

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту”
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ
канд. техн. наук., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“ ____ ” _____ 2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“ Дослідження методів адаптивного регулювання
напруги у розподільних електричних мережах”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-24М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Владислав ГЕЙКО
« ____ » _____ 2025 р.

Керівник роботи
кандидат технічних наук, доцент
_____Василь ЗІНЗУРА
« ____ » _____ 2025 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«___» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Гейка Владислава Вікторівича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проєкту) Дослідження методів адаптивного регулювання
напруги у розподільних електричних мережах

Study of methods for adaptive voltage control in distribution electrical networks

2. Керівник роботи (проєкту) Зінзура Василь Васильович, канд. техн. наук., доц.

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 03.12.2025 р

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проєкту) Метою роботи є
підвищення якості електричної енергії та ефективності функціонування
розподільних мереж напругою 0,4 кВ шляхом розробки методу та
алгоритмів адаптивного автоматичного регулювання напруги з
використанням мультисенсорного зворотного зв'язку. Завдання роботи: 1.
Провести аналіз сучасного стану проблеми регулювання напруги, оцінити
вплив параметрів мережі та характеру навантаження на показники якості
електроенергії, а також виявити недоліки існуючих систем керування.
2. Розробити метод адаптивного регулювання напруги, заснований на
обробці даних від розподілених датчиків, 3. Обґрунтувати алгоритм
функціонування контролера з урахуванням часової селекції для відбудови від
короткочасних збурень 4. Розробити імітаційну модель розподільної мережі
в середовищі MATLAB Simulink для дослідження режимів роботи керованого
трансформатора. 5. Провести порівняльний аналіз ефективності
моносенсорного та мультисенсорного режимів керування та визначити
оптимальні налаштування регулятора.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
<i>1</i>	<i>Вступ</i>	<i>6.10.2025</i>	
<i>2</i>	<i>Аналітичний огляд методів та засобів регулювання напруги в розподільних мережах 0,4 кВ</i>	<i>23.10.2025</i>	
<i>3</i>	<i>Розробка та обґрунтування методології регулювання напруги в розподільних мережах напругою 0,4 кВ</i>	<i>5.11.2025</i>	
<i>4</i>	<i>Математичні моделі процесів регулювання напруги в розподільних мережах напругою 0,4 кВ</i>	<i>12.11.2025</i>	
<i>5</i>	<i>Дослідження ефективності функціонування керованого трансформатора в режимах моносенсорного та мультисенсорного зворотного зв'язку</i>	<i>18.11.2025</i>	
<i>6</i>	<i>Охорона праці</i>	<i>20.11.2025</i>	
<i>7</i>	<i>Висновки</i>	<i>25.12.2025</i>	
<i>8</i>	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	<i>29.12.2025</i>	
<i>9</i>	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>2.12.2025</i>	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Гейко В. В. Дослідження методів адаптивного регулювання напруги у розподільних електричних мережах

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». – Центральноукраїнський національний технічний університет. – м. Кропивницький, 2025 р.

У роботі проаналізовано недоліки існуючих систем стабілізації напруги (ПБЗ, АРКТ) в умовах протяжних ліній з резистивним характером опору. Запропоновано удосконалений метод адаптивного керування трансформатором з РПН, який базується на замкненому контурі зворотного зв'язку від розподілених датчиків напруги (Smart Meters).

Розроблено алгоритм функціонування контролера, що включає блок часової селекції (затримка 1 хв) для фільтрації короткочасних динамічних завад. Створено імітаційну модель («цифровий двійник») ділянки мережі, на якій доведено ефективність мультисенсорного режиму: глобальний розкид напруги зменшено на 20,9 %, а кількість перемикачів приводу оптимізовано в 10 разів порівняно з моносенсорним керуванням.

Запропоновані рішення дозволяють забезпечити відповідність якості електроенергії стандарту ДСТУ EN 50160, збільшити пропускну здатність мережі для нових споживачів та нівелювати негативний вплив побутових стабілізаторів на режими роботи мережі.

Ключові слова: автоматичне регулювання напруги, розподільна мережа 0,4 кВ, РПН, мультисенсорний моніторинг, якість електроенергії, MATLAB Simulink.

THE SUMMARY

Heiko V. V. Study of methods for adaptive voltage control in distribution electrical networks

Specialty 141 – "Electric power, electrical engineering and electromechanics". – " Electrical power consumption systems". – Central Ukrainian National Technical University. – Kropyvnytskyi, 2025

The thesis analyzes the shortcomings of existing voltage stabilization systems (NLTC, AVR) in the context of long lines with resistive impedance characteristics. An improved method for adaptive control of a transformer with On-Load Tap Changer (OLTC) is proposed, based on a closed-loop feedback system from distributed voltage sensors (Smart Meters).

A controller operation algorithm has been developed, incorporating a time selection block (1-minute delay) to filter out short-term dynamic disturbances. A simulation model ("Digital Twin") of the network section was created, proving the effectiveness of the multi-sensor mode: the global voltage spread was reduced by 20.9%, and the number of drive operations was optimized by a factor of 10 compared to mono-sensor control.

The proposed solutions ensure compliance of power quality with the DSTU EN 50160 standard, increase the network's hosting capacity for new consumers, and mitigate the negative impact of household voltage stabilizers on network operating modes.

Keywords: automatic voltage regulation, distribution network 0.4 kV, OLTC, multi-sensor monitoring, power quality, MATLAB Simulink.

ЗМІСТ

ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1. АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ	
РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 0,4 кВ ...	13
1.1 Аналіз впливу відхилень напруги на ефективність роботи споживачів електричної енергії.....	13
1.2 Проблематика та обмеження існуючих методів стабілізації напруги в розподільних мережах низької напруги	16
1.3 Статистичний аналіз динаміки зміни показників якості електричної енергії у розподільних мережах 0,4 кВ	20
1.4 Класифікація та порівняльний аналіз методів і технічних засобів регулювання напруги в розподільних мережах 0,4 кВ	25
Висновки до розділу	33
РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА ТА ОБҐРУНТУВАННЯ МЕТОДОЛОГІЇ	
РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ	
НАПРУГОЮ 0,4 кВ	34
2.1 Дослідження факторів впливу та параметричний аналіз режимів напруги у вузлах електричної мережі	34
2.2 Аналіз інформативних параметрів та сигналів керування в існуючих алгоритмах стