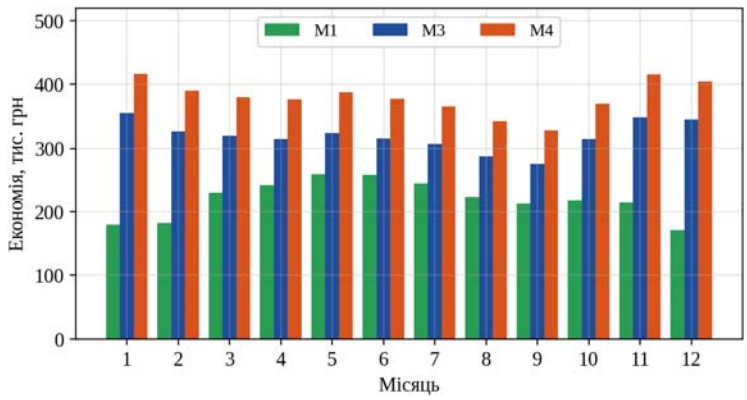
Задачу диспетчеризації сформульовано як задачу лінійного програмування з мінімізацією на горизонті прогнозу сумарних витрат на електроенергію, старіння батареї та очікуваних збитків від недовідпущення з обмеженнями на баланс потужності, енергоємність, потужність, дозволену потужність приєднання і заборону видачі в мережу. Запропонований метод прогнозного керування М4, на відміну від класичного методу М3 зі сталим ККД і фіксованим резервом 0,40 МВт·год, враховує кусково-лінійну вартість циклової деградації за глибиною розряду (граничні вартості 296–538 грн/(МВт·год)), календарне старіння, кусково-лінійні втрати в силовому колі з граничним ККД 0,985–0,930 і ризик-орієнтований резерв. Оскільки саме диспетчерські рішення визначають запас енергії на момент перерви [7], фіксований резерв замінено очікуваними збитками від недовідпущення електроенергії відповідальним споживачам. Для пуассонівського потоку перерв з експоненційним розподілом тривалості вони становлять

$$f_t(e) = \lambda_t V_н P_в \mu_t \cdot \exp(-\eta_в e/(P_в \mu_t)), \quad (1)$$

де e – енергія, запасена понад мінімальний SoC; λ_t, μ_t – інтенсивність і середня тривалість перерв у годину t; $V_н$ – питома вартість недовідпущеної енергії; $P_в$ – потужність відповідальних споживачів; $\eta_в$ – ККД розряду при малій потужності.

Функція (1) спадна й опукла, тому точно подається в задачі лінійного програмування набором дотичних. Ковзний горизонт 36 год забезпечує 99,8 % від теоретичного оптимуму, а час розв’язання задачі на одному кроці керування не перевищує 20 мс, що дає змогу реалізувати метод у промисловому контролері системи керування енергією.

Річне моделювання показало (рис. 2), що метод М4 забезпечує економію витрат на електроенергію 4,56 млн грн на рік (6,4 % від витрат підприємства), що на 18,7 % більше, ніж класичне прогнозне керування М3, і на 72,7 % більше, ніж правиловий метод М1. Відставання від варіанта з ідеальним прогнозом становить лише 0,3 %.



М1 – правиловий метод; М3 – класичне прогнозне керування; М4 – запропонований метод

Рисунок 2 – Місячна економія витрат на електроенергію за різними методами диспетчеризації

Основну частину приросту дає ризик-орієнтований резерв, який вивільняє енергоємність у години з малим ризиком перерв, а урахування вартості деградації зменшує кількість циклів на 7,4 % за практично незмінної економії. Очікуване недовідпущення відповідальним споживачам при цьому залишається в 4,6 раза меншим, ніж без накопичувача. Річний чистий ефект з урахуванням старіння максимальний за вагового коефіцієнта вартості деградації, що дорівнює 1, що підтверджує правильність вартісної моделі деградації.

Раціональною енергоємністю установки потужністю 1 МВт для умовного об'єкта є 3,35 МВт·год (тривалість розряду близько 3,4 год). За капітальних витрат 28,56 млн грн вона забезпечує економію 6,01 млн грн у перший рік, NPV 8,82 млн грн, IRR 15,5 % і дисконтований термін окупності 8,3 року за реальної ставки 10 %. Проєкт залишається ефективним за зростання капітальних витрат до 30,7 % або зменшення економії до 20,6 %, а перевага методу М4 над М3 (18,3–18,7 %) стійка до зміни розмаху цін РДН у межах ±30 %.

Отже, ефективність диспетчеризації промислової БУЗЕ визначається не лише точністю прогнозу, а й адекватністю моделі установки в задачі керування: урахуванням змінного ККД, вартості старіння і ризику перерв. Заміна фіксованого резерву ризик-орієнтованою оцінкою дає змогу одночасно підвищити економію і зберегти функцію резервного живлення. Для споживача з характеристиками умовного об'єкта рекомендовано БУЗЕ 1 МВт / 3,35 МВт·год, ваговий коефіцієнт вартості деградації 1 і верхню межу термостатування батареї близько 25 °С.

Список літератури

1. Ziegler M. S., Trancik J. E. Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline. Energy & Environmental Science. 2021. Vol. 14, No. 4. P. 1635–1651.
2. Collath N., Tepe B., Englberger S., Jossen A., Hesse H. Aging aware operation of lithium-ion battery energy storage systems: A review. Journal of Energy Storage. 2022. Vol. 55. Art. 105634. DOI: 10.1016/j.est.2022.105634.
3. Vega-Garita V., Heydarzadeh M., Dadash A. H., Immonen E. The need for aging-aware control methods in lithium-ion batteries: A review. Journal of Energy Storage. 2025. Vol. 132. Art. 117653. DOI: 10.1016/j.est.2025.117653.
4. Collath N., Cornejo M., Engwerth V., Hesse H., Jossen A. Increasing the lifetime profitability of battery energy storage systems through aging aware operation. Applied Energy. 2023. Vol. 348. Art. 121531. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121531.
5. Shabani M., Yan J. Optimization and evaluation of operational and economic performance of grid-connected battery storage at different stages of battery health. Energy Conversion and Management: X. 2025. Vol. 27. Art. 101113. DOI: 10.1016/j.ecmx.2025.101113.
6. Parthasarathy C., Laaksonen H., Redondo-Iglesias E., Pelissier S. Aging aware adaptive control of Li-ion battery energy storage system for flexibility services provision. Journal of Energy Storage. 2023. Vol. 57. Art. 106268.
7. Iqbal H., Sarwat A. Reliability-constrained behind-the-meter BESS dispatch for data centers: co-optimizing utility costs and critical-load continuity under stochastic outages. IEEE Access. 2026. DOI: 10.1109/ACCESS.2026.3696227.

УДК 621.316.1

Костянтин Любченко, *здобувач групи ЕЕ-25М*
Анастасія Ткаченко, *здобувачка групи ЕЕ-24,*
Олександр Сіріков, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: asirikov@i.ua

Ефективність застосування проміжних ступенів номінальної напруги 20 і 1 кВ у сільських розподільних мережах

Сільські розподільні мережі України побудовані переважно за чотириступеневою схемою 110/35/10/0,4 кВ. Значна частина їхнього обладнання відпрацювала нормативний строк служби, технологічні втрати електроенергії залишаються високими, а довгі лінії 10 кВ працюють на межі допустимої втрати напруги. Енергетична стратегія України передбачає модернізацію розподільних мереж [1], тому під час їх реконструкції доцільно розглядати перехід до раціональнішої системи напруг.

Міжнародна шкала напруг [2] передбачає проміжні ступені 20 кВ (між 10 і 35 кВ) і 1 кВ (між 0,4 і 10 кВ). Напруга 20 кВ є основною для розподільних мереж багатьох європейських країн [3], а напругу 1 кВ у Фінляндії застосовують для живлення віддалених сільських споживачів [4]. Граничний добуток потужності на довжину лінії за втратою напруги зростає пропорційно квадрату напруги, тому перехід з 10 на 20 кВ збільшує його вчетверо, а з 0,4 на 1 кВ – у 6,25 раза. Вітчизняні дослідження підтверджують зменшення втрат у мережах 20 кВ приблизно на 22 % [5], однак для сільських мереж зі ступенем 35 кВ бракує техніко-економічних оцінок ефекту з урахуванням вітчизняних цін і тарифів.

Варіанти порівнювалися за типовою інженерною методикою [6]. Трансформатори підстанцій і ТП вибирались за навантаженням, перерізи проводів – за економічною густиною струму 1,1 А/мм² з перевіркою за нагріванням і допустимою втратою напруги 6 %. У мережі 20 кВ втрату напруги відраховували від шин підстанції 110/20 кВ, оскільки розподільні пункти 20 кВ не мають засобів регулювання напруги. Втрати електроенергії визначали методом часу максимальних втрат. Критерієм порівняння прийнято сукупні дисконтовані витрати:

$$Z = K + B\,a, \qquad a = \frac{1-(1+r)^{-T}}{r} \tag{1}$$

де K – капітальні вкладення; B – річні витрати на обслуговування і ремонт, вартість втрат електроенергії і вартісна оцінка недовідпуску електроенергії; a – коефіцієнт дисконтування. Вартість електроенергії прийнято 4,32 грн/(кВт·год).

Розрахунки виконано для умовного сільського району з типовими параметрами: навантаження – 8265 кВт, шість ліній середньої напруги загальною довжиною 97,7 км, 56 ТП населених пунктів і п'ять віддалених споживачів потужністю 25–60 кВт. Порівнювалися варіанти В1 – 110/35/10/0,4 кВ, В2 – 110/20/0,4 кВ (підстанції 35/10 кВ замінено розподільними пунктами 20 кВ без трансформаторів) і В3 – 110/20/1/0,4 кВ (віддалені споживачі живляться лініями 1 кВ). Основні результати розрахунків наведено в табл. 1.

У варіанті В1 перерізи проводів більшості ліній 10 кВ визначаються допустимою втратою напруги, а не економічною густиною струму: для найдовших ліній довелося встановити провід АС-95 замість АС-50, і мережа все одно працює на межі допустимого рівня напруги. За напруги 20 кВ усі лінії виконуються проводом АС-50, а віддалені зони живляться безпосередньо від підстанції 110/20 кВ: найбільша втрата напруги 5,64 % набирається на відстані 35,5 км. Складові дисконтованих витрат показано на рис. 1.

Таблиця 1 – Основні показники варіантів системи напруг

Показник	**В1**	**В2**	**В3**
Капітальні вкладення, млн грн	374,8	256,4	252,8
Втрати електроенергії, МВт·год/рік (% від надходження)	1470 (5,08)	1045 (3,61)	1080 (3,73)
Найбільша втрата напруги в мережі СН, %	6,00	5,64	5,64
Недовідпуск електроенергії, МВт·год/рік	37,6	48,3	48,2
Дисконтовані витрати, млн грн	522,2	354,8	352,2

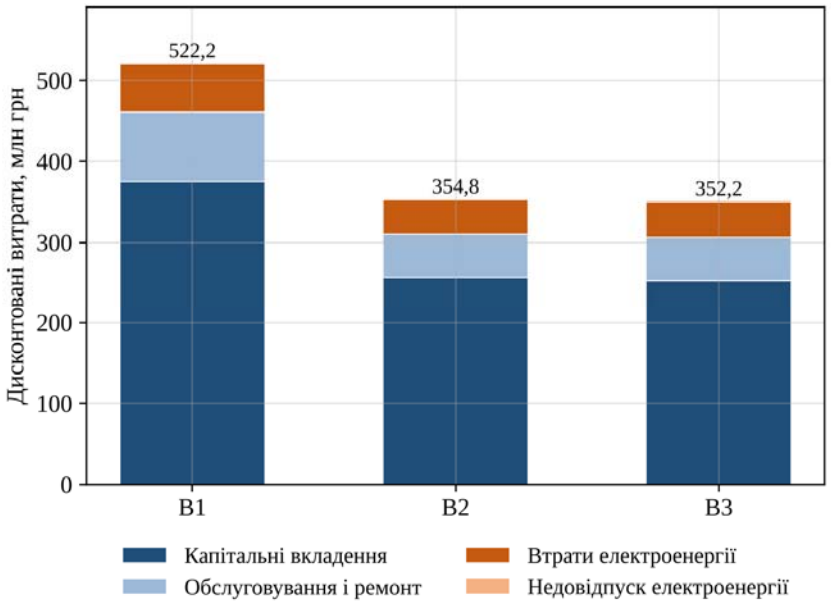


Рисунок 1 – Складові дисконтованих витрат у варіантах системи напруг

Варіанти з напругою 20 кВ мають на 32–33 % менші капітальні і дисконтовані витрати, ніж традиційний варіант. Основним джерелом ефекту є вилучення ступеня трансформації 35/10 кВ. Для всіх п'яти віддалених споживачів лінія 1 кВ з трансформаторами 20/1 і 1/0,4 кВ має на 1–29 % менші дисконтовані витрати, ніж відгалуження 20 кВ, тому раціональним вибрано варіант В3. Недоліком мережі 20 кВ є більший недовідпуск електроенергії через заміну ліній 35 кВ магістралями 20 кВ.

Для діючої мережі 110/35/10/0,4 кВ, підстанції якої потребують реконструкції, розглянуто переведення на 20 кВ з використанням наявних ліній: лінії 10 кВ переізолюються, лінії 35 кВ стають магістралями 20 кВ, а підстанції 35/10 кВ – розподільними пунктами.

Таким чином, застосування проміжних ступенів напруги 20 і 1 кВ є ефективним напрямом реконструкції сільських розподільних мереж. Перехід на 20 кВ доцільно поєднувати з плановою реконструкцією підстанцій 35/10 і 110/35/10 кВ, а напругу 1 кВ застосовувати для живлення віддалених споживачів невеликої потужності.

Список літератури

1. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року : розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.04.2023 № 373-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-р (дата звернення: 04.11.2026).
2. IEC 60038:2009. IEC standard voltages. Geneva : IEC, 2009.
3. Power Distribution in Europe: Facts & Figures. Brussels : Eurelectric, 2013.
4. Lohjala J., Kaipia T., Lassila J., Partanen J., Järventausta P. Potentiality and effects of the 1 kV low voltage distribution system. Proceedings of the International Conference on Future Power Systems. Amsterdam, 2005.
5. Кирик В. В., Богомолова О. С. Ефективність електропостачання споживачів на рівні напруги 20 кВ. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2025. № 3. С. 46–52. DOI: https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2025.339752.
6. Електричні системи і мережі. Ч. II : навч. посіб. / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський ; за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця : ВНТУ, 2021. 159 с.

УДК 621.316.727

Павло Семенченко, *здобувач групи ЕЕ-25М,*
Олександр Сіріков, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: asirikov@i.ua

Оптимізація компенсації реактивної потужності в мережах 0,4–10 кВ споживачів методом повного перебору

Компенсація реактивної потужності залишається одним з найбільш ефективних і малозатратних заходів зменшення втрат електроенергії в мережах 0,4–10 кВ промислових споживачів. Інженерна задача полягає у виборі вузлів мережі, де доцільно встановити конденсаторні установки, і їх потужностей. Потужності установок вибираються з дискретних рядів стандартних значень, а їх вартість має суттєву постійну складову: шафу, регулятор, вводний апарат, комірку КРУ для батарей 10 кВ. Через це питома вартість малих установок у кілька разів вища, ніж великих, а функція витрат є ступінчастою і неопуклою. У проєктній практиці потужність установок найчастіше визначають за нормативним коефіцієнтом потужності, що не пов'язано з економічними показниками конкретної мережі. Градієнтні методи потребують гладкої апроксимації вартості й округлення розв'язку і збігаються до локального мінімуму, а метаевристичні методи дають невідтворювані результати [1, 2].

Головна ідея полягає в тому, що для мережі підприємства цю задачу можна розв'язати найпростішим точним способом – прямим повним перебором усіх комбінацій стандартних потужностей з цінами, взятими з прайс-листа. Критерієм вибору є річні приведені витрати

$$З = p\sum_i К_i\,(Q_{кі}) + C_0 T_к \sum_i \Delta p_{кі} Q_{кі} + C_0(\tau\,\Delta P_{зм} + 8760\,\Delta P_0) \to \min, \qquad (1)$$

де $p = p_н + p_а + p_е$ – сумарний коефіцієнт відрахувань від капіталовкладень; $K_і(Q_{кі})$ – вартість установки потужністю $Q_{кі}$ за прайс-листом; C_0 – вартість електроенергії; $T_к$ – число годин роботи установок; $\Delta p_{кі}$ – питомі втрати в установці; τ – час максимальних втрат; $\Delta P_{зм}$, ΔP_0 – змінні втрати в мережі і втрати холостого ходу трансформаторів.

Змінні втрати обчислюються за перетоками в гілках радіальної мережі, які дорівнюють сумі реактивних навантажень нижче за течією за вирахуванням потужностей установок. Кількість комбінацій для n вузлів, у кожному з яких допустимі $m_і$ стандартних потужностей (включно з нульовою), дорівнює

$$N = \prod_{i=1}^{n} m_i. \qquad (2)$$

Кожній комбінації відповідає номер від 0 до $N - 1$, який перетворюється на набір потужностей у вузлах як число в позиційній системі зі змінною основою. Обчислення виконуються векторизовано блоками по кілька мільйонів комбінацій, тому сучасний персональний комп'ютер оцінює близько $2 \cdot 10^6$ комбінацій за секунду. Комбінації з перекомпенсацією хоча б в одній гілці відкидаються, реактивні втрати в трансформаторах уточнюються ітераційно, а остаточне рішення перевіряється розрахунком усталеного режиму.

Перевагами такого підходу є такі.

1. **Гарантія оптимуму.** Перебираються всі комбінації, тому знайдене рішення є найкращим на множині стандартних рішень. Результат не залежить від початкового наближення і однаковий за будь-якого повторення розрахунку.

2. **Реальна вартість без апроксимації.** Ступінчаста вартість з постійною складовою використовується безпосередньо з прайс-листа.

3. **Простота.** Метод не потребує похідних, налаштування параметрів і спеціального програмного забезпечення, а обмеження на перекомпенсацію враховуються простим

відкиданням недопустимих комбінацій. Для нових цін постачальника розрахунок повторюється за секунди.

4. **Повна картина рішень.** Крім оптимуму, перебір дає витрати всіх комбінацій. Це дає змогу оцінити, скільки рішень близькі до оптимального, і обґрунтовано вибрати з них зручне за уніфікацією обладнання.

Можливості методу перевірено на мережі умовного промислового підприємства з навантаженням 7,4 МВт, розподільним пунктом 10 кВ і шістьма двотрансформаторними підстанціями. Для семи вузлів установлення перебір 9 507 960 комбінацій з трьома ітераціями уточнення втрат тривав 13 с. Оптимальними виявилися автоматичні конденсаторні установки загальною потужністю 2550 квар на шинах 0,4 кВ п'яти підстанцій, які зменшують приведені витрати на 431 тис. грн/рік (7,1 %). Батарея 10 кВ до cos φ = 0,95 на вводі зменшує витрати лише на 92 тис. грн/рік. Групова компенсація до cos φ = 0,95 на шинах усіх підстанцій поступається оптимуму на 5,6 тис. грн/рік і потребує на 191 тис. грн більших капіталовкладень. Градієнтний метод з апроксимацією вартості $\kappa Q + dQ^{1/4}$ з двадцяти початкових наближень дав вісім різних рішень і жодного разу не знайшов глобального мінімуму.

Обмеженням методу є показникове зростання кількості комбінацій з кількістю вузлів. За досягнутої швидкості прямий перебір практично придатний для задач до 10^8–10^9 комбінацій, тобто для 7–9 вузлів з потужностями з прайс-листа [3, 4]. Цього достатньо для вибору установок на шинах 10 кВ розподільного пункту і шинах 0,4 кВ підстанцій підприємства, а компенсацію в цехових мережах доцільно розраховувати окремо для кожної підстанції.

Отже, прямий повний перебір поєднує гарантовану оптимальність з простотою і швидкодією, достатньою для інженерних розрахунків мереж 0,4–10 кВ споживачів.

Список літератури

1. Aman M. M., Jasmon G. B., Bakar A. H. A., Mokhlis H., Karimi M. Optimum shunt capacitor placement in distribution system – a review and comparative study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 30. P. 429–439.
2. Демов О. Д. Оптимізація процесу впровадження компенсувальних установок в розподільних електричних мережах енергопостачальних компаній : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2016. 92 с.
3. Ягуп В. Г., Ягуп К. В., Михайлова Л. М., Камишлов В. Г., Подобайло В. Г. Комп'ютерна модель для дослідження розміщення пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2025. № 2 (11). С. 101–106. DOI: 10.20998/EREE.2025.2(11).345674.
4. Омельчук А. О., Заколодяжний В. В., Лозова М. О. Економічне моделювання енергоощадних заходів в розподільчих електричних мережах. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2025. № 2. С. 45–49. DOI: 10.20535/1813-5420.2.2025.327186.

УДК 621.316.13

Олександр Бабенко, *здобувач групи ІЕС-24001б*
Володимир Павленко, *канд. техн. наук, доцент*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: eee24-o.babenko@nubip.edu.ua

Вплив інтеграції комерційних сонячних електростанцій на функціонування пристроїв релейного захисту в мережах 35 кВ

Активне впровадження розподіленої генерації, зокрема комерційних сонячних електростанцій (СЕС) потужністю від 100 кВт до 1 МВт, змінює топологію розподільних мереж 35/10 кВ і спричиняє двосторонні потоки потужності. Пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА), розраховані на радіальні мережі з однобічним живленням, за таких умов можуть діяти неселективно; проблеми захисту мереж із розподіленою генерацією систематизовано в [1]. Гостро це проявляється на підстанціях 110/35/10 кВ, де наявність СЕС змінює рівні струмів короткого замикання (КЗ), а застаріла електромеханічна база РЗА та стандартні пристрої автоматичного включення резерву (АВР) не завжди коректно реагують на зворотні перетікання потужності. Метою роботи є оцінювання впливу струмів підживлення інверторів комерційних СЕС на роботу РЗА в мережах 35 кВ та обґрунтування застосування адаптивних алгоритмів для підвищення надійності захисту.

Під час пошкодження інвертори СЕС генерують додатковий струм підживлення, тому сумарний струм КЗ, що надходить до місця пошкодження, дорівнює:

$$I_{\text{к}.\Sigma} = I_{\text{к.сист}} + \sum_{i=1}^{n} I_{\text{к.СЕС}\,i}, \qquad (1)$$

де $I_{\text{к.сист}}$ – струм КЗ від енергосистеми, А; $I_{\text{к.СЕС i}}$ – струм підживлення від i-ї СЕС, А. Для дистанційного захисту підживлення між місцем встановлення захисту та точкою КЗ спотворює виміряний опір: за збігу фаз струмів і при підключенні СЕС у вузлі, що розділяє лінію на ділянки з опорами Z_1 (від захисту до вузла) і Z_2 (від вузла до точки КЗ), маємо:

$$Z_{\text{вим}} = Z_1 + k_Z Z_2, \qquad k_Z = 1 + \frac{I_{\text{к.СЕС}}}{I_{\text{к.сист}}}, \qquad (2)$$

тобто захист «бачить» ділянку Z_2 довшою в k_Z разів, що зменшує зону дії та чутливість. Для максимального струмового захисту інший наслідок: частина струму КЗ надходить від СЕС, а струм через захист лінії зменшується, і за малих значень може знизитися до порогу спрацювання («засліплення» захисту, *blinding*). Зворотний струм інверторів у бік пошкодженої ділянки може також призводити до хибного вимкнення непошкоджених суміжних приєднань (*sympathetic tripping*); обидва ефекти розглянуто в [1].

Для багатоступеневої селективності пропонується адаптивний спрямований максимальний струмовий захист (СМСЗ) на мікропроцесорних терміналах з автоматичним перемиканням груп уставок. Перемикання ґрунтується на безперервному контролі напрямку потужності, рівня напруги на шинах підстанції та телеметрії від інверторів СЕС; питання інтелектуалізації комутаційних апаратів і обміну даними моніторингу в розумних енергосистемах розглянуто в [2; 3]. Обмін дискретними сигналами блокування між терміналами за GOOSE-повідомленнями за стандартом IEC 61850 [4] дає змогу блокувати хибні спрацювання при зовнішніх КЗ, а ширша роль «розумних» технологій у підвищенні надійності мереж обговорюється в [5].

Порівняльне моделювання ділянки мережі 35 кВ із СЕС потужністю 1 МВт дало результати, наведені в таблиці 1; значення за струмами та часом спрацювання умовні, надані автором, а множник k_Z розраховано за формулою (2) з цих даних.

Таблиця 1 – Вплив СЕС на струми КЗ та роботу захисту (умовний приклад)

Режим роботи мережі	$I_{к.сист}$, **А**	$I_{к.СЕС}$, **А**	$I_{к.\Sigma}$, **А**	k_Z	**Час спрацювання, с**
Базовий (без СЕС)	1450	0	1450	1,000	0,5 (норма)
З СЕС (базовий РЗА)	1450	210	1660	1,145	0,8 (затримка)
З СЕС (адаптивний РЗА)	1450	210	1660	1,145	0,5 (норма)

Із таблиці 1 випливає, що підживлення 210 А збільшує сумарний струм КЗ на 14,5 % та виміряний опір ділянки Z_2 в 1,145 раза; для базового РЗА час спрацювання зростає з 0,5 до 0,8 с, тоді як адаптивний алгоритм повертає його до нормативних 0,5 с. Забезпечення надійної роботи секційних вимикачів, трансформаторів і розподільних пунктів (РП/ТП) в умовах насичення мереж відновлюваною генерацією потребує модернізації наявних пристроїв РЗА та переходу до інтелектуальних систем керування конфігурацією захистів.

Висновки. Підключення СЕС до розподільних мереж 35 кВ потребує перегляду принципів вибору уставок РЗА: підживлення змінює сумарний струм КЗ і спотворює виміряний опір (на наведеному прикладі в 1,145 раза). Адаптивні алгоритми з перемиканням груп уставок і GOOSE-блокуванням дають змогу компенсувати цей вплив і зберегти чутливість та селективність захисту на підстанціях 110/35/10 кВ. Кількісну перевагу адаптивного захисту (зокрема за ймовірністю відмови при дугових КЗ) слід підтвердити додатковим моделюванням чи випробуваннями на конкретній мережі.

Список літератури

1. Hooshyar A., Iravani R. Microgrid Protection. Proceedings of the IEEE. 2017. Vol. 105, No. 7. P. 1332–1353. DOI: https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2669342.
2. Семенов А. О., Павленко В. М., Скрипник В. О. Інтелектуалізація вакуумних вимикачів у мережах середньої та високої напруги. Енергетика і автоматика. 2026. № 2. С. 138–146. DOI: https://doi.org/10.31548/energiya2(84).2026.138.
3. Павленко В. М., Воляник О. Ю., Пономаренко І. В., Данильченко Д. О. Дослідження перспектив розвитку технології «розумних енергосистем» із застосуванням розподілених баз даних. Енергетика і автоматика. 2024. № 5 (75). С. 66–76. DOI: https://doi.org/10.31548/energiya5(75).2024.066.
4. IEC 61850-8-1:2011. Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3. Geneva: IEC, 2011.
5. Nikitin Y., Pavlenko V., Volianyk O. The role of smart technologies in improving the reliability and efficiency of power grids. Технічна творчість: зб. наук. пр. 2024. № 8. С. 91–92. URL: https://er.knutd.edu.ua/handle/123456789/29834.

УДК 621.316.13

Дмитро Кравчук, *здобувач групи ІЕС-24001б*
Володимир Павленко, *канд. техн. наук, доцент*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: d.kravchuk@nubip.edu.ua

Вплив режимів роботи комерційних сонячних електростанцій на рівні напруги в мережах 10 кВ

Зростання частки розподіленої генерації, зокрема комерційних сонячних електростанцій (СЕС) потужністю від 250 кВт до 1 МВт, змінює режимні параметри розподільних мереж 10 кВ і спричиняє реверсивні перетоки потужності. Мережі 10 кВ, розраховані на однобічне живлення від підстанцій 110/10 кВ, за таких умов стикаються з відхиленнями напруги; регулювання напруги за участі фотоелектричних інверторів розглянуто в [1]. На віддалених ділянках радіальних ліній за високої інсоляції виникають локальні перенапруги, а обладнання РП/ТП не регулює напругу автоматично. Метою роботи є оцінювання впливу стохастичного характеру генерації комерційних СЕС на рівні напруги в мережах 10 кВ та обґрунтування застосування смарт-інверторів із регулюванням реактивної потужності.

Під час пікової генерації СЕС та мінімального споживання у вузлі приєднання виникає підвищення напруги, яке для ділянки лінії з опором $R + jX$ оцінюється за наближеною формулою:

$$\Delta U \approx \frac{P_{\text{СЕС}} R + Q_{\text{СЕС}} X}{U_{\text{ном}}}, \tag{1}$$

де $P_{\text{СЕС}}$, $Q_{\text{СЕС}}$ – активна та реактивна потужності, що віддаються СЕС в мережу, МВт та Мвар (поглинання реактивної потужності відповідає $Q_{\text{СЕС}} < 0$); R, X – активний і реактивний опори лінії, Ом; $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга, кВ; ΔU – у кВ. Рівень напруги у вузлі оцінюють відхиленням та відносним коефіцієнтом:

$$\delta U = \frac{U_{\text{вуз}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\,\%, k_U = \frac{U_{\text{вуз}}}{U_{\text{вуз.0}}}, \tag{2}$$

де $U_{\text{вуз.0}}$ – напруга у вузлі в базовому режимі без СЕС, кВ. Без компенсації реактивної потужності ($Q_{\text{СЕС}} = 0$) напруга зростає пропорційно $P_{\text{СЕС}}$ і може перевищити допустиме відхилення ±10 % за ДСТУ EN 50160 [2]. Перенапруга спричиняє спрацювання захисту інверторів і аварійне відключення СЕС.

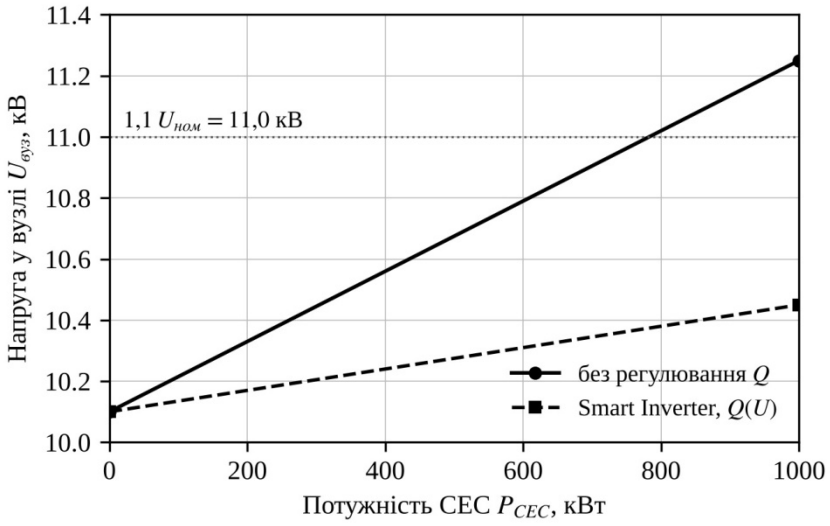
Для стабілізації напруги пропонується застосування смарт-інверторів із керуванням реактивною потужністю за volt-var характеристикою $Q(U)$ та за volt-watt характеристикою $P(U)$. Керування ґрунтується на безперервному контролі напруги у вузлі приєднання: за її підвищення інвертор поглинає реактивну потужність. Питання інтелектуалізації комутаційного обладнання розглянуто в [3], обміну даними в розумних енергосистемах – в [4], моніторингу якості електричної енергії – в [5].

Порівняльне моделювання ділянки мережі 10 кВ із СЕС потужністю 1 МВт дало результати, наведені в таблиці 1; значення напруги умовні, надані автором, а k_U розраховано за формулою (2).

Таблиця 1 – Вплив СЕС на напругу в мережі 10 кВ (умовний приклад; норма ±10 % [2])

Режим роботи мережі	$U_{\text{вуз}}$**, кВ**	$P_{\text{СЕС}}$**, кВт**	$Q_{\text{СЕС}}$**, квар**	k_U	δU**, %**
Базовий (без СЕС)	10,10	0	0	1,000	+1,0
З СЕС (без регулювання Q)	11,25	1000	0	1,114	+12,5
З СЕС (Smart Inverter, $Q(U)$)	10,45	1000	–250	1,035	+4,5

Із таблиці 1 випливає, що генерація 1000 кВт без регулювання реактивної потужності підвищує напругу у вузлі до 11,25 кВ (+12,5 %, перевищення норми) та k_U до 1,114. Поглинання смарт-інвертором 250 квар повертає напругу до 10,45 кВ (+4,5 %, у нормі) (рисунок 1). Підвищення напруги на 1,15 кВ за P_{CEC} = 1 МВт зменшується на 0,8 кВ за Q_{CEC} = –0,25 Мвар, тобто реактивна потужність є дієвим засобом регулювання за наведених параметрів лінії.



Суцільна лінія – без регулювання Q; пунктир – Smart Inverter, $Q(U)$; точково – 1,1 $U_{ном}$

Рисунок 1 – Напруга у вузлі приєднання залежно від потужності СЕС (лінійна інтерполяція між режимами таблиці 1)

Висновки. Генерація комерційної СЕС без регулювання реактивної потужності спричиняє перенапругу у вузлі приєднання мережі 10 кВ (на прикладі +12,5 % проти допустимих ±10 %); смарт-інвертор із $Q(U)$ утримує напругу в нормі (+4,5 %). Забезпечення якості електропостачання за високої частки СЕС потребує модернізації інверторного обладнання та переходу до інтелектуальних систем керування напругою. Результати таблиці 1 умовні й потребують підтвердження розрахунком за параметрами конкретної лінії; інші показники якості (гармоніки, коливання напруги) не розглядалися.

Список літератури

1. Sun X., Qiu J., Zhao J. Optimal local Volt/Var control for photovoltaic inverters in active distribution networks. IEEE Transactions on Power Systems. 2021. Vol. 36, № 6. P. 5756–5766. DOI: https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3080039.
2. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення.
3. Семенов А. О., Павленко В. М., Скрипник В. О. Інтелектуалізація вакуумних вимикачів у мережах середньої та високої напруги. Енергетика і автоматика. 2026. № 2. С. 138–146. DOI: https://doi.org/10.31548/energiya2(84).2026.138.
4. Павленко В. М., Воляник О. Ю., Пономаренко І. В., Данильченко Д. О. Дослідження перспектив розвитку технології «розумних енергосистем» із застосуванням розподілених баз даних. Енергетика і автоматика. 2024. № 5 (75). С. 66–76. DOI: https://doi.org/10.31548/energiya5(75).2024.066.
5. Павленко В. М., Петренко А. В., Мартинюк Л. В., Бунтов М. І., Афінович С. Г. Семантична модель доступу до даних моніторингу якості електричної енергії в автоматизованих інформаційно-вимірювальних системах. Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. 2026. № 2 (28). С. 74–79. DOI: https://doi.org/10.20998/2413-4295.2026.02.10.

УДК 621.311.243

Андрій Шван, *здобувач групи EEE26001M(3),*
Остап Яцун, *канд. фіз.-мат. наук, асистент*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: eee26-a.shvan@nubip.edu.ua

Ефективне використання сонячної генерації та накопичення електроенергії у приватному будинку

Система трифазної гібридної сонячної електростанції потужністю 20 кВт – це комплекс технічного обладнання, призначений для перетворення сонячної енергії на електричну. Її можна застосовувати у будинках, фермах, офісах, майстернях, комерційних приміщеннях та інших місцях, які споживають багато енергії протягом дня.

Для роботи трифазної гібридної сонячної електростанції потужністю 20 кВт використовуються фотоелектричні панелі, гібридний інвертор та інше обладнання, яке забезпечує перетворення, накопичення й розподіл електроенергії. До основних компонентів системи належать:

1. Сонячні панелі;
2. Сонячний інвертор потужністю 20 кВт;
3. Монтажна конструкція;
4. Захист від постійного та змінного струму;
5. Система моніторингу сонячної енергії;
6. Система управління енергією;
7. Акумуляторна батарея для накопичення електроенергії (за потреби).

Панелі виробляють постійний струм, який інвертор перетворює на змінний, придатний для живлення побутового електрообладнання. Надлишок виробленої сонячної електроенергії залежно від конфігурації системи може передаватися до електричної мережі, накопичуватися в акумуляторних батареях або використовуватися для забезпечення додаткових потреб будинку.

Важливим компонентом фотоелектричної електростанції потужністю 20 кВт є інвертор. Він перетворює постійний струм сонячної батареї на корисний змінний струм і регулює взаємодію системи з навантаженнями або комунальною мережею. Інвертор номінальною потужністю 20 кВт повинен забезпечувати стабільну роботу за відповідного навантаження та витримувати допустимі короткочасні перевантаження згідно з технічними характеристиками виробника.

Інвертор, підключений до мережі, здатний узгоджувати сонячну електроенергію з комунальною мережею. Експорт надлишкової генерації регулюється місцевими правилами, які визначають, чи можна її експортувати, і як це робити. Накопичення енергії в акумуляторах може бути ще однією альтернативою для енергонезалежних об'єктів.

Під час проєктування трифазної гібридної сонячної електростанції потужністю 20 кВт для приватного будинку необхідно врахувати добове та сезонне споживання електроенергії, щоб правильно визначити потужність фотоелектричних панелей, параметри інвертора й необхідну ємність акумуляторних батарей. Важливим етапом є вибір оптимального місця встановлення панелей з урахуванням орієнтації, кута нахилу, доступної площі та можливого затінення, оскільки ці чинники безпосередньо впливають на продуктивність системи. Крім того, потрібно забезпечити сумісність трифазного гібридного інвертора з електричною мережею будинку, передбачити резервне електропостачання та налаштувати автоматичне перемикання між доступними джерелами енергії під час відключень електроенергії [2].

На рисунку 1 наведено приклад добових профілів генерації сонячної електростанції та споживання електроенергії приватного будинку. Найбільше виробництво сонячної енергії

припадає на денні години, тоді як споживання електроенергії може зростати ввечері, коли сонячна генерація зменшується. За таких умов акумуляторна батарея дає змогу накопичувати надлишок електроенергії вдень і використовувати його пізніше, зменшуючи потребу в електроенергії із зовнішньої мережі.

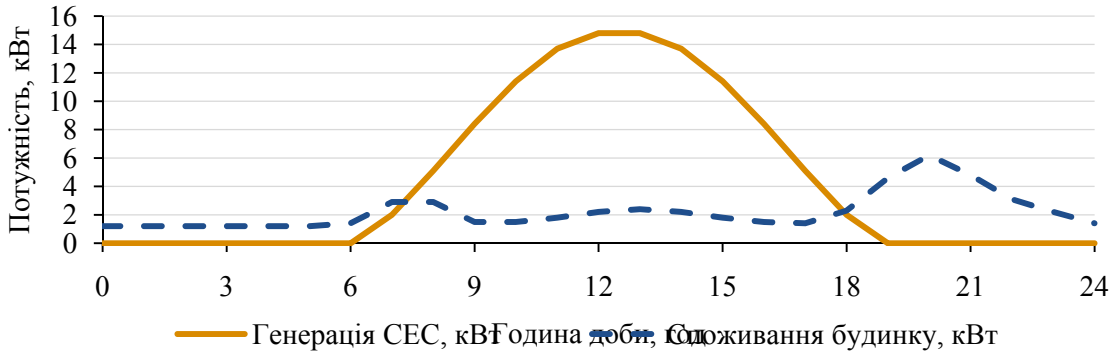


Рисунок 1 – Добові профілі генерації сонячної електростанції потужністю 20 кВт та споживання електроенергії приватним будинком

Впровадження трифазної гібридної сонячної електростанції потужністю 20 кВт дає змогу створити комплексне рішення для забезпечення приватного будинку електроенергією. Поєднання фотоелектричних панелей, гібридного інвертора, системи накопичення енергії та засобів моніторингу забезпечує можливість раціонального використання сонячної генерації, зменшення споживання електроенергії з мережі та підвищення надійності електропостачання.

Серед очевидних переваг впровадження сонячної електростанції можна виділити перетворення сонячного випромінювання на електричну енергію для потреб будинку, що сприяє зменшенню залежності від традиційних джерел електроенергії та скороченню викидів парникових газів. Використання власної сонячної генерації дає змогу зменшити обсяги придбання електроенергії з мережі, а накопичення її надлишку в акумуляторних батареях забезпечує подальше використання в періоди недостатньої сонячної генерації. Поєднання сонячних панелей, гібридного інвертора та акумуляторів підвищує автономність будинку й дає змогу живити визначені електроприлади під час відключень електроенергії [2]. Крім того, система моніторингу забезпечує контроль виробництва, споживання та накопичення електроенергії, а функції керування інвертора дають змогу оптимізувати її розподіл. Таким чином, впровадження гібридної сонячної електростанції поєднує економічні переваги з раціональним використанням природних ресурсів і скороченням вуглецевого сліду домогосподарства [3].

Отже, установлення трифазної гібридної сонячної електростанції потужністю 20 кВт є перспективним рішенням для підвищення енергоефективності приватного будинку. Раціональний вибір фотоелектричних панелей, інвертора й акумуляторних батарей, а також урахування особливостей споживання електроенергії дають змогу підвищити ефективність використання сонячної генерації, знизити залежність від зовнішньої мережі та забезпечити резервне живлення. Водночас фактичні результати експлуатації залежать від кліматичних умов, технічних характеристик обладнання та налаштувань системи.

Список літератури

1. Mehedi I. M., Salam Z., Ramli M. Z., Chin V. J., Bassi H., Rawa M. J. H., Abdullah M. P. Critical evaluation and review of partial shading mitigation methods for grid-connected PV system using hardware solutions: the module-level and array-level approaches. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2021. Vol. 146. Art. 111138. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111138.
2. Wu X., Tang Z., Stroe D.-I., Kerekes T. Overview and Comparative Study of Energy Management Strategies for Residential PV Systems with Battery Storage. Batteries. 2022. Vol. 8, No. 12. Art. 279. DOI: https://doi.org/10.3390/batteries8120279.
3. Luthander R., Widén J., Nilsson D., Palm J. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. Applied Energy. 2015. Vol. 142. P. 80–94. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028.

УДК 621.311.243

Олег Швець, *здобувач групи EEE26001M(3),*
Остап Яцун, *канд. фіз.-мат. наук, асистент*
Національний університет біоресурсів і природокористування України
e-mail: yatsun.o@nubip.edu.ua

Оптимізація гібридної сонячної електростанції із системою накопичення енергії для енергонезалежності приватного домогосподарства

Сучасний стан енергетичного сектору України, який зазнав безпрецедентних руйнувань внаслідок повномасштабної війни, вимагає кардинального перегляду підходів до енергопостачання приватного сектору. Глибокий дефіцит генеруючих та маневрових потужностей в об'єднаній енергосистемі, тривалі системні блеклаути, загрози нових ударів по критичній інфраструктурі, а також стрімке вимушене зростання тарифів ставлять під загрозу базову життєдіяльність приватних домогосподарств. У цих екстремальних умовах перехід від пасивного споживання до локальної відновлюваної генерації є не просто глобальним екологічним трендом, а єдиним способом фізичного виживання та забезпечення цивільної безпеки.

Як зазначається у дослідженні аналітиків видання NV Бізнес [1], нищівні удари по традиційній теплогенерації стали жорстким каталізатором для прориву України на абсолютно новий технологічний рівень децентралізованої та відновлювальної енергетики. За таких обставин гібридні сонячні електростанції (ГСЕС) із системами накопичення енергії (СНЕ) виступають головним інструментом гарантування локальної енергетичної стійкості. Проте фінансова спроможність населення в умовах війни обмежена, а капітальна вартість обладнання



Рисунок 1 – Стан енергетики України в динаміці. [1].

залишається високою, що зумовлює гостру потребу в розробці нових науково обґрунтованих методів оптимізації для мінімізації інвестиційних витрат при забезпеченні максимальної автономності об'єкта.

Мета дослідження полягає в розробці комплексної методики оптимізації параметрів гібридної СЕС (потужності фотоелектричного масиву та місткості системи накопичення) для забезпечення максимального рівня енергонезалежності приватного домогосподарства при мінімальних сумарних витратах за життєвий цикл системи.

Для математичного моделювання та оптимізації параметрів ГСЕС було побудовано добовий профіль споживання об'єкта на основі нормативного методу коефіцієнтів попиту згідно з **ДБН В.2.5-23:2010**.

Базове домогосподарство класифіковано як приватний будинок із загальним середньомісячним споживанням 400 кВт·год (середньодобове — 13,3 кВт·год) із вираженими двома піками навантаження.

На підставі розрахункових коефіцієнтів ДБН, вечірній максимум споживання (18:00–22:00) визначено на рівні 3,2 кВт, тоді як денний базовий мінімум становить 0,4 кВт. Отриманий теоретичний графік навантаження відображає ключову проблему інтеграції відновлюваних джерел в Україні: повну розсинхронізацію між годинами максимального споживання (ранок, вечір) та годинами пікової генерації фотоелектричного масиву (11:00–15:00). Це обґрунтовує необхідність оптимізації місткості систем накопичення енергії для акумулювання денного надлишку енергії та її перенаправлення на покриття вечірнього дефіциту в умовах воєнних обмежень мережі [2, 3].

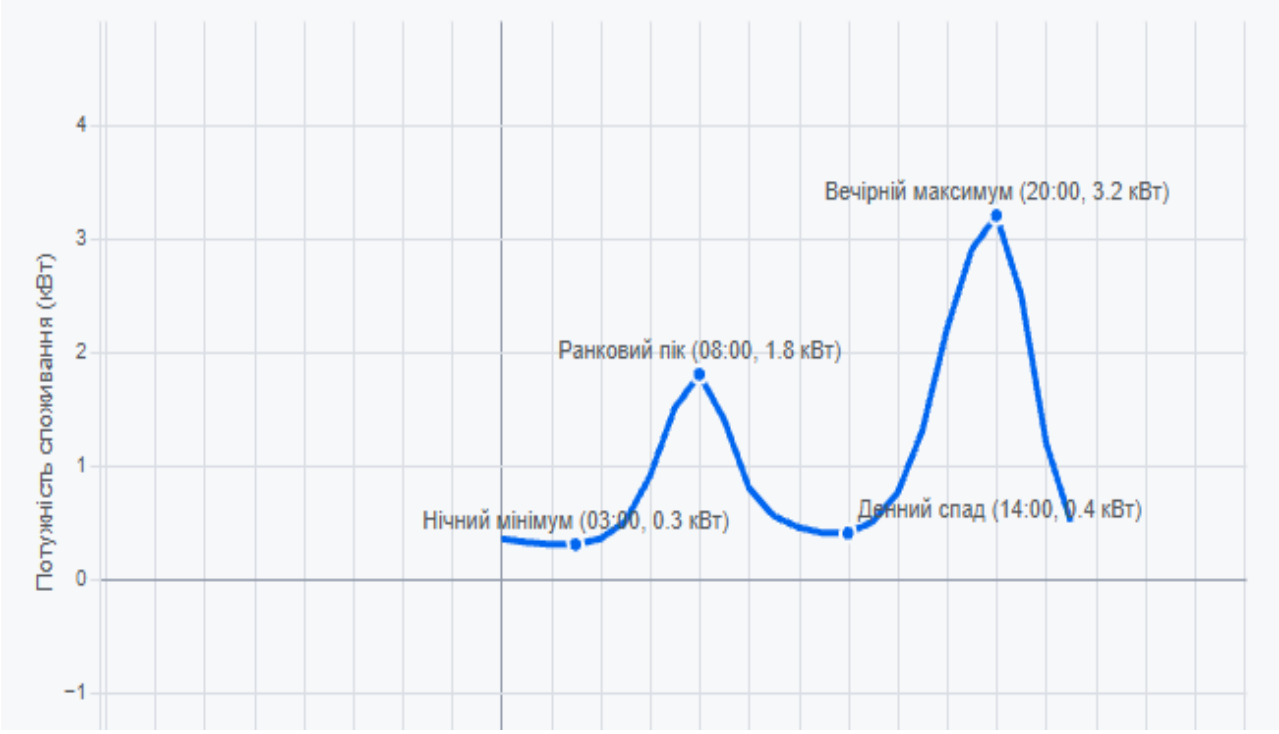


Рисунок 2 – Добовий профіль споживання електроенергії приватного будинку (кВт)

Оптимізаційне завдання можна сформулювати як задачу нелінійного програмування, де цільовою функцією є мінімізація загальної вартості володіння системою (ЗВВ) протягом 10 років:

$$ЗВВ = КВ + ОВ – Д \rightarrow \min$$

де:

- ЗВВ — загальна вартість володіння системою протягом розрахункового життєвого циклу (10 років);
- КВ — початкові капітальні витрати на закупівлю та монтаж обладнання (гібридний інвертор, панелі, літій-залізо-фосфатний (LiFePO□) акумулятор, система кріплень);
- ОВ (OPEX) — операційні витрати на технічне обслуговування фотоелектричної станції;
- Д — дохід, отриманий від реалізації надлишків згенерованої електроенергії в мережу за зеленим тарифом.

При цьому в систему рівнянь вводяться обмеження на рівень імовірності втрати живлення (\(ІВВЖ = 0\) для споживачів критичної групи, що гарантує безперебійність під час блеклаутів) та технологічні обмеження на глибину розряду акумулятора (ГР 80%) для запобігання його передчасній деградації.

Основними змінними проєктування виступають встановлена потужність масиву сонячних панелей ($Р_{СП}$, (кВт) та номінальна місткість акумуляторної батареї ($E_{АКБ}$, кВт·год).

Алгоритм інтелектуального керування (EMS). Традиційні алгоритми керування ГСЕС працюють за реактивним принципом (заряд переважає, коли є надлишок сонця; розряд — коли генерації недостатньо). У даній роботі запропоновано проактивний алгоритм Energy Management System (EMS), який інтегрує короткострокові прогнози погоди (через API метеослужб) та враховує наявність багатотарифного обліку електроенергії (нічний тариф). Якщо алгоритм прогнозує хмарну погоду на наступний день, система ініціює примусовий заряд від централізованої мережі в нічні години за мінімальним тарифом. Це дозволяє покрити ранковий пік споживання без залучення дорогої «денної» енергії з мережі, підвищуючи загальну економічну ефективність системи на 14–18% порівняно з базовими налаштуваннями інвертора.

Результати моделювання та економічна оцінка. Розрахунки проводилися для географічних умов центрального регіону України. Результати оптимізації показали, що для домогосподарства із середнім добовим споживанням 13.3 кВт·год оптимальним є встановлення фотоелектричного масиву потужністю 6-8 кВт та системи накопичення місткістю 10-12 кВт·год. Таке співвідношення дозволяє досягти рівня власного споживання (Self-Consumption) на рівні 75-80% та забезпечити повну автономність критичних споживачів (холодильник, системи опалення, зв'язок, освітлення) під час тривалих аварійних відключень до 24-36 годин. З урахуванням поточних капітальних інвестицій та неминучого прогнозованого зростання тарифів на електроенергію, впровадження оптимізованої системи за механізмом Net Billing (чистого вимірювання) демонструє термін окупності в межах 6.5–8 років, що робить проект інвестиційно привабливим для приватного сектора.

Висновки.

1. Доведено, що ізольоване збільшення потужності сонячних панелей або місткості акумуляторів без врахування реального профілю навантаження призводить до перевитрат та збільшення терміну окупності проекту.
2. Розроблено та протестовано модель проактивного керування EMS, що використовує метеопрогнози та гнучкі тарифи мережі, мінімізуючи витрати на купівлю зовнішньої електроенергії.
3. Визначено оптимальні параметри ГСЕС для типового українського приватного будинку, що гарантує високий рівень енергетичної стійкості (енергонезалежності) за оптимальних капіталовкладень.

Список літератури

1. Пасховер, О. (2026). Енергетичне перевтілення. Попри обстріли ворога і зруйновану економіку Україна модернізує енергетику — що саме вже зроблено. *NV Бізнес*. https://nv.uahttps://biz.nv.ua/ukr/economics/vidnovlyuvalna-energetika-ukrajini-yak-zelena-generaciya-strimko-rozvivayetsya-pid-chas-viyni-50650174.html
2. ДБН В.2.5-23:2010. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення / Мінрегіонбуд України. — Київ : ДП «Укрархбудінформ», 2010. — 112 с. — (Державні будівельні норми України).
3. Моніторинг ринку електроенергії: аналітичний звіт / НКРЕКП, Dixi Group. — Електронні дані. — Energy Map, 2025. — URL: https://dixigroup.org (дата звернення: 25.10.2026).

СЕКЦІЯ № 4 ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ ТА ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТ

УДК 621.311.1:620.91

Роксана Дигас, *здобувач групи ЕК-25Мз*
Катерина Петрова, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: kateflash27@gmail.com

Техніко-економічний аналіз конфігурацій комбінованих систем мікрогенерації для підвищення надійності електропостачання побутових споживачів

Забезпечення надійного та безперебійного електропостачання побутових споживачів залишається однією з ключових проблем вітчизняної енергетики, яка суттєво загострилась в умовах воєнного часу. Масштабні пошкодження об'єктів централізованої енергосистеми зумовлюють необхідність розвитку децентралізованих рішень на рівні окремих будинків, житлових комплексів та мікрорайонів. Комбіновані системи мікрогенерації (КСМ), що включають сонячні електростанції (СЕС), вітрові електростанції (ВЕС) та системи накопичення енергії (BESS), формують перспективний інструмент підвищення автономності та надійності електропостачання побутових споживачів [1]. Разом з тим, вибір оптимальної конфігурації КСМ вимагає системного техніко-економічного обґрунтування з урахуванням специфіки навантаження, місцевих кліматичних умов та наявних інвестиційних ресурсів.

Метою роботи є техніко-економічний аналіз альтернативних конфігурацій комбінованих систем мікрогенерації та обґрунтування оптимального складу обладнання для підвищення надійності електропостачання побутових споживачів. Об'єктом дослідження є система електропостачання житлового кварталу з інтегрованими джерелами розподіленої генерації. Предметом дослідження є техніко-економічні показники ефективності альтернативних конфігурацій КСМ: рівень самозабезпечення, чистий приведений дохід (NPV), термін окупності та індекс надійності електропостачання.

Для досягнення поставленої мети використано: аналіз добових та сезонних графіків електроспоживання побутових споживачів, імітаційне моделювання режимів роботи КСМ на основі кліматичних даних для м. Кропивницького, а також методи дисконтованих грошових потоків для порівняльної оцінки економічної ефективності конфігурацій. Рівень надійності електропостачання оцінено через показник частоти та тривалості перерв у постачанні електроенергії (SAIFI/SAIDI) [2].

У роботі розглянуто чотири альтернативні конфігурації КСМ для типового житлового кварталу з навантаженням 80-120 кВт: К1 - лише СЕС (100 кВт); К2 - СЕС (100 кВт) + BESS (50 кВт·год); К3 - СЕС (80 кВт) + ВЕС (30 кВт); К4 - СЕС (80 кВт) + ВЕС (30 кВт) + BESS (60 кВт·год). На рисунку 1 наведено порівняльні техніко-економічні показники розглянутих конфігурацій.

Результати моделювання показали, що рівень самозабезпечення КСМ суттєво залежить від складу обладнання: для конфігурації К1 він становить 62%, для К2 - 81%, для К3 - 75%, для К4 - 94%. Найвищий рівень самозабезпечення конфігурації К4 зумовлений синергетичним ефектом поєднання СЕС, ВЕС та BESS: у хмарні або безвітряні дні недостатня генерація одного джерела компенсується іншим, а BESS згладжує добові нерівномірності. Частота перерв у постачанні електроенергії (SAIFI) для К4 знижується у 3,2 рази порівняно з конфігурацією К1.

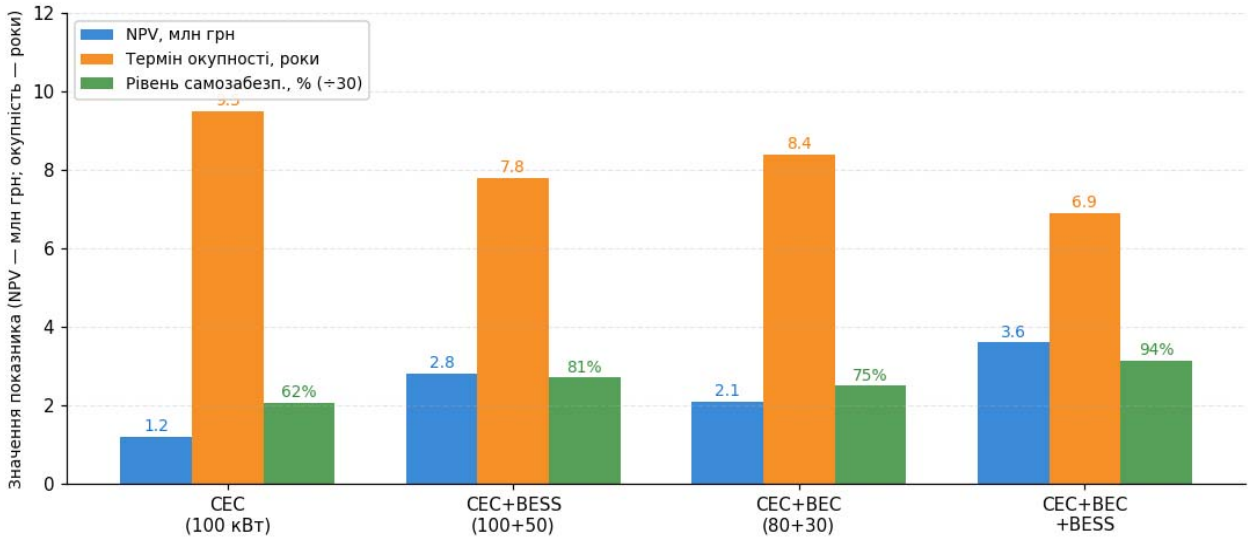


Рисунок 1 – Порівняльні техніко-економічні показники конфігурацій КСМ

Техніко-економічний аналіз засвідчив, що найвищий NPV за 20-річний горизонт планування демонструє конфігурація К4 - 3,6 млн грн, з терміном окупності 6,9 років. Конфігурація К1, попри найнижчі капітальні витрати, характеризується найменшим NPV (1,2 млн грн) та найдовшим терміном окупності (9,5 років) внаслідок обмеженої автономності у нічні та хмарні години. Конфігурація К2 є економічно привабливішою за К3: при меншій різниці у капітальних витратах вона забезпечує вищий рівень самозабезпечення завдяки можливості накопичення надлишкової денної генерації СЕС [3].

Встановлено, що ключовим чинником вибору конфігурації КСМ є співвідношення між капітальними витратами та цільовим рівнем надійності електропостачання. Для споживачів з підвищеними вимогами до безперебійності (медичні заклади, об'єкти критичної інфраструктури тощо) оптимальною є конфігурація К4, незважаючи на вищі початкові інвестиції. Для типових житлових кварталів економічно доцільною є конфігурація К2, яка забезпечує прийнятний рівень надійності при помірних капітальних витратах і терміні окупності менше 8 років.

Таким чином, результати роботи підтверджують, що вибір оптимальної конфігурації КСМ є задачею багатокритеріальної оптимізації, що потребує урахування технічних, економічних та експлуатаційних обмежень. Розроблена методика порівняльного техніко-економічного аналізу конфігурацій КСМ може бути використана проєктними організаціями та органами місцевого самоврядування при плануванні розвитку розподіленої генерації на рівні житлових кварталів і мікрорайонів.

Список літератури

1. Кіржнер, Д. Д., & Кіржнер , Д. А. (2024). Техніко-економічний аналіз актуальних методів електрогенерації в Україні та огляд існуючої проблематики. Здобутки економіки: перспективи та інновації, (8). https://doi.org/10.5281/zenodo.13218647
2. IEEE Std 1366-2012. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. – New York: IEEE, 2012. – 43 p.
3. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15 (дата звернення: 01.10.2026).
4. Денисюк С. П., Мельничук Г. В., Чернещук І. С., Лисий В. В. Техніко-економічні механізми розвитку локальних систем енергозабезпечення (Microgrid). Енергетика: економіка, технології, екологія. 2021. № 4. С. 7–22. https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2021.257242
5. Serebrennikov B. S., Petrova K. H., Serebrennikov S. V., Savelenko I. V. Economic incentives for the modernization of the electricity distribution system operators' network infrastructure. Problemele Energeticii Regionale. 2020. № 3(47). P. 101–115. https://doi.org/10.5281/zenodo.4018972

УДК 620.9:658.26

Валерій Щєпін, *здобувач групи ЕК-25М*
Катерина Петрова, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: kateflash27@gmail.com

Розробка системи енергомоніторингу та контролю ефективності енергоспоживання промислового об'єкта на основі стандарту ISO 50001

Підвищення енергоефективності промислових підприємств є одним із пріоритетних завдань сучасної промислової політики України. В умовах зростання тарифів на енергоносії та нестабільності централізованого електропостачання управління енергоспоживанням набуває стратегічного значення для забезпечення конкурентоспроможності підприємств. Міжнародний стандарт ISO 50001 «Системи енергетичного менеджменту» формує системний підхід до управління енергоефективністю, ключовим елементом якого є безперервний моніторинг і контроль показників енергоефективності (EnPI) [1]. Попри широке застосування стандарту в Європі, більшість вітчизняних промислових підприємств ще не мають впроваджених систем енергомоніторингу, що відповідають його вимогам.

Метою роботи є розробка та апробація системи енергомоніторингу і контролю ефективності енергоспоживання промислового об'єкта на основі вимог стандарту ISO 50001. Об'єктом дослідження є система енергопостачання та енергоспоживання промислового підприємства середнього масштабу. Предметом дослідження є методи і засоби збору, обробки та аналізу даних про енергоспоживання, а також показники енергоефективності (EnPI) і базові лінії споживання (EnB), що формують основу системи енергетичного менеджменту.

Для досягнення поставленої мети використано: аналіз структури та обліку енергоспоживання підприємства, розробку функціональної архітектури системи енергомоніторингу, визначення значущих споживачів енергії (SEU) відповідно до ISO 50001, побудову базових ліній та показників енергоефективності на основі методу регресійного аналізу, а також оцінку досягнутої економії енергії за методологією IPMVP (протокол верифікації та вимірювання ощадження енергії) [2].

Розроблена система енергомоніторингу включає чотири рівні: рівень вимірювання (лічильники електричної енергії, газу, теплової енергії з інтерфейсом Modbus/M-Bus), рівень збору даних (промисловий контролер з архівуванням 15-хвилинних інтервалів), рівень обробки та аналізу (SCADA-система з модулем розрахунку EnPI) та рівень звітності (автоматичне формування звітів і сповіщень при відхиленні EnPI від базової лінії). За результатами впровадження на пілотному об'єкті визначено 5 значущих споживачів енергії (SEU), що формують 78% загального споживання електроенергії підприємства. На рисунку 1 наведено динаміку питомого енергоспоживання підприємства до та після впровадження системи моніторингу.

Результати впровадження системи енергомоніторингу показали стабільне зниження питомого енергоспоживання протягом звітного року. Як видно з рисунку 1, з квітня по жовтень питоме споживання знизилось з 4,82 до 4,08 кВт·год на одиницю продукції, що відповідає економії 9,8% відносно базового року. Загальна верифікована економія електроенергії за звітний рік склала 187 МВт·год, що в грошовому еквіваленті становить близько 560 тис. грн. Зниження споживання досягнуто переважно за рахунок виявлення та усунення нераціональних режимів роботи компресорного обладнання (31% економії), вентиляційних систем (24%) та систем освітлення виробничих приміщень (18%) [3].

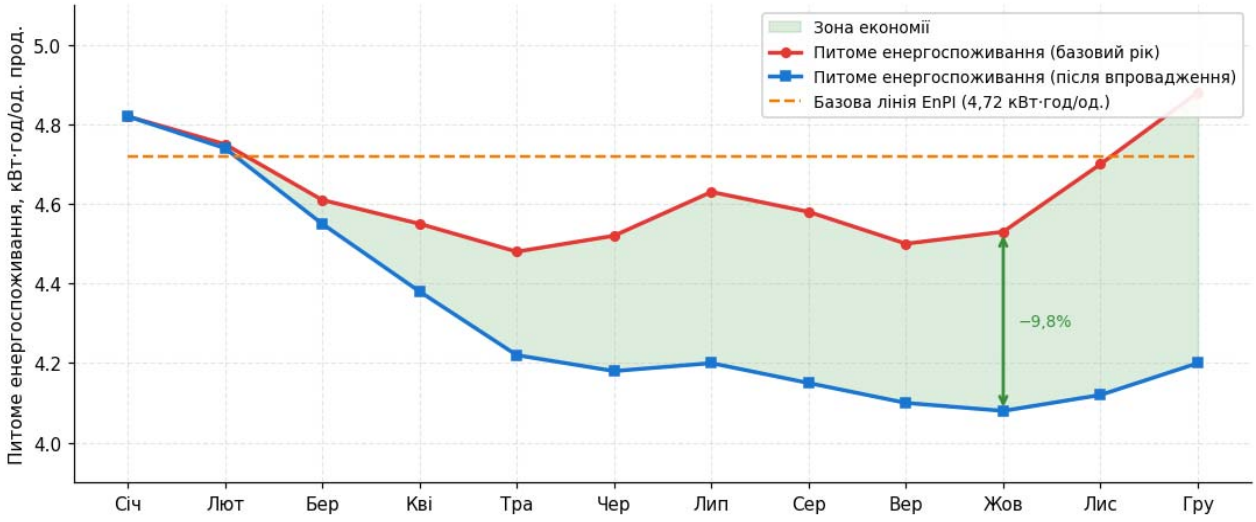


Рисунок 1 – Динаміка питомого енергоспоживання підприємства до та після впровадження системи енергомоніторингу

Впровадження системи автоматичного сповіщення при відхиленні EnPI від базової лінії дозволило скоротити час виявлення нераціонального споживання з 2–4 тижнів (при ручному аналізі рахунків) до 1–2 годин. Ефективність роботи системи підтверджено внутрішнім аудитом відповідно до вимог ISO 50001: рівень виконання планів з енергоефективності за звітний рік становить 94%, а питоме споживання за всіма SEU не перевищує встановлені цільові показники.

Таким чином, результати роботи підтверджують ефективність застосування стандарту ISO 50001 як методологічної основи для побудови системи енергомоніторингу промислового підприємства. Розроблена функціональна архітектура системи може бути тиражована на підприємства різних галузей промисловості та адаптована до наявної інфраструктури обліку енергоресурсів без значних капітальних витрат на заміну вимірювального обладнання.

Список літератури

1. ДСТУ ISO 50001:2014. Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанова щодо використання. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2014. – 28 с.
2. Про енергетичну ефективність : Закон України від 09.06.2021 № 1818-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20#Text (дата звернення: 01.10.2026).
3. Петрова К., Бондаренко В. Оцінювання енергетичної ефективності молокопереробного підприємства методом CUSUM з урахуванням виробничих та кліматичних факторів Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського. 2025. № 3(152). P. 281–288. https://doi.org/10.32782/1995-0519.2025.3.31
4. Tretiak V. V., Yatsun V. V., Petrova K. H., Savelenko I. V., Kotysh A. I. Building a model of electricity consumption for a compressor station of a dairy production enterprise. Central Ukrainian Scientific Bulletin. Technical Sciences. 2023. № 8(39), Part II. P. 57–64. https://doi.org/10.32515/2664-262X.2023.8(39).2.57-64

УДК 621.311.1:620.91

Сергій Протасов, *здобувач групи ЕК-25Мз*
Наталія Гарасьова, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: ngarasova@gmail.com

Моделювання режимів регіональної системи енергопостачання при різних рівнях впровадження відновлюваних джерел енергії

Інтеграція відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у регіональні системи енергопостачання є одним із пріоритетних напрямів розвитку вітчизняної електроенергетики. Національний план дій з відновлюваної енергетики передбачає доведення частки ВДЕ у загальному балансі виробництва електроенергії до 25% до 2030 року та понад 60% до 2050 року [1]. Разом з тим, нестаціонарний характер генерації сонячних (СЕС) та вітрових (ВЕС) електростанцій формує принципово нові вимоги до балансування та режимного керування регіональними системами. Зі зростанням частки ВДЕ виникають проблеми надлишкової генерації у пікові сонячні та вітряні години, дефіциту потужності у вечірні та нічні години, а також підвищення вимог до регулювальних можливостей традиційних електростанцій [2].

Метою роботи є моделювання режимів регіональної системи енергопостачання при різних рівнях впровадження ВДЕ та оцінка їх впливу на баланс потужності, завантаженість традиційної генерації і обсяги надлишкової генерації. Об'єктом дослідження є узагальнена регіональна система енергопостачання з встановленою потужністю традиційної генерації 450 МВт та перспективним розвитком ВДЕ. Предметом дослідження є добові графіки генерації та споживання потужності регіональної системи при різних сценаріях проникнення ВДЕ.

Для досягнення поставленої мети побудовано імітаційну модель регіональної системи в середовищі MATLAB/Simulink, що включає блоки моделювання генерації СЕС та ВЕС на основі метеорологічних даних (сонячна радіація, швидкість вітру) для Кіровоградської області, а також стохастичні моделі добового графіка електроспоживання з урахуванням сезонної та добової нерівномірності. Розглянуто три сценарії: базовий (частка ВДЕ 5%), С2 (30% ВДЕ: СЕС 200 МВт + ВЕС 60 МВт) та С3 (60% ВДЕ: СЕС 400 МВт + ВЕС 120 МВт). На рисунку 1 наведено структуру генерації у регіональній системі для типового літнього дня при кожному зі сценаріїв.

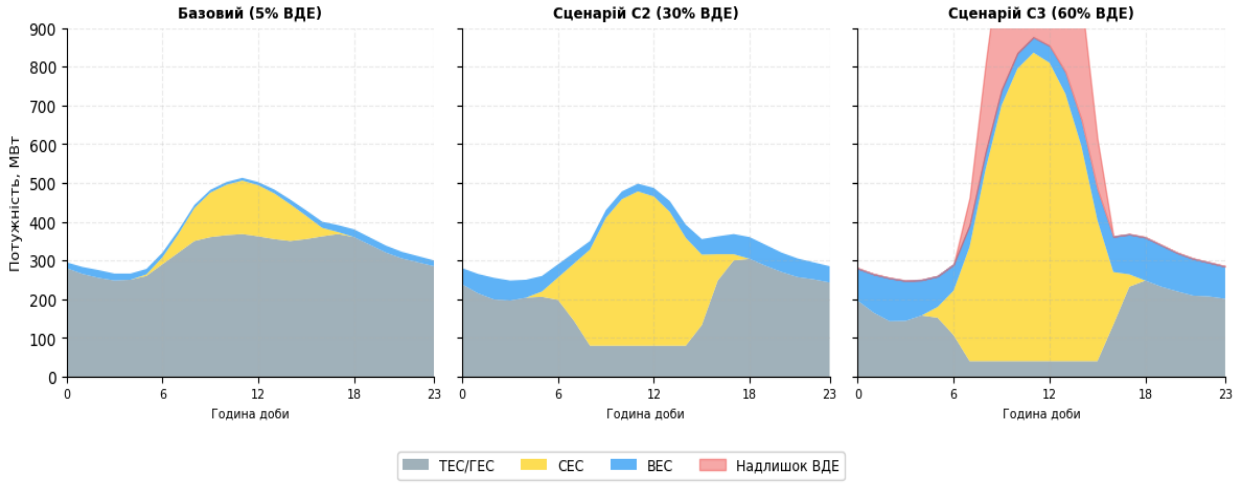


Рисунок 1 – Структура генерації регіональної системи при різних сценаріях проникнення ВДЕ (типовий літній день)

Результати моделювання показали, що при базовому сценарії традиційна генерація (ТЕС/ГЕС) рівномірно покриває добовий графік навантаження з коефіцієнтом використання встановленої потужності 0,74. При сценарії С2 генерація СЕС у денні години (10:00-15:00) забезпечує до 48% загального виробництва, що дозволяє знизити завантаженість традиційних електростанцій на 32-41% та скоротити питомі витрати палива. Проте у вечірні години (18:00–22:00) виникає дефіцит потужності до 85 МВт, що потребує залучення резервних потужностей або керованого навантаження.

При сценарії С3 у денні сонячні години спостерігається систематичний надлишок генерації ВДЕ (показано на рис. 1 червоним заштрихуванням), що в окремі години досягає 130-160 МВт і становить до 28% від загального виробництва. Загальний обсяг невикористаної генерації ВДЕ за рік при С3 оцінюється у 185-210 ГВт·год, що свідчить про необхідність розвитку систем накопичення енергії або керованого споживання для ефективного засвоєння такого рівня ВДЕ [3]. Глибина регулювання традиційних електростанцій при С3 зростає до 78% від встановленої потужності, що наближається до технологічних меж більшості теплових електростанцій.

Аналіз чутливості показав, що введення системи накопичення енергії ємністю 150 МВт·год дозволяє скоротити обсяг надлишкової генерації при С3 на 62% та знизити вечірній дефіцит потужності на 55%. Впровадження програм керованого навантаження з охопленням 15% побутових споживачів додатково зменшує вечірній пік на 35-40 МВт, що в сукупності забезпечує стійке функціонування регіональної системи при частці ВДЕ 60%.

Таким чином, результати моделювання підтверджують технічну можливість досягнення цільових показників проникнення ВДЕ у регіональних системах енергопостачання за умови комплексного розвитку інфраструктури балансування: систем накопичення, керованого навантаження та гнучкого режимного керування традиційною генерацією. Розроблена імітаційна модель може використовуватись як інструмент підтримки прийняття рішень при плануванні розвитку ВДЕ на регіональному рівні.

Список літератури

1. Про затвердження Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та плану заходів з його виконання : розпорядження Кабінету Міністрів України від 13 серп. 2024 р. № 761-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/761-2024-%D1%80#Text (дата звернення: 01.10.2026).
2. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15
3. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19
4. Heptonstall P., Gross R. A systematic review of the costs and impacts of integrating variable renewables into power grids // Nature Energy. – 2021. – Vol. 6. – P. 72–83. DOI: 10.1038/s41560-020-00695-4
5. Serebrennikov B. S., Petrova K. H., Serebrennikov S. V., Savelenko I. V. Economic incentives for the modernization of the electricity distribution system operators' network infrastructure. Problemele Energeticii Regionale. 2020. № 3(47). P. 101–115. https://doi.org/10.5281/zenodo.4018972

УДК 620.9:658.26

Іван Тимчук, *магістр,*
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
tymchuc331@gmail.com
Євген Доценко, *канд. техн. наук, доцент*
Заклад вищої освіти «Університет Короля Данила»
yedotsenko@gmail.com

Оцінювання ефективності використання електричної енергії та природного газу в системі енергоменеджменту підприємства

Енергетична ефективність підприємства значною мірою визначається якістю інформаційної основи прийняття управлінських рішень щодо використання паливно-енергетичних ресурсів. Для підприємств, які одночасно використовують електричну енергію та природний газ, важливим є не лише визначення загальних обсягів їх споживання, а й встановлення динаміки, структури та причин зміни енергоспоживання. Такий аналіз створює основу для формування обґрунтованих пріоритетів енергоменеджменту та вибору заходів з підвищення енергоефективності.

Метою роботи є оцінювання характеру використання електричної енергії та природного газу на ТОВ НВФ «ЗОНД» за 2022–2025 роки та визначення пріоритетних напрямів удосконалення енергоменеджменту підприємства.

Для аналізу використано фактичні дані щодо помісячного споживання природного газу та електричної енергії за 2022–2025 роки. Облік енергоресурсів на підприємстві здійснюється за показами лічильників природного газу та електричної енергії.

Аналіз природного газу показав, що його річне споживання становило 4152 м³ у 2022 році, 3032 м³ у 2023 році, 4094 м³ у 2024 році та 3367 м³ у 2025 році. Таким чином, у 2025 році порівняно з 2022 роком споживання природного газу зменшилося приблизно на 18,9 %, а порівняно з 2024 роком – на 17,8 %. Найбільші обсяги споживання припадали на опалювальний період. За даними підприємства, підвищене споживання газу у 2022 році було пов'язане, зокрема, з нижчою температурою зовнішнього повітря та зменшенням кількості відряджень працівників. Особливості споживання у 2025 році були також зумовлені розрахунковими та фінансовими факторами, зокрема переплатою за газ.

Динаміка споживання електричної енергії має інший характер. Річне споживання становило 11 589 кВт·год у 2022 році, 13 482 кВт·год у 2023 році, 13 128 кВт·год у 2024 році та 9836,5 кВт·год у 2025 році. Отже, у 2025 році порівняно з 2022 роком споживання електроенергії зменшилося на 15,1 %, а порівняно з 2024 роком – на 25,1 %. За даними підприємства, сезонне зменшення електроспоживання влітку пов'язане зі зменшенням присутності персоналу через відрядження та відпустки, а також із більшою тривалістю світлового дня. Зниження електроспоживання у 2022 році додатково було зумовлене аварійними та плановими відключеннями електроенергії.

Для порівняльної оцінки різних енергоносіїв у рис. 1 природний газ переведено в кВт·год за коефіцієнтом 9,346 кВт·год/м³, використаним у звіті підприємства. Отримані результати показують, що природний газ формує значно більшу частину енергоспоживання, ніж електрична енергія, хоча динаміка обох ресурсів має тенденцію до зниження у 2025 році.



Рисунок 1 – Динаміка енергоспоживання у 2022–2025 рр.

Особливістю 2025 року стало впровадження системи безперебійного енергозабезпечення на базі акумуляторів, інвертора та СЕС, що, за даними підприємства, суттєво вплинуло на характер споживання електроенергії та підвищило енергетичну незалежність.

Для визначення пріоритетів енергоменеджменту важливим є аналіз структури енергоспоживання у різних вимірах. У 2025 році загальні витрати підприємства на електричну енергію та природний газ становили відповідно 99 159 грн та 76 520,40 грн. З урахуванням витрат на холодне водопостачання структура видатків становила близько 56 % для електроенергії, 43 % для природного газу та 1 % для води.

Водночас у спільній енергетичній одиниці співвідношення є іншим. За даними звіту підприємства, у 2025 році споживання природного газу становило близько 31 465 кВт·год, тоді як споживання електричної енергії – 9837 кВт·год. Таким чином, на природний газ припадало 76 % енергоспоживання, а на електричну енергію – 24 % (рис. 2).

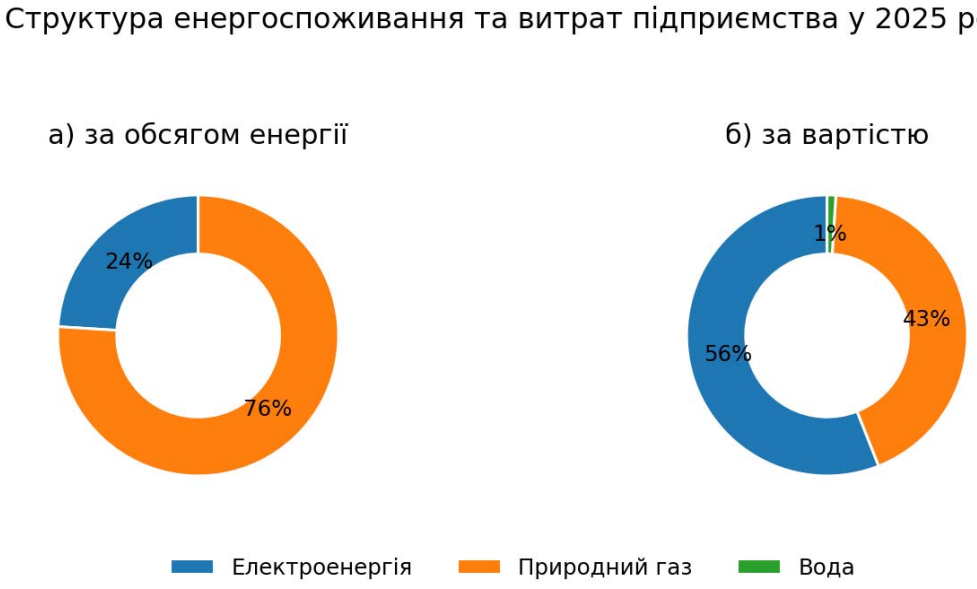


Рисунок 2 – Структура енергоспоживання та витрат підприємства у 2025 році

Отриманий результат є важливим для прийняття управлінських рішень. Якщо критерієм оцінювання виступає фізичний обсяг спожитої енергії, першочергову увагу доцільно приділити скороченню споживання природного газу. Натомість з позиції

безпосередніх фінансових витрат більш вагомим напрямом є зниження споживання електричної енергії. Отже, визначення пріоритетів енергозбереження лише за одним показником може призвести до необґрунтованого вибору заходів.

Доцільно застосовувати комплексний підхід до оцінювання енергоспоживання, який одночасно враховує натуральні обсяги ресурсів, їх вартість і частку в енергетичному балансі. Для підвищення об'єктивності варто використовувати також питомі показники з урахуванням обсягу діяльності підприємства.

Для вдосконалення енергоменеджменту доцільно формувати базовий рівень енергоспоживання. У звіті підприємства для подальших розрахунків запропоновано використовувати усереднене споживання за 2022–2025 роки з щорічним переглядом і коригуванням відповідно до умов функціонування. Цей підхід доцільно доповнити енергетичними показниками результативності та регулярним порівнянням фактичних значень із базовими.

Отже, у 2022–2025 роках на підприємстві відбулося зменшення як споживання природного газу, так і електричної енергії. При цьому структура енергоспоживання та структура фінансових витрат суттєво відрізняються: у 2025 році природний газ формував близько 76 % енергоспоживання в кВт·год, тоді як електрична енергія забезпечувала близько 56 % витрат на енергоресурси. Така відмінність підтверджує необхідність багатокритеріального оцінювання енергоефективності.

Для ТОВ НВФ «ЗОНД» удосконалення енергоменеджменту доцільно пов'язати із систематичним моніторингом електроспоживання та газоспоживання, щорічним уточненням базового рівня, виявленням відхилень і оцінюванням результативності вже впроваджених заходів, зокрема системи безперебійного енергозабезпечення. Це створює основу для переходу від обліку витрат до системного управління енергоефективністю.

Список літератури

1. ДСТУ ISO 50001:2020 Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанова щодо використання (ISO 50001:2018, IDT) [Чинний від 2020-09-15]. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2020. 25 с.
2. Праховник А. В., Розен В. П., Дешко В. І. Енергетичний менеджмент : підручник. Київ : ІЕЕ НТУУ «КПІ», 2010. 308 с.
3. Мовчан Ю. В. Звіт з аналізування споживання паливно-енергетичних ресурсів за 2022–2025 роки. ТОВ НВФ «ЗОНД», 2026. 26 с.

УДК 621.316.13

Дмитро Бондаренко, *здобувач групи ЕК-25М,*
Лариса Віхрова, *канд. техн. наук, професор,*
Світлана Дубенко, *викладач*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: svetadubenko@gmail.com

Підвищення ефективності використання когенераційних установок на основі вдосконалення систем обліку енергоносіїв

Підвищення надійності та економічності електропостачання промислових і комерційних об'єктів є одним із важливих завдань сучасної енергетики. Одним зі способів його вирішення є використання когенераційних установок як локальних джерел електричної енергії. Когенераційна установка дає змогу частково покривати навантаження об'єкта власним виробітком, зменшувати залежність від зовнішньої мережі та забезпечувати

резервне живлення електроприймачів. Фактичну ефективність її роботи можна визначити за наявності достовірного обліку електричної енергії.

Досліджено систему електропостачання умовного промислово-складського об'єкта, який отримує живлення від мережі 10 кВ через трансформатор 10/0,4 кВ потужністю 630 кВА. Максимальне навантаження об'єкта становить 350 кВт, а для покриття частини навантаження передбачено когенераційну установку потужністю 140 кВт. Її застосування розглядається в паралельному режимі із зовнішньою мережею, а в разі втрати зовнішнього живлення - для резервного або автономного електропостачання визначеного навантаження.

Основою оцінювання ефективності роботи КГУ є організація комерційного і технічного обліку. Комерційний облік визначає обсяг електроенергії, отриманої із зовнішньої мережі, а технічний - виробіток когенераційної установки, споживання окремих груп навантаження та втрати у внутрішній мережі. Розміщення точок обліку на вводі об'єкта, на виході КГУ та на основних відгалуженнях дає змогу встановити фактичні напрямки перетоків електроенергії та контролювати режим роботи обладнання.

За показами приладів обліку формується баланс електричної енергії об'єкта:

$$W_{\text{мер}} + W_{\text{КГУ}} = W_{\text{кор}} + \Delta W_{\text{тех}} + W_{\text{від}}$$

де *Wмер* - електроенергія, отримана із зовнішньої мережі; $W_{КГУ}$ - виробіток когенераційної установки; *Wкор* - корисне споживання електроприймачами підприємства; $\Delta Wmex$ - технічні втрати; *Wвід* - електроенергія, відпущена до мережі.

Для досліджуваного об'єкта відпуск електроенергії до зовнішньої мережі не передбачається, тому відповідна складова балансу не враховується.

Річний виробіток КГУ визначають за її електричною потужністю та тривалістю роботи:

$$W_{\text{КГУ}} = P_{\text{КГУ}} \cdot t_{\text{роб}}$$

За потужності установки 140 кВт і тривалості роботи 8000 год на рік її виробіток становить 1120000 кВт·год. Дані обліку дають змогу порівняти цей показник з фактичним зменшенням закупівлі електроенергії з мережі, а також визначити втрати до та після впровадження КГУ. За розрахунками, обсяг придбання електроенергії із зовнішньої мережі скорочується на 1130512 кВт·год на рік, або на 52,2 %, а технічні втрати - з 63072 до 52560 кВт·год на рік.

Облік також забезпечує оцінювання витрат на електропостачання та вибір економічно доцільного режиму роботи установки. Загальні витрати визначають як суму витрат на електроенергію з мережі, паливо для КГУ та її технічне обслуговування і ремонт:

$$C_{\text{ел}} = C_{\text{мер}} + C_{\text{пал}} + C_{\text{ТОіР}}$$

Порівняння витрат до і після встановлення КГУ дає змогу визначити економічний ефект. За прийнятими вихідними даними річне скорочення витрат на електропостачання становить близько 2,98 млн грн, а орієнтовний термін окупності установки - 2,68 року. Отже, облік електричної енергії є не лише засобом фіксації показників лічильників, а й інформаційною базою контролю балансу, оцінювання технічних втрат, визначення витрат та керування режимами роботи когенераційної установки.

Список літератури

1. Касаткіна І. В. Контроль та облік споживання електроенергії [Текст] : навчальний посібник / І. В. Касаткіна, С. М. Бойко, О. А. Жуков. – Кривий Ріг, 2021. – 149 с.
2. Філоненко В. М. Когенерація : навчальний посібник. Київ : НУХТ. URL: https://dspace.nuft.edu.ua/server/api/core/bitstreams/8461ff89-1307-4582-ab6b-a07b2e5ac58c/content
3. Кодекс комерційного обліку електричної енергії : затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14.03.2018 № 311. URL: https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-zatverdzhennya-kodeksu-komertsiynogo-obliku-elektrichnoi-energii

UDC 621.313.333

Valerii Kryvonosov, *PhD student,*
Serhii Prokopenko, *PhD student,*
National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine,
e-mail: v.kryvonosov@nubip.edu.ua

Impact of Diagnostic Systems Implementation on the Reduction of Annual Losses

The aim of this work is to assess the impact of implementing an early detection system for inter-turn short circuits (ITSC) on the annual losses caused by emergency downtime of induction motors (IMs). According to [1, 2], there are three groups of factors that determine industry-specific differences in IM downtime indicators:

- environmental conditions: humidity, dust, aggressive atmosphere, requirements for enclosure protection and explosion protection (in mining, chemical and food industries, the requirements for insulation and bearing assemblies are more stringent);
- loading conditions: frequency of starts and reversals, shock loads, intermittent duty (metallurgy, hoisting and handling equipment) — factors that accelerate mechanical fatigue of windings and bearings;
- the level of scheduled maintenance.

According to surveys of high-power machines [1, 2, 4], bearing damage is the most frequent failure mode (41–51% of failures), while stator winding damage accounts for 16–36%; the share of bearing failures increases in industries with high vibration activity and frequent starts. For low-power low-voltage IMs, according to generalized statistics [3], the share of failures caused by stator winding insulation damage is considerably higher — up to 80%, which justifies ITSC diagnostics specifically for such motors.

Table 1 – IM failure rate depending on rated power and speed (data of [1], summarized in [4])

Parameter	Range	FPU, %/year
Rated power	373–3728 kW (500–5000 hp)	7.30
Rated power	3731–7457 kW (5001–10000 hp)	21.69
Rotational speed	0–720 rpm	10.04
Rotational speed	721–1800 rpm	7.21
Rotational speed	1801–3600 rpm	5.19

The IEEE-IAS survey data [1] show that within the range of high-power machines the failure rate increases almost threefold — from 7.30%/year for 373–3728 kW machines to 21.69%/year for 3731–7457 kW machines. This is explained by higher specific mechanical and thermal loads per unit of active volume, more complex cooling and lubrication systems (forced oil circulation, water cooling), and the virtually complete absence of structural redundancy: each unit of this power class is, as a rule, unique and has no "hot" standby, whereas a large fleet of low-power IMs within the same process partially back each other up. For a process using a 4A80A2U3 IM, the expected annual loss at (ω_f: 0.5 → 0 failures/year; t_f = 72 h; T_{yr}: 36 → 0 h/year) is determined by expression (2). This estimate is an upper bound, since it assumes complete elimination of emergency failures, whereas an ITSC detection system prevents only failures related to the stator winding.

The total losses from a single emergency IM failure (L_f, according to [3]) are represented as:

$$L_f = C_{rep} + C_{ind} + C_{dt} \quad (1)$$

$$M[L_f] = \omega_f \cdot (C_{rep} + C_{ind}) + \omega_f \cdot t_f \cdot c_h = \omega_f \cdot (C_{rep} + C_{ind}) + T_{yr} \cdot c_h \quad (2)$$

where C_{rep} is the cost of repair or replacement of the motor (spare parts, dismantling and installation, transportation);

C_{ind} is the cost of associated (indirect production) losses: damage to adjacent equipment, penalties for supply disruption;

C_{dt} is the cost of lost production during downtime:

$$C_{dt} = c_h \cdot t_f \quad (3)$$

where c_h is the specific cost of one hour of downtime for a particular process unit, UAH/h.

Expression (2) was used to evaluate the economic effect of implementing the early ITSC detection system (Fig. 1).

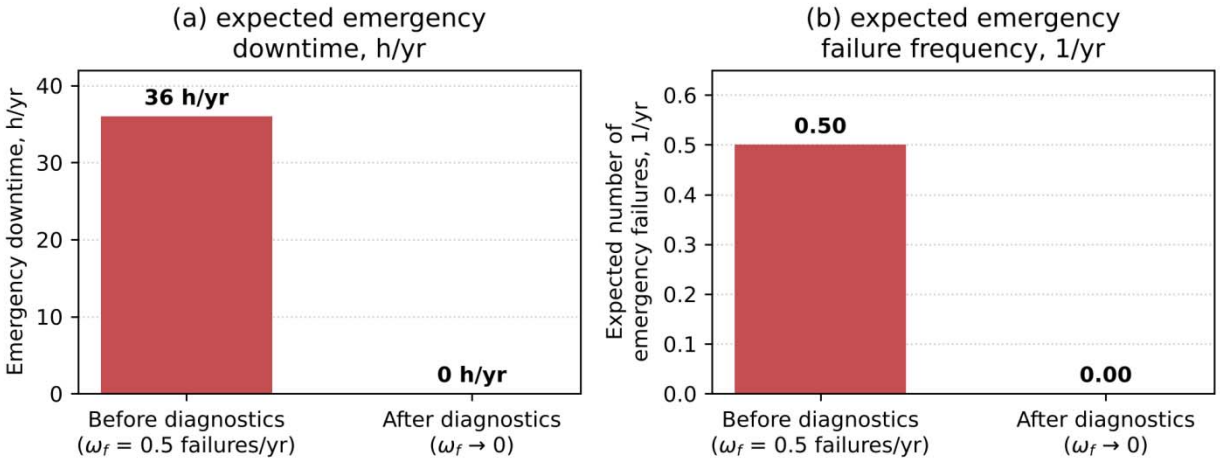


Figure 1 – Reduction of the expected emergency downtime of the 4A80A2U3 IM due to implementation of the early ITSC detection system

Since the 4A80A2U3 motor is a low-power machine (1.5 kW) and usually drives auxiliary or process equipment, applying the data of Table 1 (obtained for high-power machines) directly to it would be incorrect; moreover, the value of c_h for a specific installation is determined not by the power of the IM itself but by the criticality of the process unit it serves. To demonstrate the applicability of expression (2) regardless of the scale of the facility, three illustrative drive criticality scenarios were considered (Table 2); the c_h values given are indicative and consistent in order of magnitude with the lower bound of international data for small and medium-sized enterprises [5], rescaled to an individual drive of a small enterprise.

Table 2 – Illustrative estimate of annual savings from eliminating emergency downtime (36 h/year) for different criticality scenarios of the 4A80A2U3 IM drive

Drive criticality	**c_h, UAH/h (indicative)**	**Annual savings $\omega_f \cdot C_{dt}$ = $36 \cdot c_h$, UAH/year**
(a) auxiliary non-critical equipment (ventilation, premises with no direct impact on output)	200–500 (≈350)	≈12,600
(b) process drive of medium criticality (pump, section conveyor)	2,000–5,000 (≈3,500)	≈126,000
(c) drive at a line bottleneck (SPOF — single point of failure)	15,000–30,000 (≈22,500)	≈810,000

In addition to the C_{dt} component, reducing ω_f from 0.5 to 0 failures/year also avoids the expected annual costs of emergency repair/replacement of the motor, $\omega_f \cdot (C_{rep} + C_{ind})$; assuming $C_{rep} + C_{ind} \approx$ 15,000–25,000 UAH (cost of a new 4A series motor, dismantling and installation, surcharge for urgent delivery), the expected savings from this component amount to about $0.5 \times 20{,}000 \approx 10{,}000$ UAH/year on average.

Thus, under scenario (b) of Table 2, which is the most typical for a general industrial drive of medium criticality, the total expected annual economic effect of implementing the early ITSC

detection system is approximately 126,000 + 10,000 ≈ 136,000 UAH/year. The payback period of a particular implementation of the diagnostic system is determined as $T_{pb} = K_{inv} / \Delta M[L_f]$, where K_{inv} is the capital investment and $\Delta M[L_f]$ is the reduction in expected annual losses [6, p. 98].

Conclusions

1. IM downtime is determined by the combined effect of two factors — the industry (field) of application and the power/speed class; according to international surveys, the failure rate ranges from 3.4%/year (power utilities, the best-maintained facilities) to 21.7%/year (very-high-power machines of 3731–7457 kW), i.e. the spread is almost an order of magnitude.

2. The downtime per failure (t_f) is determined mainly by the level and frequency of maintenance rather than by the industry or power as such: within one sample it ranges from 8 to 165 h (about 20 times) depending on maintenance quality [1, 4], which considerably exceeds the effect of the industry or size factors taken separately. This justifies analysing the product $T_{yr} = \omega_f \cdot t_f$ rather than its individual components.

3. For the 4A80A2U3 IM, the upper-bound estimate of the annual effect of implementing the early ITSC detection system is ≈22,600–820,000 UAH/year depending on drive criticality (≈136,000 UAH/year for a medium-criticality drive).

References

1. IEEE Committee Report. Report of Large Motor Reliability Survey of Industrial and Commercial Installations, Parts I–III. IEEE Transactions on Industry Applications. 1985. Vol. IA-21, No. 4; 1987. Vol. IA-23, No. 1.
2. Thorsen O. V., Dalva M. A Survey of Faults on Induction Motors in Offshore Oil Industry, Petrochemical Industry, Gas Terminals, and Oil Refineries. IEEE Transactions on Industry Applications. 1995. Vol. 31, No. 5. P. 1186–1196.
3. Bonnett A. H., Soukup G. C. Cause and Analysis of Stator and Rotor Failures in Three-Phase Squirrel-Cage Induction Motors. IEEE Transactions on Industry Applications. 1992. Vol. 28, No. 4. P. 921–937. DOI: 10.1109/28.148460.
4. Penrose H. W. What the Large Motor Reliability Studies Actually Found and Why It Matters. Reliable (ReliaMag). 2025. URL: https://reliamag.com/articles/large-motor-reliability-studies/ (accessed: 13.10.2026).
5. Vorobev V. E., Kucher V. Ya. Prognozirovanie sroka ekspluatatsii elektricheskikh mashin [Forecasting the service life of electrical machines] : lecture notes. Saint Petersburg : SZTU, 2004. 56 p. (in Russian)
6. Huk M. Yu. Nadiinist elektroenerhetychnykh system [Reliability of electric power systems] : textbook. Lviv : Lviv Polytechnic Publishing House, 2011. 320 p. (in Ukrainian)

УДК 658.26:681.5

Лариса Віхрова, *канд. техн. наук, професор*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: vihrovalg@ukr.net

Енергетичний моніторинг як основа автоматизації управління енерговикористанням на підприємствах промисловості та АПК

Сучасні умови функціонування підприємств промисловості та агропромислового комплексу (АПК) характеризуються високою вартістю енергоресурсів, пошкодженням енергетичної інфраструктури внаслідок воєнних дій та обмеженнями потужності, тому раціональне енерговикористання стає не лише чинником зниження собівартості продукції, а й умовою стабільної роботи виробництва. Закон України «Про енергетичну ефективність» [1] визначає засади забезпечення енергоефективності у сфері споживання енергії, зокрема щодо енергетичного аудиту та систем енергетичного менеджменту, а за оцінками фахівців лише налагодження енергоменеджменту без значних фінансових вкладень дозволяє зменшити енергоспоживання на 5–15 % [2].

Водночас на багатьох підприємствах облік енергоресурсів досі зводиться до щомісячного зняття показів лічильників на вводі. Такі дані не дають змоги встановити, які процеси та одиниці обладнання формують енергоспоживання, як воно пов'язане з обсягом виробництва і погодними умовами, а також своєчасно виявити непродуктивні витрати енергії – роботу обладнання на холостому ходу, витоки стисненого повітря, порушення технологічних режимів. Унаслідок цього управлінські рішення приймаються із запізненням і без належного кількісного обґрунтування.

Розв'язати зазначену проблему дозволяє енергетичний моніторинг – систематичний автоматизований збір, оброблення та аналіз даних про енерговикористання у взаємозв'язку з чинниками, що на нього впливають, з метою оцінювання енергетичної результативності та формування керувальних впливів. Відповідно до ДСТУ ISO 50001:2020 [3], моніторинг, вимірювання та аналіз ключових характеристик енерговикористання є обов'язковим елементом циклу «плануй – виконуй – перевіряй – дій» (PDCA), на якому ґрунтується постійне поліпшення енергетичної результативності.

Ключовою задачею енергетичного моніторингу є кількісне оцінювання енергетичної результативності з урахуванням змінних чинників. Згідно з ISO 50006 [4], для цього формується енергетична базова лінія – модель очікуваного енергоспоживання як функції релевантних змінних, на основі якої розраховуються показники енергетичної результативності (ЕнПІ). Для більшості виробничих об'єктів прийнятну точність забезпечує модель множинної лінійної регресії:

$$E_{б,t} = b_0 + \sum_{i=1}^{n} b_i x_{i,t}, \quad (1)$$

де $E_{б,t}$ – базове (очікуване) енергоспоживання в t-му інтервалі часу; $x_{i,t}$ – значення i-ї релевантної змінної (обсяг випуску продукції, кількість градусо-діб, тривалість роботи обладнання тощо); b_0 – умовно-постійна складова енергоспоживання, що не залежить від обсягу виробництва; b_i – коефіцієнти регресії, які визначаються методом найменших квадратів за даними базового періоду; n – кількість релевантних змінних.

Для оперативного виявлення змін енергетичної результативності доцільно застосовувати метод кумулятивних сум (CUSUM), за яким для кожного k-го інтервалу обчислюється накопичене відхилення фактичного енергоспоживання від базового:

$$C_k = \sum_{t=1}^{k} (E_{ф,t} - E_{б,t}), \quad (2)$$

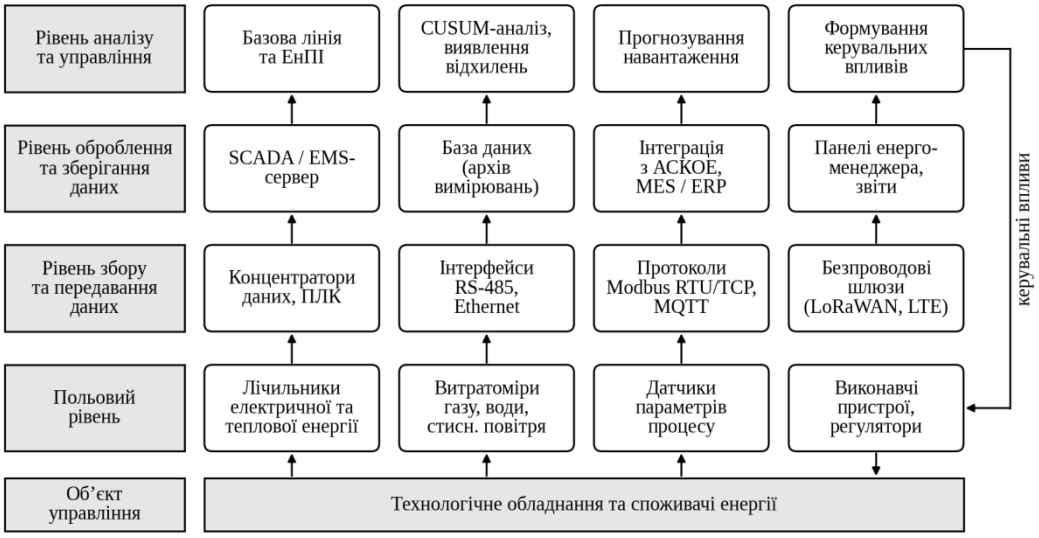
де $E_{ф,t}$ – фактичне енергоспоживання в t-му інтервалі часу. Стійке зменшення C_k свідчить про економію енергії, зростання – про перевитрати, а зміна нахилу графіка C_k дозволяє визначити момент зміни режиму енерговикористання, зумовленої впровадженням енергоефективного заходу, деградацією обладнання чи порушенням технологічної дисципліни.

Поряд із кумулятивним аналізом система в реальному часі контролює поточні відхилення. Інтервал t вважається аномальним, якщо виконується умова

$$|E_{ф,t} - E_{б,t}| > \lambda \sigma_{\varepsilon}, \quad (3)$$

де σ_{ε} – середньоквадратичне відхилення залишків моделі (1) у базовому періоді; λ – коефіцієнт, що задає чутливість контролю (як правило, $\lambda = 2…3$). Виявлення аномалії автоматично ініціює повідомлення відповідальному персоналу, а для заздалегідь визначених сценаріїв – керувальний вплив без участі оператора.

Наведені алгоритми реалізуються в автоматизованій системі енергетичного моніторингу та управління енерговикористанням, узагальнену структуру якої показано на рис. 1. Польовий рівень системи утворюють лічильники енергоресурсів, датчики технологічних параметрів і виконавчі пристрої. Рівень збору та передавання даних базується на концентраторах і програмованих логічних контролерах з відкритими промисловими протоколами, що забезпечує сумісність обладнання різних виробників. На рівні оброблення дані з дискретністю 15–60 хв архівуються на сервері SCADA/EMS та інтегруються з автоматизованою системою комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) і системами планування виробництва. Верхній рівень реалізує розрахунки за виразами (1)–(3) та формує керувальні впливи, які через виконавчі пристрої передаються на об'єкт, замикаючи контур управління енерговикористанням.



ЕнПІ – показники енергетичної результативності; CUSUM – метод кумулятивних сум; EMS – система енергетичного менеджменту; АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії; MES/ERP – системи управління виробництвом і ресурсами підприємства; ПЛК – програмований логічний контролер

Рисунок 1 – Структура автоматизованої системи енергетичного моніторингу та управління енерговикористанням

Автоматизація управління енерговикористанням на основі даних моніторингу реалізується за такими основними напрямами: відключення обладнання, що працює на холостому ходу, та керування освітленням і вентиляцією за фактичною потребою; обмеження пікового навантаження в межах договірної потужності шляхом пріоритетного відключення некритичних споживачів; перенесення енергоємних операцій на періоди доби з нижчим тарифом; коригування уставок частотно-регульованих електроприводів насосів, вентиляторів і компресорів; автоматичне керування установками компенсації реактивної потужності. Для підприємств АПК такий підхід особливо доцільний для зерносушильних комплексів, систем мікроклімату тваринницьких приміщень і теплиць, насосних станцій зрошення та холодильного обладнання, енергоспоживання яких істотно залежить від погодних і технологічних чинників і тому добре описується моделлю (1).

Автоматизований моніторинг також забезпечує об'єктивне підтвердження економії від енергоефективних заходів за принципами вимірювання та верифікації ISO 50015 [5]: економія визначається як різниця між скоригованим базовим і фактичним енергоспоживанням за однакових умов, що унеможливлює її хибну оцінку через зміну обсягів виробництва чи погоди. Це створює підґрунтя для енергосервісних договорів та обґрунтованого планування інвестицій.

Таким чином, енергетичний моніторинг, що поєднує автоматизований збір даних, регресійні моделі базового енергоспоживання та метод кумулятивних сум, перетворює облік енергоресурсів із пасивної функції на активний інструмент управління. Замикання контуру «вимірювання – аналіз – керувальний вплив» дає змогу оперативно виявляти й усувати непродуктивні витрати енергії, реалізовувати організаційні та маловитратні заходи енергозбереження і формує інформаційну основу для впровадження системи енергетичного менеджменту відповідно до ДСТУ ISO 50001:2020 на підприємствах промисловості та АПК.

Список літератури

1. Про енергетичну ефективність : Закон України від 21.10.2021 № 1818-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20 (дата звернення: 13.10.2026).
2. Впровадження систем енергоменеджменту – реальна змога оптимізувати енергоспоживання та заощаджувати сотні тисяч гривень / Міністерство енергетики України. 28.12.2023. URL: https://www.kmu.gov.ua/news/vprovadzhennia-system-enerhomenedzhmentu-realna-zmoha-optymizuvaty-enerhospozhyvannia-ta-zaoshchadzhuvaty-sotni-tysiach-hryven (дата звернення: 13.10.2026).

3. ДСТУ ISO 50001:2020. Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанови щодо використання (ISO 50001:2018, IDT). Вид. офіц. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2020.
4. ISO 50006:2023. Energy management systems – Evaluating energy performance using energy performance indicators and energy baselines. Geneva : ISO, 2023. 36 p.
5. ISO 50015:2014. Energy management systems – Measurement and verification of energy performance of organizations – General principles and guidance. Geneva : ISO, 2014.

УДК 628.12:621.311.243

Андрій Булава, *здобувач групи ЕК-25М,*
Сергій Осадчий, *д-р техн. наук, професор*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: ivserg215@gmail.com

Енергоефективне керування групою насосів станції підкачування води з адаптивною уставкою тиску

Станції підкачування води багатоповерхових житлових комплексів працюють цілодобово. Їх обладнання обирають за найбільшим одночасним водорозбором і мінімальним тиском у міській мережі, тому переважну частину часу воно працює з частковим навантаженням. Перехід від нерегульованих насосів до частотно-регульованого електропривода є визнаним способом зменшення енергоспоживання насосних станцій водопостачання [1]. Проте сучасні комплектні установки з перетворювачами частоти (ПЧ) зазвичай підтримують постійний тиск на виході, розрахований на найгірше поєднання умов, і вмикають додатковий насос лише після досягнення попереднім номінальної частоти обертання. За малих витрат тиск у мережі будинку залишається надлишковим на величину втрат напору за розрахункової витрати, а за високої статичної складової напору, характерної для багатоповерхових будинків, ефект частотного регулювання як такого обмежений.

Тому подальше зменшення енергоспоживання потребує вдосконалення алгоритмів керування, які визначають робочі точки насосної системи [2]. Для паралельно працюючих насосів з частотним регулюванням розроблено методи оптимального перемикання кількості агрегатів [3], а для визначення режиму насоса без витратоміра – методи оцінювання витрати за потужністю і частотою обертання, обчисленими ПЧ [4]. Однак для станцій підкачування житлових будинків ці підходи не пов’язані із законом формування уставки тиску, хоча саме уставка визначає надлишковий напір і положення оптимальних режимів. Актуальність задачі посилюється обмеженнями потужності в енергосистемі: під час відключень загальнобудинкове обладнання живиться від резервних джерел, і зменшення споживання станції знижує потрібну потужність генератора.

Мета роботи – зменшення питомого енергоспоживання станції підкачування води житлового комплексу шляхом розроблення енергоефективного методу керування групою насосних агрегатів із частотно-регульованим електроприводом.

Дослідження виконано на моделі станції підкачування умовного житлового комплексу на 640 квартир (1600 мешканців) з чотирма агрегатами по 4 кВт, з яких три робочі та один резервний. Модель з кроком 1 хв враховує стохастичне водоспоживання, змінний тиск на вводі, квадратичну характеристику мережі будинку, а також втрати в насосах, двигунах і ПЧ. Параметри об’єкта сформовано з типових довідкових значень, тому наведені нижче числові результати є розрахунковими.

Запропонований метод поєднує два елементи. Перший – адаптивна уставка тиску, яка відтворює квадратичну характеристику мережі за поточною оціненою витратою з тим самим запасом, що й постійна уставка:

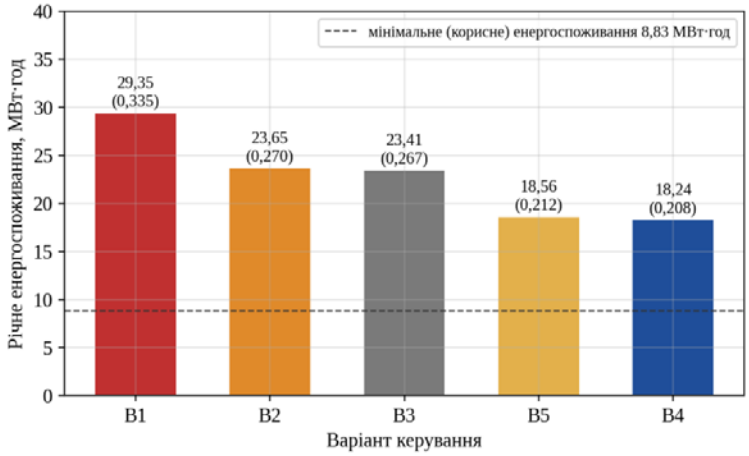
$$H_{\text{у}}(\widehat{Q}) = H_{\text{геом}} + h_{\text{віл}} + K\widehat{Q}^2 + \Delta H_{\text{з}} \qquad (1)$$

де $\hat{Q}$ – оцінена витрата станції, м³/год; $H_{\text{геом}}$ – геометрична висота подачі, м; $h_{\text{віл}}$ – вільний напір перед диктуючим приладом верхнього поверху, м; K – коефіцієнт опору мережі будинку, який визначають під час налагодження станції, м/(м³/год)²; $\Delta H_з = 2$ м – запас уставки. Коефіцієнт K обчислюють за вимірюваннями тиску перед диктуючим приладом і на виході станції за кількох значень витрати та перевіряють під час щорічного технічного обслуговування.

Потрібний напір на виході станції змінюється від 58,5 м за нульової витрати до 72,5 м за розрахункової, тоді як постійна уставка становить 74,5 м, тобто за малих витрат надлишок напору сягає 16 м. Витрату для закону (1) оцінюють без витратоміра: подачу кожного насоса знаходять з його енергетичної характеристики за потужністю і частотою обертання, обчисленими ПЧ, а витрату станції – як суму подач працюючих насосів. Похибка обчислення потужності ±3 % дає похибку оцінки витрати ±6–7 % у робочому діапазоні. Проте похибка уставки пропорційна квадрату витрати і за малих витрат зникає, тому запас напору зберігається в усьому діапазоні витрат, а систематична похибка оцінки ±10 % змінює річне енергоспоживання не більше ніж на 0,9 %. Систематичну похибку усуває щодобова корекція за показаннями будинкового лічильника води.

Другий елемент – вибір кількості працюючих насосів за критерієм мінімуму сумарної електричної потужності станції. Оптимальні пороги переходу від одного до двох і від двох до трьох насосів зменшуються зі зростанням тиску на вводі і в діапазоні 15–35 м з похибкою не більше 0,1 м³/год описуються лінійними функціями цього тиску, придатними для безпосереднього програмування в контролері. Щоб уникнути частих перемикань, передбачено гістерезис ±0,5 м³/год і мінімальний час роботи агрегату 60 с. Традиційне правило вмикання наступного насоса після досягнення номінальної частоти запізнюється на 1,0–8,6 м³/год: за тиску на вводі 25 м оптимальний поріг вмикання другого насоса становить 14,6 м³/год, а за традиційним правилом – 19,4 м³/год. Ефект оптимальних порогів проявляється лише разом з адаптивною уставкою, оскільки за постійної уставки оптимальні й традиційні пороги майже збігаються.

Для оцінювання методу порівняно п'ять варіантів керування з однаковими насосами і двигунами (рис. 1). Запропонований варіант В4 забезпечує річне енергоспоживання 18,24 МВт·год і питоме 0,208 кВт·год/м³. Це на 22,1 % менше, ніж за постійної уставки (В3: 23,41 МВт·год; 0,267 кВт·год/м³), і на 37,9 % менше, ніж для станції з нерегульованими насосами і дроселюванням (В1: 29,35 МВт·год). ККД станції зростає з 37,7 до 48,4 %, а середній тиск на виході знижується з 74,5 до 61,8 м. Бюджетний варіант В5 з одним ПЧ і адаптивною уставкою поступається В4 лише на 1,8 %. Найбільша відносна різниця між варіантами спостерігається вночі: з 0 до 6 год середня потужність становить 2,06 кВт для В1, 1,26 кВт для В3 і 0,88 кВт для В4, оскільки за малих витрат надлишковий напір постійної уставки максимальний.



В1 – нерегульовані насоси з дроселюванням; В2 / В3 – один ПЧ / ПЧ на кожному насосі, постійна уставка; В5 – один ПЧ, адаптивна уставка; В4 – запропонований метод; у дужках – кВт·год/м³

Рисунок 1 – Річне енергоспоживання станції підкачування за варіантами керування

Баланс річної енергії показує, що основну частку економії (4,96 МВт·год) дає адаптивна уставка, яка зменшує енергію надлишкового напору на 86 % – з 3,37 до 0,48 МВт·год. Оптимальний вибір кількості насосів додає ще 0,21 МВт·год. Середній напір насосів знижується на 26 % (з 49,5 до 36,8 м), а їх середній ККД майже не змінюється (60,4 і 61,2 %). Отже, економія досягається зменшенням непотрібної гідравлічної роботи, і насоси при цьому не виходять з робочої зони.

Аналіз чутливості в діапазоні водоспоживання 100–200 л/(люд·добу), тиску на вводі 18–32 м, втрат напору в мережі 8–20 м, запасу уставки 1–4 м і за зносу насосів показав, що запропонований варіант залишається найкращим, а його перевага над керуванням за постійною уставкою становить 14,2–29,4 %. Найбільше на неї впливають втрати напору в мережі будинку. Динамічне моделювання контуру регулювання тиску з ПІ-регулятором підтвердило стійкість системи з адаптивною уставкою: коефіцієнт підсилення додаткового зворотного зв'язку через уставку не перевищує 0,32, а під час стрибкоподібного зростання водорозбору можливий лише короткочасний (2,3 с) дефіцит напору до 1 м.

Отже, запропонований метод керування, що поєднує адаптивну уставку тиску за витратою, оціненою за даними ПЧ без витратоміра, з порогами зміни кількості працюючих насосів як лінійними функціями тиску на вводі, зменшує річне енергоспоживання станції підкачування на 22,1 % порівняно з керуванням за постійною уставкою, а питоме – з 0,267 до 0,208 кВт·год/м³. Алгоритм реалізується на серійному програмованому логічному контролері без зміни силового обладнання існуючих насосних установок. Для кількісної оцінки економії на конкретному об'єкті насамперед потрібно уточнити втрати напору в мережі будинку під час налагодження станції.

Список літератури

1. Оптимізація електроприводів насосних агрегатів систем водопостачання на основі частотного регулювання / А. О. Семенов, В. О. Скрипник, Т. В. Сахно, А. Г. Бут. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2025. № 2(11). С. 91–95. DOI: 10.20998/EREE.2025.2(11).336220.
2. Hieninger T., Schmidt-Vollus R., Schlücker E. Improving energy efficiency of individual centrifugal pump systems using model-free and on-line optimization methods. *Applied Energy*. 2021. Vol. 304. Art. 117311. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117311.
3. Baranidharan M., Raja Singh R. AI Energy Optimal Strategy on Variable Speed Drives for Multi-Parallel Aqua Pumping System. *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 12. Art. 4343. DOI: 10.3390/en15124343.
4. The Estimation of Centrifugal Pump Flow Rate Based on the Power–Speed Curve Interpolation Method / Y. Wu, D. Wu, M. Fei et al. *Processes*. 2022. Vol. 10, No. 11. Art. 2163. DOI: 10.3390/pr10112163.

УДК 628.12:621.311.243

Максим Артьомов, *здобувач групи ЕК-25М,*
Сергій Осадчий, *д-р техн. наук, професор*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: ivserg215@gmail.com

Прогнозне керування режимами насосної станції з автономним гібридним живленням із використанням напірного резервуара як накопичувача енергії

Насосні станції систем водопостачання належать до об'єктів критичної інфраструктури, які мають працювати безперервно за будь-яких умов енергопостачання. Через пошкодження енергосистеми України у 2022–2024 рр. підприємства водопостачання змушені були масово використовувати дизель-генераторні установки (ДГУ), а для віддалених водозаборів і підкачувальних станцій сільських групових водопроводів

автономне живлення є постійним режимом. ДГУ, що цілодобово працює з малим навантаженням, має високу питому витрату пального, тому перспективним є перехід до гібридних систем живлення, у яких основну частку енергії постачає сонячна електростанція (СЕС), а ДГУ працює лише в періоди недостатньої генерації. Найдорожчим і найменш довговічним елементом таких систем залишається система накопичення енергії (СНЕ), тому оптимальний вибір її ємності та способу керування є однією з ключових проблем гібридних насосних систем [1].

Насосна станція, що подає воду в напірний резервуар, має власну можливість накопичувати енергію: подачу можна переносити в часі, не порушуючи водопостачання. Проте в автономних системах резервуар зазвичай заповнюється лише надлишком генерації за фіксованими правилами пріоритету [2], а стандартні стратегії диспетчеризації джерел (стежання за навантаженням, циклічне заряджання СНЕ) розглядають насосну станцію як навантаження із заданим графіком. Методи оптимального планування роботи насосів, зокрема з використанням прогнозного керування та власної генерації СЕС, розроблено переважно для станцій з мережевим живленням, де критерієм є вартість електроенергії за тарифами [3, 4]. Отже, актуальною науковою задачею є узгоджене керування режимами насосних агрегатів і автономних джерел, у якому резервуар і СНЕ розглядаються як два взаємодоповнювальні накопичувачі енергії.

Мета роботи – підвищення енергоефективності насосної станції водопостачання з автономною гібридною системою живлення «СЕС – СНЕ – ДГУ» шляхом узгодженого керування режимами насосних агрегатів і джерел енергії.

Частотне регулювання дає змогу суттєво знизити питомі витрати енергії на подачу води [5], тому на першому рівні запропонованого дворівневого керування для заданої подачі визначається енергетично оптимальний режим насосів з перетворювачами частоти (ПЧ): кількість працюючих агрегатів і частота обертання, за яких подача забезпечується з мінімальною потужністю з урахуванням втрат у насосі, двигуні та ПЧ. Для умовної станції (середньодобове водоспоживання 900 м^3, два насоси з двигунами по 15 кВт, напірний резервуар 500 м^3, ДГУ 60 кВА) мінімальні питомі витрати енергії становлять 0,148 кВт·год/м^3 при подачі 51 м^3/год і відносній частоті обертання 0,85. У діапазоні подач 51–110 м^3/год питомі витрати змінюються помірно (0,148–0,189 кВт·год/м^3), тому зосередження подачі в години генерації СЕС збільшує енергоспоживання насосів лише на 10–25 %. Ця додаткова енергія надходить з надлишку генерації, який інакше довелося б обмежити, тобто фактично є безкоштовною. Енергоспоживання станції подано опуклою кусково-лінійною функцією подачі $E_k \geq a_i Q_k + b_i$ (i = 1, …, 10), завдяки чому лінійна модель точно відтворює енергетично оптимальний режим насосів.

На другому рівні щогодини розв'язується задача планування графіка подачі води, режимів заряду і розряду СНЕ та станів ДГУ на горизонті H = 36 год з кроком 1 год. Цільовою функцією є мінімум експлуатаційних витрат за вирахуванням цінності запасів води і енергії наприкінці горизонту:

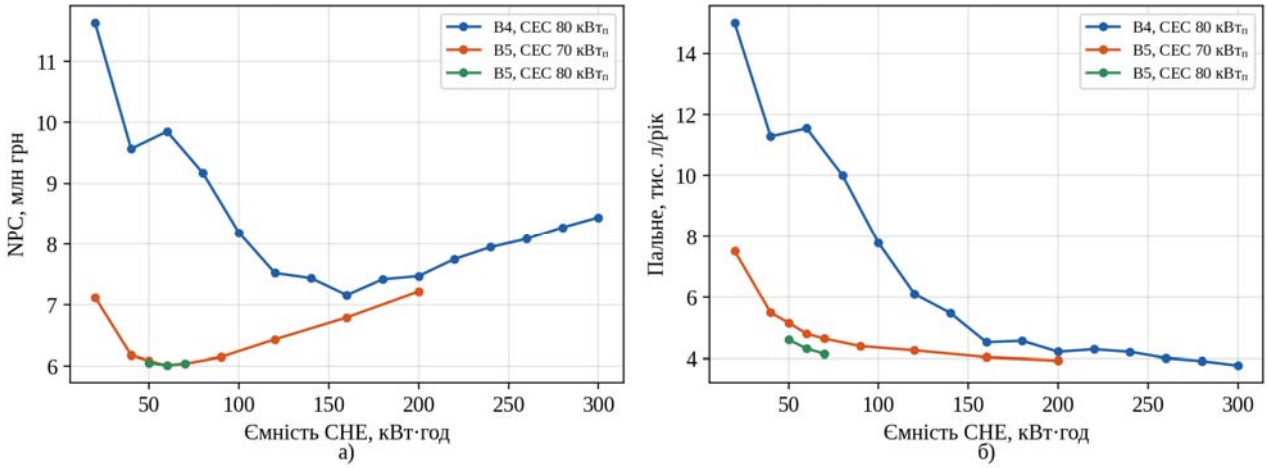
$$\min \sum_{k=1}^{H} \left[c_{\text{п}} (F_0 P_{\text{ном}} u_k + F_1 P_{\text{г},k}) + c_{\text{мг}} u_k + c_{\text{пуск}} s_k + c_{\text{д}} P_{\text{р},k} + c_{\text{обм}} P_{\text{обм},k} \right] - \lambda_V V_H - \lambda_S S_H \quad (1)$$

де $c_{\text{п}}$ – ціна пального; F_0, F_1 – коефіцієнти витратної характеристики ДГУ; $P_{\text{ном}}$ – номінальна потужність ДГУ; $u_k \in \{0; 1\}$ і s_k – стан і ознака пуску ДГУ; $P_{\text{г},k}$, $P_{\text{р},k}$, $P_{\text{обм},k}$ – потужність ДГУ, потужність розряду СНЕ та обмежена потужність СЕС у k-ту годину; $c_{\text{мг}}$, $c_{\text{пуск}}$, $c_{\text{д}}$, $c_{\text{обм}}$ – вартість мото-години і пуску ДГУ, питома вартість деградації СНЕ та штраф за обмеження генерації; V_H, S_H – об'єм води в резервуарі та енергія СНЕ наприкінці горизонту; λ_V, λ_S – їх питома цінність.

Обмеженнями задачі є баланси води в резервуарі та потужності з урахуванням прогнозів водоспоживання і генерації СЕС, рівняння динаміки СНЕ, допустимі межі об'єму води і рівня заряду, а також мінімальне навантаження ДГУ (30 % номінальної потужності). Отримана задача змішаного цілочислового лінійного програмування (360 змінних, з них 36 двійкових) відрізняється від класичної задачі вибору складу агрегатів тим, що в ній одночасно оптимізуються графік навантаження і стан двох накопичувачів різної фізичної

природи. За принципом прогнозного керування з ковзним горизонтом реалізується лише перша година плану, а відхилення фактичних генерації і водоспоживання від прогнозних компенсує оперативна корекція на нижньому рівні. Для швидкого розв'язання розроблено евристичний алгоритм (лінійна релаксація, послідовна фіксація двійкових змінних і локальне покращення плану), який у 30–200 разів швидший за точний метод гілок і меж і погіршує цільову функцію в середньому лише на 1,4 грн на план.

Ефективність методу оцінено погодинним імітаційним моделюванням на річному інтервалі для кліматичних умов м. Кропивницького. За однакового складу обладнання (СЕС 80 кВт пік, СНЕ 160 кВт·год) запропоноване керування порівняно зі стандартною стратегією циклічного заряджання СНЕ зменшує річну витрату пального на 24,8 % (з 4,53 до 3,41 тис. л), мото-години ДГУ – на 22,7 %, а енергію розряду СНЕ – майже вдвічі (з 32,8 до 17,0 МВт·год). Частка подачі води в години генерації СЕС зростає з 55,5 до 80,6 %: улітку насоси наповнюють резервуар удень, а ввечері і вночі вода надходить до споживачів із резервуара. Таким чином, резервуар фактично бере на себе функцію добового накопичувача енергії.



B4 – стандартна стратегія циклічного заряджання СНЕ; B5 – запропоноване прогнозне керування

Рисунок 1 – Сукупні дисконтовані витрати (а) і річна витрата пального (б) залежно від ємності СНЕ

Оскільки частину функцій СНЕ виконує резервуар, оптимальний склад обладнання для запропонованого керування відрізняється від стандартного (рис. 1). За критерієм мінімуму сукупних дисконтованих витрат (NPC) за 20 років для стандартної стратегії оптимальною є СНЕ ємністю 160 кВт·год, а для запропонованого керування за тієї самої потужності СЕС 80 кВт пік – лише 60 кВт·год. Ємність СНЕ зменшується на 62,5 %, капітальні витрати – на 0,85 млн грн, а сукупні витрати – на 16,2 % (з 7,16 до 6,00 млн грн) за практично незмінної річної витрати пального (4,29 проти 4,53 тис. л).

Результати стійкі до похибок прогнозу генерації: збільшення середньоквадратичної похибки добового прогнозу від 0 до 40 % збільшує витрату пального лише на 8,4 %. Перевага запропонованого керування зберігається при зміні водоспоживання на ±20 %, а за зміни ціни пального від −30 до +60 % оптимальна ємність СНЕ залишається в 1,8–2,7 раза меншою, ніж за стандартного керування. Ефект методу зростає зі збільшенням регулювального об'єму резервуара, тому він особливо перспективний для станцій з водонапірними баштами або кількома резервуарами.

Для реалізації методу не потрібне спеціалізоване обладнання: планувальник може працювати на промисловому комп'ютері, обмінюючись даними з програмованим логічним контролером станції. У разі втрати зв'язку контролер переходить на стандартні правила керування, тому надійність водопостачання не залежить від роботи оптимізаційної частини.

Отже, використання напірного резервуара як накопичувача енергії в задачі узгодженого прогнозного керування насосами і джерелами дає змогу суттєво зменшити

витрату пального та необхідну ємність СНЕ автономної насосної станції без додаткових капіталовкладень у її гідравлічну частину.

Список літератури

1. Modern advancements of energy storage systems integrated with hybrid renewable energy sources for water pumping application / M. M. Ahmed et al. *Engineering Science and Technology, an International Journal*. 2025. Vol. 62. Art. 101967.
2. Irandoostshahrestani M., Rousse D. R. Optimizing off-grid PV/wind systems with battery and water storage for rural energy and water access. *Journal of Energy Storage*. 2025. Vol. 140, Part B. Art. 119155. DOI: 10.1016/j.est.2025.119155.
3. Naval N., Yusta J. M. Comparative assessment of different solar tracking systems in the optimal management of PV-operated pumping stations. *Renewable Energy*. 2022. Vol. 200. P. 931–941. DOI: 10.1016/j.renene.2022.10.007.
4. An energy and cost efficiency Model Predictive Control framework to optimize Water Supply Systems operation / A. L. Reis et al. *Applied Energy*. 2025. Vol. 384. Art. 125478. DOI: 10.1016/j.apenergy.2025.125478.
5. Семенов А. О., Скрипник В. О., Сахно Т. В., Бут А. Г. Оптимізація електроприводів насосних агрегатів систем водопостачання на основі частотного регулювання. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2025. № 2 (11). С. 91–95. DOI: 10.20998/EREE.2025.2(11).336220.

УДК 621.316

Денис Руденко, *здобувач групи ЕК-25М,*
Василь Зінзура, *канд. техн. наук, професор*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: vasiliyzinzura@gmail.com

Координований режим напруги системи електропостачання промислового підприємства з локальною сонячною електростанцією

Промислові підприємства дедалі частіше будують локальні сонячні електростанції (ЛСЕС) потужністю від сотень кіловат до кількох мегават і приєднують їх до внутрішніх мереж 0,4 кВ. Ці мережі проєктувалися для односпрямованого перетікання потужності, а напругу в них традиційно підтримують підвищеною для компенсації втрат напруги до віддалених цехів. Тому в години високої інсоляції і малого навантаження ЛСЕС спричиняє зворотні перетоки й додаткове підвищення напруги, для обмеження якого рекомендують інвертори з функціями регулювання напруги та реактивної потужності [1]. Рівень напруги впливає на енергетичний баланс підприємства через кілька різноспрямованих механізмів: відключення інверторів захистом від підвищення напруги, зміну споживання електроприймачів, втрат у трансформаторах і лініях, обміну реактивною енергією. Навіть вибір точки приєднання станції потребує спільного врахування відхилення напруги і втрат електроенергії в мережі [2].

Сучасні інвертори мають функції cos φ(P), Q(U) і P(U), передбачені стандартами EN 50549-1 та IEEE 1547, а трансформатори цехових підстанцій – пристрої перемикання відгалужень без збудження (ПБЗ). Відомі способи координації пристроїв регулювання напруги з характеристиками Volt/Var інверторів розроблено переважно для мереж операторів систем розподілу [3], а дослідження ефекту зниження споживання за рахунок зниження напруги (CVR) переважно не враховують розподіленої генерації. Для підприємства, яке одночасно є власником ЛСЕС, мережі та навантаження, спільний вплив цих засобів на загальну енергоефективність електропостачання досліджено недостатньо. Мета роботи – підвищення загальної енергоефективності електропостачання промислового підприємства з ЛСЕС шляхом обґрунтування координованого режиму напруги, який поєднує сезонне перемикання відгалужень трансформаторів з узгодженими уставками інверторів.

Дослідження виконано на розробленій моделі системи електропостачання (СЕП) умовного машинобудівного підприємства з річним споживанням 6,0 ГВт·год і ЛСЕС потужністю 600 кВт (пік), параметри якої прийнято за типовими довідковими даними. Модель розраховує усталені режими для 35 040 інтервалів року (крок 15 хв) методом прямого і зворотного ходу. Вона враховує статичні характеристики за напругою п’яти класів електроприймачів (CVR-фактор підприємства – 0,257), залежність втрат холостого ходу трансформаторів від положення ПБЗ, характеристики керування інверторів, роботу установок компенсації реактивної потужності та циклічні відключення інверторів захистом. Розбіжність з аналітичними оцінками не перевищує 2,2 %.

У базовому режимі В1 (інвертори працюють з cos φ = 1) напруга в точці приєднання ЛСЕС перевищує 1,05 в.о. протягом 2003 год на рік, а обмеження генерації становить 7,97 МВт·год (1,1 %). Режими керування інверторами з типовими уставками змінюють нетто-імпорт підприємства не більше ніж на 0,2 %: зменшення обмеження генерації (5,0–7,0 МВт·год) значною мірою компенсується зростанням втрат у мережі (2,1–7,1 МВт·год). Типова характеристика $Q(U)$ із зоною нечутливості 0,98–1,02 в.о. за завищеної напруги мережі навіть збільшує витрати, тоді як зміщення напруги початку регулювання до 1,07 в.о. зменшує реактивну енергію інверторів у 8,2 раза. Положення відгалужень трансформаторів впливає на енергоефективність на порядок сильніше: зниження напруги секції на 2,5 % зменшує нетто-імпорт приблизно на 23 МВт·год на рік. Цілорічне зниження неприпустиме через напругу на затискачах електроприймачів, однак порушення обмежень припадають майже виключно на листопад–лютий, що й обґрунтовує сезонне перемикання відгалужень.

Координованим режимом напруги (В6) названо режим, у якому положення відгалужень і уставки інверторів вибрано спільно за критерієм мінімуму річних витрат на електроенергію. Вектор x містить вісім дискретних змінних: період $П$ застосування «літніх» положень відгалужень; положення відгалужень трансформаторів Т1 і Т2 у «літній» і «зимовий» періоди; напругу U_3 початку споживання реактивної потужності за характеристикою $Q(U)$; ширину ΔU_{34} ділянки регулювання цієї характеристики; напругу U_5 початку зниження активної потужності за характеристикою $P(U)$. Обмеження за напругою враховано методом штрафних функцій:

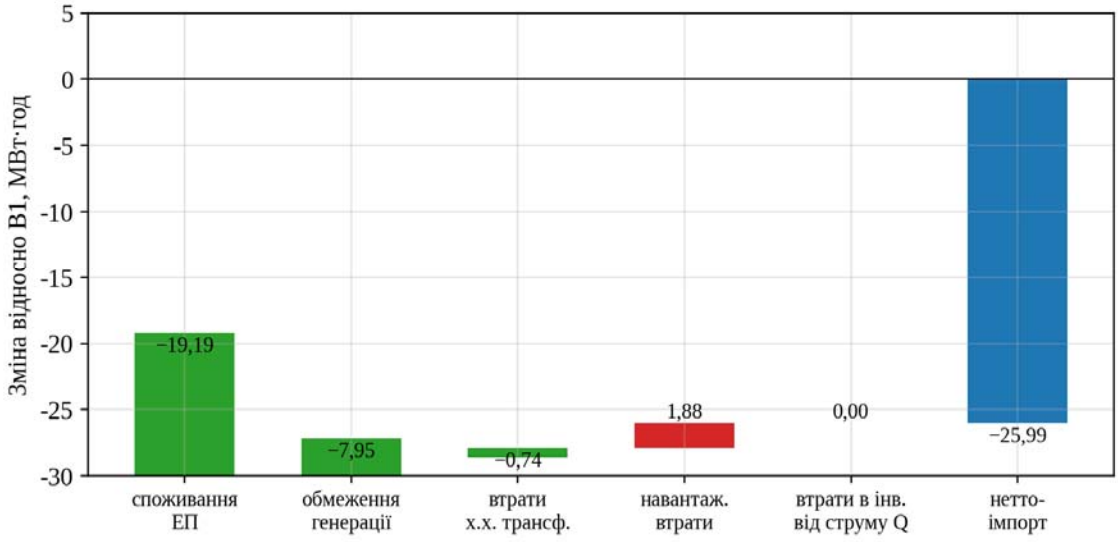
$$F(x) = C(x) + M_0\chi(x) + M_1 \max\left[0,\, s(x) - s_{\text{доп}}\right] + M_2 \max\left[0,\, U_{\text{доп}} - U_{\min}(x)\right] \qquad (1)$$

де $C(x)$ – річні витрати на електроенергію з урахуванням плати за імпорт, доходу від експорту надлишків і плати за реактивну енергію, тис. грн; $\chi(x)$ – індикатор порушення будь-якого обмеження; $s(x)$ – найбільша серед розподільних пунктів (РП) частка інтервалів з напругою на затискачах електроприймачів $U_з < 0{,}95$ в.о.; $s_{\text{доп}} = 1$ % – допустима частка; $U_{\min}(x)$ – найменша напруга на шинах РП; $U_{\text{доп}} = 0{,}95$ в.о.; M_0, M_1, M_2 – вагові коефіцієнти штрафу.

Повний перебір 55 296 поєднань значень змінних потребував би від 15 до 100 год обчислень, а цільова функція дискретна і не має аналітичних похідних. Тому задачу розв’язано методом покоординатного спуску, а знайдений розв’язок перевірено перебором значень найвпливовіших змінних в околі оптимуму. Метод збігся за три цикли і 67 розрахунків річного режиму (0,12 % від повного перебору). Оптимальний режим передбачає зниження напруги обох трансформаторів на 2,5 % з квітня по вересень і номінальне положення ПБЗ у решту року, початок споживання реактивної потужності інверторами з 1,07 в.о. та обмеження активної потужності в діапазоні 1,09–1,10 в.о. Порівняно з режимом В1 він зменшує нетто-імпорт на 25,99 МВт·год (0,47 %), а річні витрати – на 190,8 тис. грн, що в 13,6 раза перевищує ефект найкращого з типових режимів cos φ(P). Складові цього ефекту наведено на рис. 1.

Основна частина ефекту (19,19 МВт·год, або 74 %) зумовлена зменшенням споживання електроприймачів через знижену в «літній» період напругу, ще 7,95 МВт·год дає усунення обмеження генерації. Навантажувальні втрати зростають на 1,88 МВт·год, а додаткові втрати в інверторах від реактивного струму практично відсутні, бо характеристика $Q(U)$ з уставкою 1,07 в.о. спрацьовує рідко. Обмеження генерації знижується з 7,97 до 0,03

МВт·год, тривалість напруги понад 1,05 в.о. в точці приєднання ЛСЕС – з 2003 до 752 год на рік, а допустима потужність ЛСЕС за критерієм обмеження генерації 3 % зростає з близько 720 до понад 1500 кВт (пік). Обмеження за напругою на затискачах є активним (для РП-4 частка інтервалів з $U_з$ < 0,95 в.о. становить 0,98 % за допустимого 1 %), тому подальше зниження напруги без засобів автоматичного регулювання неможливе.



ЕП – електроприймачі; х.х. – холостий хід; від'ємні значення відповідають зменшенню, додатні – збільшенню відносно режиму B1

Рисунок 1 – Складові зміни нетто-імпорту в координованому режимі B6 відносно базового режиму B1

Ефект координованого режиму залишається додатним за всіх розглянутих змін вихідних даних (40–1529 тис. грн/рік) і найсильніше залежить від напруги мережі оператора системи розподілу та потужності ЛСЕС. За капіталовкладень 360 тис. грн чиста приведена вартість становить 600,4 тис. грн, дисконтований термін окупності – 2,79 року, внутрішня норма дохідності – 48,2 %. Альтернативний варіант із заміною трансформаторів на регульовані з РПН дає близький енергетичний ефект, але є неокупним (NPV −2660,8 тис. грн).

Отже, за завищеної напруги мережі підприємства положення відгалужень трансформаторів впливає на енергоефективність на порядок сильніше, ніж режим керування інверторами, а типові уставки $Q(U)$ збільшують витрати. Координований режим, що поєднує сезонне перемикання ПБЗ з уставками $Q(U)$ і $P(U)$, узгодженими з фактичним рівнем напруги, зменшує річні витрати на електроенергію на 190,8 тис. грн і більш ніж удвічі підвищує допустиму потужність ЛСЕС. Через залежність ефекту від напруги живильної мережі режим доцільно впроваджувати з моніторингом напруги та щорічним уточненням уставок на моделі СЕП.

Список літератури

1. Саєнко Ю. Л., Любарцева Ю. І. Проблеми якості електроенергії при впровадженні фотоелектричних станцій в мережі 0,4 кВ. *Вісник Приазовського державного технічного університету. Серія: Технічні науки*. 2025. Вип. 51. С. 110–118. DOI: https://doi.org/10.31498/2225-6733.51.2025.344730.
2. Визначення оптимальної точки приєднання сонячної електростанції до електричної мережі методом комп'ютерного імітаційного моделювання / П. Г. Плєшков, В. В. Зінзура, С. П. Плєшков, В. П. Солдатенко. *Центральноукраїнський науковий вісник. Технічні науки*. 2023. Вип. 8(39), ч. 2. С. 48–57. DOI: https://doi.org/10.32515/2664-262X.2023.8(39).2.48-57.
3. Muthukaruppan V., Shi Y., Baran M. A supervisory Volt/Var control scheme for coordinating voltage regulators with smart inverters on a distribution system. *Frontiers in Smart Grids*. 2024. Art. 1356074. DOI: https://doi.org/10.3389/frsgr.2024.1356074.

УДК 621.311:620.9

Микола Пеньковський, *здобувач групи ЕК-25М,*
Руслан Телюта, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: teliutarv@gmail.com

Керування енергоспоживанням електроводонагрівачів для підвищення енергоефективності та балансування мережі

Балансування об'єднаної енергетичної системи України ускладнюється дефіцитом маневрених потужностей і швидким зростанням частки сонячної генерації. Удень ціни ринку «на добу наперед» (РДН) знижуються до мінімальних значень, а ввечері сягають граничних. Тому гнучкість попиту розглядається як один із ключових ресурсів розвитку енергосистеми [1]. В Україні формується правове поле для агрегації та реагування попиту [2], а організація роботи агрегаторів з побутовими споживачами активно досліджується [3]. Європейські підходи також ставлять енергоефективність і гнучкість попиту в один ряд із розвитком генерації та мереж [4, 5].

Значним ресурсом гнучкості є ємнісні електроводонагрівачі (ЕВН). Група зі 150 побутових ЕВН загальним об'ємом 11,3 м^3 у діапазоні температур 45–70 °С акумулює близько 325 кВт·год теплоти без додаткових капіталовкладень у накопичувач. Проте поширені способи керування ЕВН мають суттєві недоліки:

– таймер за двозонним тарифом одночасно вмикає всі прилади на початку нічної зони;

– пряме вимкнення ЕВН на час піку спричиняє «відскок» навантаження після його завершення;

– індивідуальна оптимізація кожного приладу за погодинними цінами синхронізує ЕВН у найдешевших годинах.

За масового поширення ці рішення переносять проблему балансування енергосистеми на рівень розподільної мережі.

Мета роботи – підвищення енергоефективності та вирівнювання графіка навантаження розподільної мережі шляхом координованого керування групою ЕВН зі збереженням теплового комфорту і санітарного режиму.

Для дослідження розроблено десятишарову теплову модель бака ЕВН і стохастичну модель водорозбору домогосподарств. Модель бака враховує розташування ТЕН і датчика термостата, «мертву» зону під ТЕН, тепловтрати та конвективне перемішування нестійких шарів. Розбіжність моделі з аналітичними розв'язками становить 2–5 % за часом нагрівання і 0,2 К за температурою остигання, похибка енергетичного балансу не перевищує 0,45 %. Моделювання виконано для умовного об'єкта з типовими довідковими параметрами обладнання, водоспоживання і цін. Це житловий масив зі 150 домогосподарств, що живиться від трансформаторної підстанції (ТП) 10/0,4 кВ потужністю 250 кВ·А. У базовому термостатному режимі коефіцієнт одночасності групи ЕВН становить 0,45, а максимум навантаження ТП – 225 кВт (0,91 номінальної потужності).

Запропонований метод координованого керування має два рівні. На верхньому рівні агрегатор кожні 6 год планує нагрівання всієї групи на 24 год наперед методом лінійного програмування:

$$\min \Sigma_k \Sigma_i \, c_k \, p_{i,k} \, \Delta\tau + \lambda z, \tag{1}$$

$$\Sigma_i \, p_{i,k} \le P_{\text{лім},k} \; ; \qquad z \ge \hat{P}_{\text{ф},k} + \Sigma_i \, p_{i,k} \; , \tag{2}$$

де c_k – ціна РДН в інтервалі k, грн/(кВт·год); $p_{i,k}$ – потужність i-го ЕВН, кВт; $\Delta\tau$ = 0,25 год – тривалість інтервалу; λ – вартісна оцінка пікової потужності ТП, грн/кВт; z – пікова

потужність ТП на горизонті планування, кВт; $P_{\text{лім},k}$ – потужність, доступна для ЕВН без перевищення граничного завантаження трансформатора $0{,}7S_{\text{н}}$ з урахуванням прогнозу фонового навантаження $\hat{P}_{\text{ф},k}$.

Задача враховує також тепловий баланс кожного бака, гарантований запас на прогнозований водорозбір і щотижневе термодезінфекційне нагрівання. Її розв'язано симплекс-методом за допомогою бібліотеки SciPy [6]. На нижньому рівні агрегатор кожні 5 хв обчислює цільову потужність групи з поправкою на відхилення фактичного теплового вмісту баків від планового. Дозволи на нагрівання він розподіляє в порядку зростання пріоритетного індексу

$$\pi_i = s_i - h\,u_i\,, \tag{3}$$

де s_i – тепловий ступінь заряду бака; u_i – поточний стан ТЕН (1 – увімкнено, 0 – вимкнено); h = 0,25 – гістерезис утримання, що зменшує кількість перемикань. Незалежно від команд локальні контролери зберігають захист комфорту, термодезінфекцію та обмеження максимальної температури 70 °C.

Графіки навантаження ТП за різних стратегій керування наведено на рис. 1. Таймерне керування о 23:00 збільшує навантаження ТП до 345 кВт (1,38 номінальної потужності). Координоване керування утримує його в межах $0{,}7S_{\text{н}}$ і переносить нагрівання в години низьких цін.

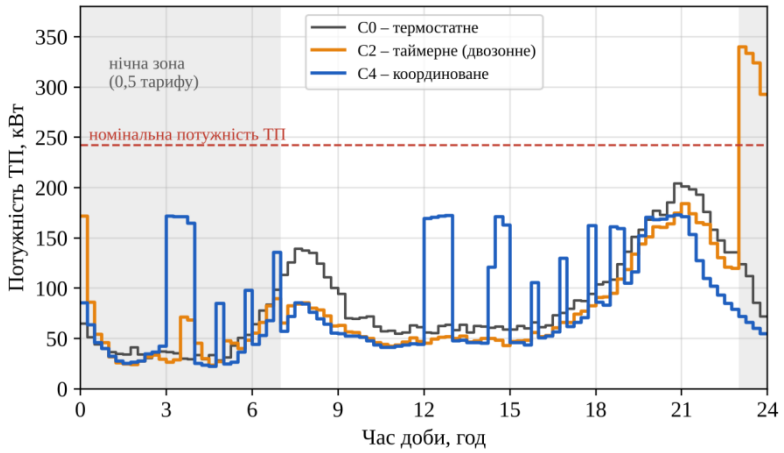


Рисунок 1 – Графік навантаження ТП у робочий день опалювального періоду

Річні показники стратегій зведено в табл. 1. Координоване керування зменшує вартість енергії ЕВН за цінами РДН на 22,5 % (446 тис. грн на рік). Це 81 % ефекту індивідуальної оптимізації, але без синхронних піків. Максимум навантаження ТП зменшується на 23–25 % порівняно з базовим режимом, коефіцієнт заповнення графіка зростає з 0,39 до 0,50. Недоданий тепловий комфорт і кількість перемикань ТЕН (13,7 проти 15,7 на добу) залишаються на рівні базового режиму.

Таблиця 1 – Річні показники стратегій керування групою ЕВН

Стратегія	**Вартість енергії за цінами РДН, тис. грн**	**Максимум навантаження ТП (зима / літо), кВт**	**Коефіцієнт заповнення графіка**	**Недоданий комфорт, %**
С0 – термостатне	1983	225 / 193	0,39	1,75
С2 – таймерне за двозонним тарифом	1807	345 / 341	0,25	4,28
С3 – індивідуальна оптимізація	1435	323 / 333	0,27	2,15
С4 – координоване	**1537**	**173 / 144**	**0,50**	**1,72**

Група здатна виконувати команди балансування. Команду на зниження потужності о 19:00 тривалістю 1 год виконано на 47,5 кВт без «відскоку»: після її завершення максимум

навантаження ТП становив 173 кВт. Пряме вимкнення ЕВН у базовому режимі за тих самих умов призводить до 274 кВт. Команда на збільшення потужності вдень дала змогу поглинути 82 кВт·год надлишку сонячної генерації за 2 год. Аналіз чутливості показав, що економія майже пропорційна частці учасників і добовому розмаху цін РДН: 250–605 тис. грн на рік при розмаху 0,5–1,5 від прийнятого. Таймерне керування вже за участі 50 % домогосподарств доводить навантаження ТП до номінального.

Капітальні витрати на систему керування для 150 ЕВН (контролери, монтаж, програмна платформа агрегатора) становлять 860 тис. грн, річний економічний ефект з урахуванням зменшення втрат у мережі – 460,6 тис. грн. За горизонту 10 років і ставки дисконтування 16 % чиста приведена вартість проєкту становить 658 тис. грн, дисконтований строк окупності – 4,0 року, внутрішня норма дохідності – 34,1 %. Проєкт ефективний за участі понад 57 % домогосподарств, приєднаних до ТП.

Отже, координоване керування групою ЕВН із плануванням у межах динамічного ліміту ТП і диспетчеризацією за тепловим ступенем заряду поєднує зниження вартості енергії з вирівнюванням графіка навантаження розподільної мережі та участю в балансуванні енергосистеми без погіршення комфорту споживачів.

Список літератури

1. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року : розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.04.2023 № 373-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-р (дата звернення: 13.10.2026).
2. Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України : Закон України від 30.06.2023 № 3220-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20 (дата звернення: 13.10.2026).
3. Кіянчук В. М., Махотіло К. В. Організація роботи агрегатора для інтеграції побутових споживачів у програми реагування на попит. *Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит*. 2025. № 3 (206). С. 31–48. DOI: 10.20998/2313-8890.2025.03.03.
4. Directive (EU) 2023/1791 of the European Parliament and of the Council of 13 September 2023 on energy efficiency and amending Regulation (EU) 2023/955 (recast). URL: http://data.europa.eu/eli/dir/2023/1791/oj (дата звернення: 13.10.2026).
5. Directive (EU) 2024/1711 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 amending Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 as regards improving the Union's electricity market design. URL: http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1711/oj (дата звернення: 13.10.2026).
6. Virtanen P., Gommers R., Oliphant T. E. et al. SciPy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in Python. *Nature Methods*. 2020. Vol. 17. P. 261–272.

УДК 621.315.1

Іван Мартинюк, *здобувач групи ЕК-25М,*
Олександр Козловський, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: martyniukivvo@kntu.kr.ua

Проблема пошуку множинних пошкоджень ПЛ 10 кВ в умовах масових аварій

Небезпечні метеорологічні явища, а в сучасних умовах також атаки на енергетичну інфраструктуру [1], можуть спричиняти одночасне виникнення кількох пошкоджень на одній ПЛ або різних фідерах. Для сільських ПЛ 10 кВ ця проблема є особливо актуальною через значну протяжність і розгалуженість трас, а також наявність важкодоступних ділянок, що ускладнює їх обстеження.

Традиційний підхід до аварійного обстеження ПЛ має переважно послідовний характер (рис. 1). Досвід експлуатації ліній показує, що цей спосіб потребує значних витрат часу, особливо під час обстеження довгих і важкодоступних ділянок [2].

У випадку одиничного пошкодження після аварійного відключення ПЛ основним завданням оперативно-виїзної бригади (ОВБ) є встановлення його місця та характеру з подальшим виконанням відновлювальних робіт. Після виявлення пошкодженого елемента основні витрати часу пов'язані з доставкою необхідних матеріалів та обладнання і безпосереднім виконанням ремонту.



Рисунок 1 – Послідовність дій при виявленні та усуненні ушкодження ПЛ

За наявності множинних пошкоджень ситуація суттєво ускладнюється. Після виявлення 1-го пошкодження вся ОВБ може перейти до його усунення, припинивши подальший огляд лінії. При цьому наявність інших пошкоджень встановлюється лише після продовження обстеження або невдалого пробного ввімкнення ПЛ, що призводить до повторних циклів пошуку та ремонту (рис. 2). У результаті збільшується загальна тривалість технологічного порушення.

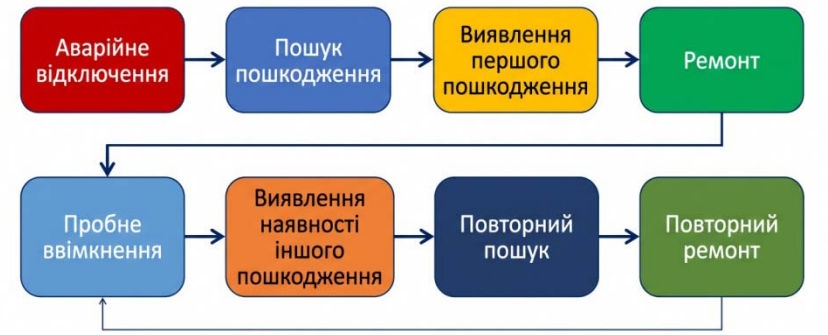


Рисунок 2 – Послідовність дій при виявленні та усуненні множинних ушкоджень ПЛ

За достатньої чисельності персоналу ОВБ може бути розділена на дві групи: одна приступає до усунення виявленого пошкодження, а інша продовжує обстеження ПЛ. У цьому випадку пошук і ремонт виконуються паралельно, що дозволяє скоротити загальну тривалість аварійно-відновлювальних робіт. Однак можливість реалізації такого підходу обмежується чисельністю персоналу, наявністю транспортних засобів, матеріалів та обладнання, а також умовами безпечного виконання робіт.



Рисунок 3 – Послідовність дій при паралельному виявленні та усуненні множинних ушкоджень ПЛ

Одним із перспективних шляхів вирішення цієї проблеми є застосування БпЛА [3]. На відміну від ОВБ, яка після виявлення пошкодження може бути залучена до його усунення, БпЛА здатний продовжувати рух уздовж траси та виконувати подальше обстеження лінії. Це

дозволяє розділити процеси пошуку та усунення пошкоджень і виконувати їх паралельно. Додатковою перевагою є можливість визначення координат виявлених пошкоджень, їх фото- та відеофіксації і оперативного передавання інформації ремонтному персоналу. Застосування БпЛА також дозволяє скоротити тривалість обстеження важкодоступних ділянок.

Отже, проблема пошуку множинних пошкоджень ПЛ 10 кВ полягає в необхідності за мінімальний час виявити всі пошкоджені ділянки лінії за умов обмеженої кількості оперативного персоналу та транспортних засобів. Виявлення першого пошкодження не означає завершення пошуку та при послідовній організації робіт може призводити до повторних циклів обстеження і ремонту. Застосування БпЛА створює можливість продовжувати обстеження незалежно від виконання ремонтних операцій, однак кількісне оцінювання отриманого виграшу в часі потребує математичного моделювання процесу пошуку множинних пошкоджень.

Список літератури

1. Ткач Д. Вплив військових дій на енергетичну інфраструктуру України. Вісник Економіки. 2026. № 1. С. 93–104.
2. Rahman M. A., Masum R., Anderson M., Drager S. L. Formal Synthesis of Trajectories for Unmanned Aerial Vehicles to Perform Resilient Surveillance of Critical Power Transmission Lines. 2020 25th International Conference on Engineering of Complex Computer Systems (ICECCS). 2020. P. 103–112.
3. Kozlovskyi O., Trushakov D., Savchenko O., Rendzinyak S., Korud V. Intensification of Emergency and Restoration Maintenance of Overhead Lines of Distribution Networks Using UAVs. 2026 27th International Conference on Computational Problems of Electrical Engineering (CPEE). Lesnica, Slovakia, 8–11 September 2026. P. 1–4.

УДК 621.311.23:658.264

Іван Савеленко, *канд. техн. наук, доцент,*
Тетяна Ляшенко, *здобувачка групи ЕК-25Мз*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: ivan.savelenko@gmail.com

Критерії обґрунтування впровадження когенераційної установки в систему енергозабезпечення теплопостачального підприємства

Сучасне теплопостачальне підприємство в Україні одночасно залежить від двох ризикованих енергоресурсів: природного газу і зовнішнього електропостачання. Застосування когенераційної установки (КГУ) зменшує вплив даних ресурсів на систему теплогенерації, проте їх використання, як правило, характеризується терміном окупності, що обумовлює можливість прийняття неоптимальних рішень. Малі установки мають малий термін окупності, але майже не впливають на енергетичну стійкість об’єкту, великі дають більший економічний ефект, проте значну частину року не працюють.

Основні правові засади комбінованого виробництва визначено Законом України [1]. Показник економії первинної енергії *PES* розраховують за гармонізованими еталонними значеннями ККД, переглянутими Регламентом (ЄС) 2023/2104 [2]. У [3] запропоновано алгоритм вибору котельні для перетворення на міні-ТЕЦ, де основним критерієм є потужність електротехнічного обладнання, а варіант реконструкції обирають за результатом техніко-економічного розрахунку. Системний підхід до вибору методів багатокритеріального аналізу в енергетиці наведено в [4]. Однак вибір , які показники слід застосовувати в якості обов’язкових та додаткових умов для порівняння варіантів теплопостачання, потребує окремого розгляду.

Завдання дослідження полягає у формуванні системи критеріїв обґрунтування КГУ для теплопостачального підприємства та її перевірці на прикладі вибору потужності установки.

Запропоновано застосувати дворівневий підхід до його вирішення. Порогові критерії відсікають неприйнятні варіанти: $PES \geq 10$ % (межа високоефективної когенерації), чиста приведена вартість $NPV > 0$ та здатність живити власні потреби підприємства в разі виходу з роботи одного модуля (умова N–1). Порівняльні критерії ранжують решту варіантів: число годин використання $T_в$, PES, NPV, дисконтований строк окупності DPP, зменшення викидів ΔCO_2, коефіцієнт автономності $K_{ав}$ і капітальні витрати. Ваги прийнято відповідно 0,15; 0,10; 0,25; 0,15; 0,10; 0,15; 0,10. Економію первинної енергії визначали за річними ККД:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_т}{\eta_т^{ет}} + \frac{\eta_е}{\eta_е^{ет}}} \quad (1)$$

де $\eta_т$, $\eta_е$ – середньорічні тепловий і електричний ККД; еталонні значення для природного газу становлять 92 % і 53 %, останнє помножено на коефіцієнт 0,918 для приєднання до мережі напругою 0,45–12 кВ [3]. Інтегральну оцінку варіанта j знайдено методом TOPSIS:

$$C_j = \frac{D_j^{а}}{D_j^{і} + D_j^{а}} \quad (2)$$

де $D_j^{і}$, $D_j^{а}$ – зважені евклідові відстані до ідеального й антиідеального варіантів. Коефіцієнт автономності обчислено як $K_{ав} = \min\{1; (N_{ел} - N_{мод})/P_{вп}\}$, де $N_{мод}$ – потужність одного модуля; $P_{вп}$ – максимальне навантаження власних потреб (насоси, тягодуттєве обладнання), що становить 0,61 МВт.

В роботі розглянуто комунальне теплогенеруюче підприємство з максимальним тепловим навантаженням 44 МВт за температури −22 °С. Погодинний ряд температури на рік побудовано за середньомісячними даними для Кропивницького; опалювальний період становить 176 діб, річний відпуск теплоти 104,8 ГВт·год.

Газопоршневі модулі працюють за тепловим графіком із номінальними ККД 43 % (електричний) і 44 % (тепловий), коефіцієнтом готовності 0,93 та зниженням ККД за часткового завантаження; ККД наявних котлів 90 %.

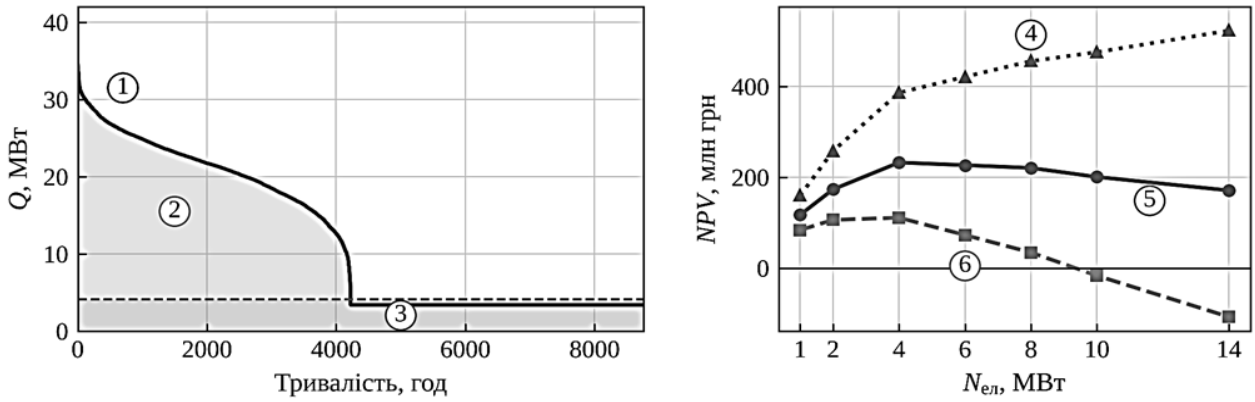
Економічний розрахунок виконано на 15 років зі ставкою дисконтування 14 % за цін: газ 22,7 грн/м³ [1], тариф закупівлі електроенергії 9,2 грн/кВт·год, продаж надлишку 5,9 грн/кВт·год (орієнтир – середньозважена ціна РДН у серпні 2026 р. 6 187,65 грн/МВт·год , обслуговування 0,75 грн/кВт·год, капітальні витрати 55 тис. грн/кВт, капітальний ремонт на восьмому році 15 % від них; коефіцієнти викидів 0,202 т/МВт·год для газу і 0,40 т/МВт·год для енергосистеми.

Результати (табл. 1) показують, що PES у всіх варіантах становить 25,9–26,6 % і практично не залежить від потужності за роботи без скидання теплоти, отже, цей показник доцільно використовувати як пороговий, а не порівняльний. Число годин використання із ростом потужності падає від 8 147 до 4 772 год, бо літнє навантаження гарячого водопостачання відповідає лише меншим варіантам (рис. 1, а). Найшвидше окупається установка 1 МВт (2,4 року), але вона не забезпечує резерву N–1 і покриває лише 8 % теплоти. Найбільшу NPV (233 млн грн) дає варіант 2×2 МВт, для якого DPP становить 4,0 року, а частка теплоти від КГУ 29 %; подальше нарощування підвищує абсолютне скорочення викидів, проте зменшує NPV.

Таблиця 1 – Значення критеріїв для варіантів потужності КГУ

$N_{ел}$, МВт (модулі)	$T_в$, год	Частка теплоти, %	PES, %	NPV, млн грн	DPP, років	ΔCO_2, тис. т/рік	$K_{ав}$	C_j
1 (1×1)	8 147	8	26,6	117	2,4	1,3	0	0,497
2 (2×1)	8 147	16	26,6	173	3,0	2,6	1	0,673
4 (2×2)	7 303	29	26,0	233	4,0	4,6	1	0,734
6 (3×2)	6 177	37	26,1	227	5,2	5,8	1	0,680
8 (4×2)	5 612	44	26,2	221	6,2	7,1	1	0,624
10 (4×2,5)	5 217	52	25,9	201	7,4	8,2	1	0,549

$N_{ел}$, МВт (модулі)	$T_в$, год	Частка теплоти, %	*PES*, %	*NPV*, млн грн	*DPP*, років	ΔCO_2, тис. т/рік	$K_{ав}$	C_j
14 (5×2,8)	4 772	67	25,9	171	9,5	10,5	1	0,456



1 – графік теплового навантаження за тривалістю; 2 – теплота котлів; 3 – теплота КГУ 4 МВт; 4, 5, 6 – NPV за ціни газу 16,0; 22,7 і 28,0 грн/м³

Рисунок 1 – Результати розрахунку: а – покриття річного графіка теплового навантаження; б – залежність NPV від електричної потужності КГУ

За інтегральною оцінкою також перемагає варіант 2×2 МВт (C = 0,734), причому випадкове збурення всіх ваг на ±50 % залишає його найкращим у 94,9 % із 5000 випробувань. Вибір суттєво залежить від ціни газу (рис. 1, б): за 16 грн/м³ *NPV* монотонно зростає до 523 млн грн для 14 МВт, а за 28 грн/м³ максимум становить 111 млн грн і припадає на 4 МВт, тоді як установки від 10 МВт збиткові. Для обраного варіанта $NPV > 0$ зберігається, поки середня ціна реалізації електроенергії перевищує 4,94 грн/кВт·год, а ціна газу не вища за 32,8 грн/м³. Ці значення доцільно включати до обґрунтування як межі ризику проєкту. Важливо, що для варіанта 2×2 МВт власні потреби поглинають лише 10 % виробленої електроенергії, решта продається, тому прибутковість проєкту визначається передусім ринковою ціною. Це підтверджує потребу в окремому критерії автономності: у режимі відключення від мережі цінність установки полягає не в продажі енергії, а у збереженні роботи насосів.

Отже, поділ критеріїв на порогові й порівняльні усуває вплив показників дозволяє розглянути різні варіанти за різними критеріями та зменшити вплив терміну окупності на вибір варіанту. Потужність КГУ необхідно обирати опираючись на значення базової частини теплового графіка з обов'язковою перевіркою умови N–1 та порівнянням між прибутковістю і цінами на енергоносії. Для кожного конкретного підприємства розрахунок слід проводити з урахуванням фактичного графіку відпуску теплоти та витрат на енергоносії.

Список літератури

1. Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу : Закон України від 05.04.2005 № 2509-IV. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2509-15 (дата звернення: 12.10.2026).
2. Commission Delegated Regulation (EU) 2023/2104 of 4 July 2023 amending Delegated Regulation (EU) 2015/2402 as regards the review of harmonised efficiency reference values for separate production of electricity and heat in application of Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/2104/oj (date of access: 08.10.2026).
3. Андрєєв С. Ю., Маляренко В. А., Темнохуд І. О., Сенецький О. В. Можливості підвищення енергоефективності теплових мереж шляхом впровадження когенерації. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. 2015. № 17 (1126). С. 147–155.
4. Wang J.-J., Jing Y.-Y., Zhang C.-F., Zhao J.-H. Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2009. Vol. 13, no. 9. P. 2263–2278.

УДК 621.311.26:658.261

Іван Савеленко, *канд. техн. наук, доцент,*
Дмитро Малихін, *здобувач групи ЕК-25М*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: ivan.savelenko@gmail.com

Розробка системи автономного електропостачання та керування навантаженням промислового підприємства в умовах дефіциту потужності в енергосистемі

За умови виникнення тривалого дефіциту потужності на промисловому підприємстві недостатньо лише використовувати резервний генератор. Дизельна генераторна установка (ДГУ) запускається з перервою живлення, зупиняючи безперервні процеси, а собівартість її електроенергії становить 25–30 грн/кВт·год [1], тому покривати нею все навантаження невигідно. Водночас графіки обмеження потужності застосовуються адресно і вимагають від споживача швидко знижувати споживання до заданого рівня [2]. Завдання полягає у створенні системи, де джерела, накопичення і споживачі працюють за спільним алгоритмом.

Дослідження стану мікромереж, які можуть працювати в острівному режимі узагальнені в огляді [3]. У [4] обґрунтовано структуру резервного живлення промислових споживачів з інтеграцією сонячних і мобільних гібридних станцій та інтелектуальним керуванням режимами. В роботах [4,5]досліджувалися можливості автономної роботи СЕС, системи накопичення енергії (СНЕ) і резервної ДГУ. Проте залишається актуальним питання, як саме обирати склад і потужність джерел, якщо відключення, обмеження та збитки мають різну природу, а також як накопичувач впливає на перехідні режими.

Метою роботи є розробка структури системи автономного електропостачання підприємства й обґрунтування складу її джерел за критерієм мінімуму додаткових річних витрат із перевіркою стійкості частоти.

Запропонована система містить три рівні. На рівні джерел працюють ввід мережі, ДГУ, СНЕ з мережевим інвертором і СЕС. На рівні навантаження електроприймачі поділено на критичні (260 кВт), технологічні (780 кВт) і змінні (620 кВт) групи з окремими вимикачами. Енергетична система керування (ЕМС) щогодини визначає режим: спочатку використовується генерація СЕС і дозволена потужність мережі, далі СНЕ та ДГУ; змінні групи живляться лише від мережі й СЕС, оскільки збиток від їхнього обмеження (14 грн/кВт·год) менший за вартість дизельної енергії. ДГУ запускається, якщо дефіцит перевищує можливості СНЕ або її заряд нижчий за 30 %. Надлишок ДГУ за мінімального завантаження 30 % заряджає СНЕ, а в години дешевої енергії накопичувач заряджається від мережі. У разі зникнення напруги мережевий інвертор миттєво приймає на себе критичну й технологічну групи, після чого ЕМС запускає ДГУ і синхронізує її з острівною шиною.

Шляхом перебору складу джерел обрано комбінацію (ДГУ 0–1250 кВт, СНЕ 0–2000 кВт·год, СЕС 0–800 кВт визначається за критерієм:

$$З_{\Sigma} = З_{к} + З_{е} + \sum_g v_g W_g + n_{п} V_{п} + \Delta З_{м} \to min \qquad (1)$$

де $З_{к}$ – приведені капітальні витрати (ставка 14 %); $З_{е}$ – витрати на паливо й обслуговування; v_g, W_g – питомий збиток (400, 95 і 14 грн/кВт·год) і недовідпущена енергія групи g; $n_{п}$ – кількість виходів на автономний режим із перервою живлення; $V_{п}$ = 120 тис. грн – збиток від однієї перерви, який виникає лише за відсутності СНЕ; $\Delta З_{м}$ – зміна витрат на закупівлю порівняно з роботою без обмежень.

За сценарієм дефіцит охоплює жовтень–березень: 75 діб із двома вікнами обмеження до 35–65 % дозволеної потужності 1800 кВт і 22 повних відключення з медіаною 4,5 год;

разом це 703 год обмежень на рік, із них 121 год без живлення. Результат усереднено за п’ятьма випадковими роками. Прийнято ціни: мережа 9,6 і 5,5 грн/кВт·год (день, ніч), дизельне пальне 62 грн/л, ДГУ 9,5 тис. грн/кВт, СНЕ 11 тис. грн/кВт·год, СЕС 30 тис. грн/кВт, обладнання ЕМС 2,2 млн грн.

Перехідний режим перевірено на моделі

$$2H\frac{d\Delta f}{dt} = P_{\Gamma} + P_{\text{СНЕ}} - P_{\text{н}} - D\Delta f \qquad (2)$$

де H = 0,9 с; D = 0,6 в. о.; P_{Γ} – потужність ДГУ з регулятором, запізненням і обмеженням швидкості набору; $P_{\text{СНЕ}}$ – потужність інвертора 250 кВт, яку ЕМС поступово передає на ДГУ. Збурення – пуск групи 280 кВт (35 % номінальної потужності ДГУ 800 кВт) за початкового завантаження 50 %.

Таблиця 1 – Порівняння варіантів складу джерел (середнє за п’ятьма роками)

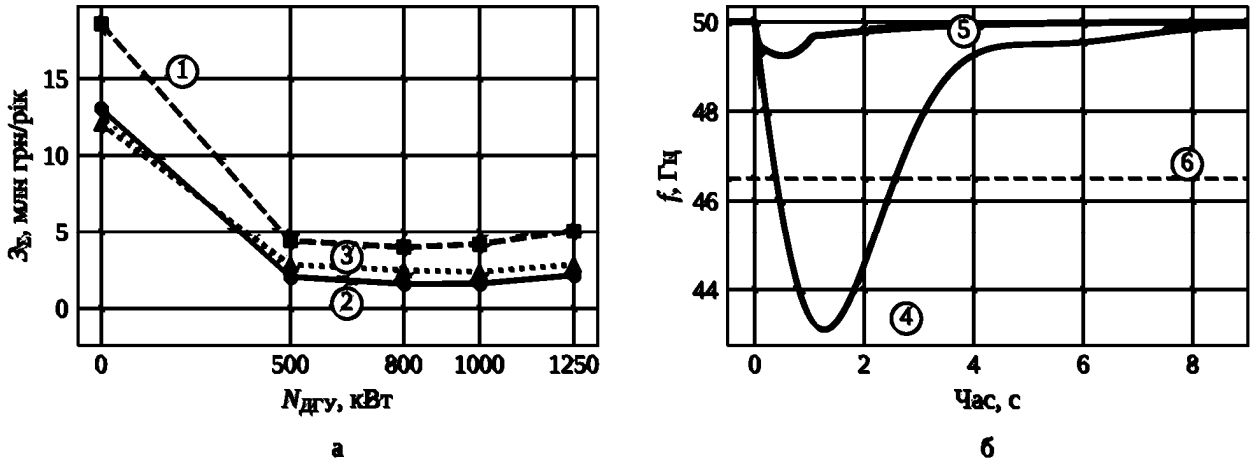
Склад джерел	Капвитрати, млн грн	Напрацювання ДГУ, год/рік	Пальне, тис. л/рік	Недовідпуск критичної та технологічної груп, МВт·год/рік	$З_{\Sigma}$, млн грн/рік
Без автономних джерел	0,0	0	0,0	162,5	27,59
ДГУ 800 кВт	7,6	487	54,0	11,7	8,99
ДГУ 800 кВт + СНЕ 500 кВт·год	15,3	330	41,4	10,2	6,85
ДГУ 800 кВт + СНЕ 500 кВт·год + СЕС 800 кВт	39,3	246	32,4	7,0	1,58

Без автономних джерел додаткові витрати становлять 27,6 млн грн на рік, переважно через збитки від недовідпуску (табл. 1). ДГУ 800 кВт скорочує їх до 8,99 млн грн і повністю захищає критичну групу, проте кожне з 22 відключень супроводжується зупинкою процесів. Додавання СНЕ 500 кВт·год усуває ці перерви, зменшує напрацювання ДГУ з 487 до 330 год і витрату пального на 23 %, а $З_{\Sigma}$ знижується до 6,85 млн грн. Разом із СЕС кількість пусків ДГУ скорочується зі 111 до 77 на рік, а вироблення – зі 180 до 113 МВт·год. Найкращим із розглянутих є поєднання ДГУ 800 кВт, СНЕ 500 кВт·год і СЕС 800 кВт ($З_{\Sigma}$ = 1,58 млн грн на рік). Складові $З_{\Sigma}$ цього варіанта такі: приведені капітальні витрати й обслуговування 6,90 млн грн, пальне 2,29 млн грн, збитки від недовідпуску 4,80 млн грн (переважно відкладувана група), зменшення закупівлі 12,42 млн грн. Значний внесок СЕС пов’язаний насамперед зі зменшенням закупівлі в усі місяці, а не лише в період дефіциту, тому її потужність обмежена площею покрівлі, а не умовами резервування. Натомість система без ДГУ навіть із СНЕ 2000 кВт·год не захищає критичну групу: недовідпуск становить 15,4 МВт·год на рік, а $З_{\Sigma}$ зростає до 11,6 млн грн.

Залежність на рис. 1, а має пологий мінімум у діапазоні 800–1000 кВт: менша ДГУ не покриває технологічне навантаження, більша збільшує капітальні витрати. Більша ємність СНЕ за наявності ДГУ не окупається, отже, накопичувач доцільно обирати за потужністю переходу й підтримання частоти, а не за запасом енергії. Це підтверджує рис. 1, б: без СНЕ частота під час пуску групи знижується на 13,8 % (до 43,1 Гц) і відновлюється за 5,1 с, що перевищує межу −7 % для класу G3 [6]; із СНЕ зниження становить 1,5 %, а відновлення в межах ±1 % триває 0,9 с.

Перевірка чутливості показала, що подорожчання пального на 30 % не змінює оптимального складу. Якщо кількість подій дефіциту вдвічі менша, раціональною стає ДГУ 500 кВт, якщо у 1,5 раза більша – 1000 кВт, тоді як ємність СНЕ (500 кВт·год) і потужність СЕС залишаються незмінними. Тому модульна побудова ДГУ є доцільною, а накопичувач можна обирати незалежно від прогнозу тривалості дефіциту.

Таким чином, розроблена структура з пріоритетним поділом навантаження зменшує необхідну потужність ДГУ, а мережева СНЕ усуває перерви живлення і стабілізує частоту. Кількісні результати отримано за спрощеними моделями, тому на стадії проєктування їх необхідно уточнювати за випробуваннями ДГУ та фактичним графіком навантаження.



1, 2, 3 – СНЕ ємністю 0, 500 і 1000 кВт·год відповідно (СЕС 800 кВт); 4 – лише ДГУ; 5 – ДГУ із СНЕ; 6 – межа −7 % для класу G3 дизельних агрегатів

Рисунок 1 – Результати розрахунку: а – залежність додаткових витрат від потужності ДГУ; б – зміна частоти під час пуску групи 280 кВт

Список літератури

1. Енергетична стійкість підприємств: оптимальні бізнес-моделі та окупність. Mind.ua. 05.08.2026. URL: https://mind.ua/publications/20308282-energetichna-stijkist-pidpriemstv-optimalni-biznes-modeli-ta-okupnist (дата звернення: 02.10.2026).
2. Міненерго оновило інструкцію щодо графіків обмеження та відключення споживачів. ЛІГА:ЗАКОН. 20.10.2025. URL: https://biz.ligazakon.net/news/239737_mnenergo-onovilo-nstruktsyu-shchodo-grafkv-obmezhennya-ta-vdklyuchennya-spozhivachv (дата звернення: 02.10.2026).
3. Parhizi S., Lotfi H., Khodaei A., Bahramirad S. State of the art in research on microgrids: a review. IEEE Access. 2015. Vol. 3. P. 890–925. DOI: 10.1109/ACCESS.2015.2443119.
4. Савченко Н. П., Довгалюк О. М. Системи резервного живлення промислових підприємств з мікрогенерацією від мобільних електростанцій альтернативної енергетики. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2025. № 2 (11). С. 85–90. DOI: 10.20998/EREE.2025.2(11).347535.
5. Wudtke B. ISO 8528-5 and generator transient performance : Power Systems Topics 143. Kohler Energy. URL: https://techcomm.kohler.com/techcomm/pdf/ISO%208528-5%20and%20Generator%20Transient%20Performance_WP.pdf (date of access: 02.10.2026).

УДК 621.311.26:658.26

Іван Савеленко, *канд. техн. наук, доцент,*
Олександр Корольов, *здобувач групи ЕК-25М*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: ivan.savelenko@gmail.com

Підвищення енергоефективності та надійності системи електропостачання багатопрофільної лікарні з інтеграцією гібридних ВДЕ та систем накопичення енергії

За станом на 2024 р. заклади охорони здоров'я України мали понад 10 тис. генераторів, проте за проєктом Power for Health виникла нагальна потреба в системах зберігання енергії, що свідчить про наявність проблеми у їх енергозабезпеченні[1]. Вимоги до будівель закладів охорони здоров'я встановлює [2], в стандартах наведена класифікація джерел для служб безпеки медичних приміщень за часом перемикання [3,4].

Аналіз експлуатаційних витрат [5] показав, що навіть за належного обслуговування одиночний резервний дизель-генератор із імовірністю приблизно 80 % витримує двотижневі перебої електропостачання, проте показники надійності залежно від рівня обслуговування відрізняються більш ніж на порядок. У [6] на основі моделі DER-CAM обґрунтовано економічну привабливість фотоелектричних мікромереж з акумуляторами для об'єктів зі сталим навантаженням, зокрема лікарень, якщо враховувати збитки від перебоїв. Для умов України важливо оцінити внесок кожного елемента гібридної системи окремо, адже взимку, коли ризик відключень найвищий, сонячна генерація мінімальна.

Мета роботи полягає в кількісній оцінці впливу пріоритетного керування, сонячної та вітрової генерації і накопичувача на надійність та енергоефективність електропостачання багатопрофільної лікарні.

Заклад охорони здоров'я споживає 5,3 ГВт·год на рік. Навантаження поділено на різні групи з різним часом перемикання. До групи А з 0,5 с та тривалістю роботи ДБЖ 1 год увійшли операційні, інтенсивна терапія, 110 кВт,), до групи Б включені навантаження потужністю 240 кВт, з часом перемикання до 15 с. Решта споживачів складають у середньому 300 кВт. Для порівняння обрані п'ять варіантів наведені в таблиці 1.

У випадку нормативного запасу пального 5 м³, за емпіричною формулою витрати $b = b_0N + b_1P$ (b_0 = 0,03 л/(кВт·год), b_1 = 0,235 л/(кВт·год)) можна оцінити попередньо рівень автономності. Для агрегата потужністю 500 кВт, який живить групи А і Б, витрата дорівнює 97,3 л/год, якого достатньо на 51 год.

Надійність досліджено методом Монте-Карло із кроком 15 хв. Для ДГУ використано дані [5]: імовірність відмови під час пуску 0,13 %, середнє напрацювання на відмову 1662 год, середній час відновлення 37 год. Генерацію СЕС розраховано за інсоляцією Кропивницького [7] (питомий виробіток 1 123 кВт·год/кВт), вітрову – за розподілом Релея із середньою швидкістю 5,6 м/с, вищою взимку; ці дані є розрахунковими припущеннями, як і питомі капітальні витрати: СЕС 30, ВЕУ 52, ДГУ 9,5 тис. грн/кВт, СНЕ 11 тис. грн/кВт·год, ЕМС 3 млн грн. Показником автономності є ймовірність безперервного живлення груп А і Б упродовж перебою тривалістю τ без поповнення пального:

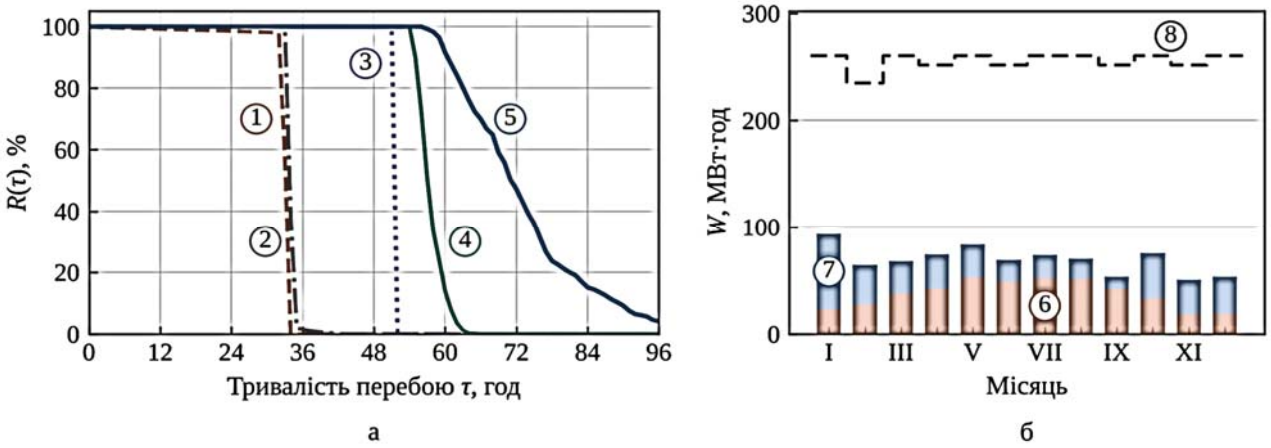
$$R(\tau) = \frac{1}{M}\sum_{m=1}^{M} 1(t_m > \tau) \qquad (1)$$

де t_m – час до першої втрати живлення в m-й реалізації (M = 60 тис., початок перебою у січні–лютому); $1(\cdot)$ – індикаторна функція; статистична похибка оцінки R у верхній частині кривої не перевищує 0,02 %. Річні показники розраховано для 40 перебоїв на рік із логнормальним розподілом тривалості (медіана 4 год) за 120 тис. реалізацій і поповнення пального через 48 год: очікувана тривалість втрати живлення груп А+Б $T_в$ і очікуваний недовідпуск енергії $W_{нд}$.

Таблиця 1 – Показники варіантів системи електропостачання

№	Склад	R(24 год), %	R(48 год), %	τ_{50}, год	$T_в$, год/рік	$W_{нд}$, кВт·год/рік	Капвитрати, млн грн
1	ДГУ 1×800	98,53	0,00	33	12,3	4 246	7,6
2	ДГУ 2×500	99,98	0,00	34	10,3	3 539	9,5
3	ДГУ 2×500 + ЕМС	99,99	99,95	51	< 0,02	< 5	12,5
4	Варіант 3 + СЕС + СНЕ	100,00	99,96	57	< 0,02	< 5	33,3
5	Варіант 4 + ВЕУ	99,99	99,97	71	< 0,02	< 5	46,3

Для варіанта 1 ймовірність пройти перебої електропостачання за 24 год становить 98,5 %, а резервування підвищує її до 99,98 % (табл. 1). Проте межу автономності обох варіантів визначає не надійність агрегатів, а пальне: через живлення всього навантаження запас вичерпується приблизно за 34 год (рис. 1, а), що й дає основну частину 10–12 год втрати живлення на рік. Простий захід – ЕМС із відключенням неосновного навантаження – подовжує автономність на 52 %, до 51 год, і за капітальних витрат лише 3,0 млн грн зводить $T_в$ до значень, менших за роздільну здатність вибірки.



1–5 – варіанти системи згідно з табл. 1; 6 – генерація СЕС 400 кВт; 7 – генерація ВЕУ 250 кВт; 8 – споживання груп А і Б

Рисунок 1 – Результати моделювання: а – імовірність безперервного живлення груп А і Б залежно від тривалості перебою; б – місячне виробництво ВДЕ

Додавання СЕС і СНЕ підвищує τ_{50} лише на 6 год, оскільки з листопада до лютого станція виробляє 18–28 МВт·год на місяць. Вітроустановка меншої потужності додає ще 14 год: у ці місяці на неї припадає 66 % виробництва ВДЕ (рис. 1, б), тому поєднання двох джерел є не дублюванням, а взаємним доповненням за сезонами. Навіть тоді 72-годинний перебій варіант 5 витримує з імовірністю 47 %, тож запас пального залишається обов'язковою складовою системи. Роль СНЕ зростає за погіршення обслуговування ДГУ: якщо показники надійності гірші в 10 разів, $T_в$ для варіанта 2 становить 10,5 год на рік, для варіанта 3 – 1,3, а для варіанта 5 – 1,1 год, причому втрата живлення групи А зменшується з 1,12 до 0,52 год завдяки резерву енергії в накопичувачі.

За енергоефективністю варіант 5 виробляє 830 МВт·год на рік, що становить 15,7 % споживання лікарні, і за ціни 9,2 грн/кВт·год зменшує закупівлю на 7,6 млн грн на рік; викиди CO_2 за коефіцієнта 0,40 т/МВт·год скорочуються на 332 т. Простий строк окупності додаткових 33,8 млн грн капітальних витрат порівняно з варіантом 3 становить 4,4 року без урахування обслуговування. Місячне виробництво ВДЕ покриває 20–36 % споживання груп А і Б, тобто частково заміщує не лише покупну енергію, а й паливо під час перебоїв.

Окремо слід зазначити вимогу щодо часу перемикання. ДГУ не може забезпечити клас до 0,5 с, тому група А в усіх варіантах живиться через ДБЖ; мережевий інвертор СНЕ здатний виконувати цю функцію для ширшого кола приймачів і закриває паузу на запуск ДГУ для групи Б, яку в розрахунках враховано лише як резерв енергії.

Результати дослідження показують, що найдешевшим способом підвищення надійності є пріоритетне керування навантаженням, а гібридні ВДЕ зі СНЕ доцільно обґрунтовувати сукупно: економією енергії, зменшенням витрати пального та захистом групи А.

Список літератури

1. Резервне живлення під час знеструмлень: медичні заклади у 20 областях України отримали 300 систем зберігання енергії. Урядовий портал. 05.03.2024. URL: https://www.kmu.gov.ua/news/rezervne-zhyvlennia-pid-chas-znestrumlen-medychni-zaklady-u-20-oblastiakh-ukrainy-otrymaly-300-system-zberihannia-enerhii (дата звернення: 02.10.2026).
2. ДБН В.2.2-10:2022. Заклади охорони здоров'я. Основні положення. Київ : Мінрегіон України, 2022.
3. HD 60364-7-710:2025. Low-voltage electrical installations – Part 7-710: Requirements for special installations or locations – Medical locations. 2025.
4. Ensuring appropriate switching. Socomec. URL: https://www.socomec.co.in/en-in/solutions/business/healthcare-facilities/ensuring-appropriate-switching (date of access: 02.10.2026).
5. Marqusee J., Jenket D. Reliability of emergency and standby diesel generators: impact on energy resiliency solutions. Applied Energy. 2020. Vol. 268. Art. 114918. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114918.

6. Agarwal S., Black D. R. Optimal sizing of microgrid DERs for specialized critical load resilience. 2022 IEEE Green Energy and Smart Systems Conference (IGESSC). Long Beach, 2022. DOI: 10.1109/IGESSC55810.2022.9955343.
7. Глущенко Г. А., Залозний В. В., Давиденко А. К. Досвід практичної експлуатації сонячної електростанції в умовах Сумської області. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2020. № 2. С. 50–60.

УДК 697.27

Олександр Черній, *здобувач групи ЕК-25М,*
Олександр Сіріков, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: asirikov@i.ua

Порівняльний аналіз способів накопичення енергії для систем електроопалення з урахуванням зонних тарифів

Електричне опалення індивідуальних житлових будинків формує залежне від погоди навантаження, яке збігається з вечірнім максимумом енергосистеми. Перенесення цього навантаження на нічні години для споживача економічно стимулює зонний облік: за тризонного обліку кіловат-година в нічній зоні в 3,75 раза дешевша, ніж у піковій [1]. Таке перенесення забезпечують накопичувачі явної теплоти – теплоакумуляційні нагрівачі, водяні баки-акумулятори, акумуляційна тепла підлога [2, 3]. Зазвичай їх порівнюють за паспортними показниками: густиною енергії, питомою вартістю, ККД. Проте для побутового споживача в Україні результат вибору визначають ще два чинники. Пільгова ціна 2,64 грн/(кВт·год) для будинків з електроопаленням у межах 2000 кВт·год на місяць зменшує абсолютну економію від перенесення навантаження, а дозволена потужність приєднання обмежує енергію, яку можна накопичити за восьмигодинну нічну зону.

Добову потребу в теплоті визначено для розподілу середньодобових температур у кожному місяці опалювального періоду, а теплоту, накопичену за ніч, – з урахуванням трьох обмежень:

$$Q_{\text{ак}} = \min\left\{E_{\text{ак}};\ \frac{2}{3}Q_{\text{доб}};\ P_{\text{з}}\,\tau_{\text{н}}\,\eta - \frac{1}{3}Q_{\text{доб}}\right\}, \qquad (1)$$

де $E_{\text{ак}}$ – корисна ємність накопичувача, кВт·год; $Q_{\text{доб}}$ – добова потреба в теплоті, кВт·год; $P_{\text{з}}$ – потужність заряджання, кВт; $\tau_{\text{н}}$ = 8 год – тривалість нічної зони; η – ККД системи з накопичувачем. Друга складова означає, що накопичена теплота покриває лише потребу поза нічною зоною, третя – що потужність заряджання витрачається також на опалення протягом самої нічної зони.

Отримане електроспоживання розподіляється за тарифними зонами, причому накопичена теплота насамперед заміщує споживання в пікових годинах. Середню ціну електроенергії в місяцях опалювального періоду визначено з пропорційним розподілом пільгового обсягу між зонами:

$$\bar{p} = \frac{p_{\text{п}}\min\{E;\ E_{\text{л}}\} + p_{\text{с}}\max\{E - E_{\text{л}};\ 0\}}{E}, \qquad (2)$$

де $p_{\text{п}}$, $p_{\text{с}}$ – пільгова і стандартна ціни, грн/(кВт·год); E – місячне електроспоживання, кВт·год; $E_{\text{л}}$ = 2000 кВт·год – місячний ліміт пільгового обсягу. Вартість електроенергії за двозонного і тризонного обліку отримано множенням середньої ціни на зважене зонними коефіцієнтами споживання, а ефективність варіантів оцінено за показниками NPV, IRR, DPP і сукупними дисконтованими витратами за 15 років.

Методику застосовано до умовного будинку опалювальною площею 120 м^2 з типовими довідковими параметрами в кліматичних умовах м. Кропивницький (розрахункові тепловтрати 5,99 кВт, річна потреба в теплоті 9333 кВт·год); результати не є даними обстеження конкретного об'єкта. Порівнювалися пряме опалення конвекторами (В0), чотири теплоакумуляційні нагрівачі по 3 кВт ємністю 91,2 кВт·год (В1), електрокотел 12 кВт з

баком-акумулятором 1,0 м^3 ємністю 45,8 кВт·год (В2) і акумуляційна тепла підлога 10,8 кВт зі стяжкою 10 см ємністю 35,2 кВт·год (В3). Результати засвідчують такі переваги запропонованого підходу.

– Підхід виявляє обмеження, яке не видно з паспортних показників: повне акумулювання добової потреби в розрахункову добу потребує потужності заряджання 18,7 кВт, що перевищує дозволену потужність приєднання 15 кВт. Тому всі накопичувачі працюють у режимі часткового акумулювання, а їх ємність слід узгоджувати з потужністю заряджання, а не з потребою найхолоднішої доби.

– Підхід кількісно оцінює перенесення навантаження: накопичувачі переносять на нічну зону 89–99,5 % електроспоживання на опалення проти 33 % за прямого опалення і повністю звільняють пікові години, але через теплові втрати збільшують річне електроспоживання на 2,4–5,6 %.

– Урахування структури тарифу визначає вид обліку для кожного варіанта. Для прямого опалення найвигідніший двозонний облік (31 311 грн/рік), для накопичувачів – тризонний, за якого вартість електроенергії зменшується на 31,0 % для теплоакумуляційних нагрівачів, на 26,5 % для бака-акумулятора і на 23,5 % для акумуляційної підлоги. За однозонного обліку накопичувачі економії не дають.

– Техніко-економічне порівняння показує, що найбільша економія не означає найкращого рішення. Теплоакумуляційні нагрівачі і водяна система з баком у новому будинку не окуповуються (NPV дорівнює –51,6 і –43,2 тис. грн) через великі капіталовкладення. Акумуляційна тепла підлога не потребує додаткового об'єму, має NPV 2,2 тис. грн, IRR 17,1 % і найменші сукупні дисконтовані витрати – 280,9 тис. грн проти 283,1 тис. грн для прямого опалення.

– Підхід розрізняє умови застосування накопичувачів. Для будинку з наявною водяною системою опалення встановлення бака-акумулятора 1,0 м^3 (практичний досвід роботи електрокотла з тепловим акумулятором за зонним тарифом наведено в [4]) потребує лише 55 тис. грн додаткових капіталовкладень і має NPV 25,3 тис. грн, IRR 23,8 % і дисконтований строк окупності 8,5 року.

Отже, запропонований підхід, на відміну від порівняння за паспортними показниками, спільно враховує тепловий режим будинку, структуру тарифу з пільговим обсягом і обмеження потужності приєднання. За чинних тарифів накопичувачі теплоти доцільні лише разом з тризонним обліком: для нового будинку раціональною є акумуляційна тепла підлога зі стяжкою 8–10 см, а для будинку з наявною водяною системою – бак-акумулятор. Економічна перевага над прямим опаленням поки невелика через пільгову ціну і високу ставку дисконтування (16,5 %). Методика придатна для застосування до конкретного будинку після заміни типових параметрів умовного об'єкта фактичними.

Список літератури

1. Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії : постанова Кабінету Міністрів України від 05.06.2019 № 483. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/483-2019-п (дата звернення: 01.11.2026).
2. Дерій В., Згуровець О. Акумулятори теплової енергії. Системні дослідження в енергетиці. 2023. № 3 (74). С. 4–14. DOI: 10.15407/srenergy2023.03.004.
3. Dincer I., Rosen M. A. Thermal Energy Storage: Systems and Applications. 3rd ed. Hoboken : John Wiley & Sons, 2021.
4. Покляченко О. В., Ткачук А. Г., Гуменюк А. А., Хім'як О. К. Емпіричний аналіз енергоефективності технології обігріву приміщення на базі електричного котла, що працює за зонним тарифом, та теплового акумулятора. Технічна інженерія. 2026. № 1 (97). С. 372–381. DOI: 10.26642/ten-2026-1(97)-372-381.

УДК 621.311.22

Олександр Шкорбут, *здобувач групи ЕК-25Мз*
Олександр Сіріков, *канд. техн. наук, доцент*
Центральноукраїнський національний технічний університет
e-mail: asirikov@i.ua

Когенераційне виробництво енергії з використанням лузги соняшника на олійно-екстракційному заводі

Олійно-екстракційні заводи одночасно потребують електричної енергії для приводів пресів, насосів і транспортних механізмів та технологічної пари для підготовки насіння, дистиляції місцели й відгонки розчинника. Лузга соняшника, що становить близько 17 % маси переробленого насіння, є власним паливом заводу [1, 2], а її спалювання в когенераційному циклі зменшує закупівлю зовнішніх енергоресурсів і відповідає державній політиці у сфері когенерації [3].

У роботі розглянуто паротурбінну когенераційну установку заводу з трьома котлами Е-16-3,9-360-Д на луззі (сумарно 48 т/год пари) і паровою турбіною Siemens SST-300 потужністю 10 МВт. За повідомленими режимними даними на турбіну подається 46 т/год пари з параметрами 3,6 МПа і 360 °С, валова генерація становить 7,5 МВт, витрата лузги трьома котлами – 9,3 т/год за вологості до 15 %, температура живильної води – 102 °С.

Дослідження виконано методом матеріальних і енергетичних балансів. Особливість схеми – три окремі відбори пари з турбіни (регульований, технологічний і на деаератор) та конденсатор, тому корисну теплоту оцінено для кожного потоку окремо, а теплоту конденсатора до корисного відпуску не зараховано.

Паровий баланс показав, що з 46 т/год пари на регульований відбір припадає 19,1 т/год (41,5 %), на технологічні потреби – 9,8 т/год (21,3 %), на деаератор – 1,1 т/год (2,4 %), а до конденсатора надходить 16,0 т/год (34,8 %). За довідкової нижчої теплоти згоряння лузги 15,4 МДж/кг паливний баланс дає умовний ККД котлів понад 86 %, тоді як за режимними картами він становить близько 82 %. Для узгодження балансу теплота згоряння має бути близько 16,2 МДж/кг, тому потрібен лабораторний аналіз палива.

За 6000 год роботи на рік установка виробляє близько 45 тис. МВт·год електроенергії і споживає 55,8 тис. т лузги. Сценарне техніко-економічне оцінювання показало, що підвищення валової генерації на 3 % дає додатково 1350 МВт·год на рік. За умовних інвестицій 26 млн грн, ціни електроенергії 6500 грн/(МВт·год) і ставки дисконтування 15 % чиста приведена вартість за 10 років становить близько 12,2 млн грн.

Отже, лузга соняшника дає змогу забезпечувати завод електроенергією і технологічною парою за рахунок власного палива, а для переходу до енергоаудиту слід визначити тиски й температури відборів, теплоту згоряння лузги та власні потреби ТЕЦ.

Список літератури

1. Перспективи залучення відходів олійноекстракційних заводів України для виробництва теплової та електричної енергії / Л. С. Гапонич та ін. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. 2023. № 4. С. 51–59. DOI: 10.20998/2078-774X.2023.04.07.
2. Husk Energy Supply Systems for Sunflower Oil Mills / V. Havrysh et al. Energies. 2020. Vol. 13, no. 2. Article 361. DOI: 10.3390/en13020361.
3. Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу : Закон України від 05.04.2005 № 2509-IV. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2509-15 (дата звернення: 08.11.2026).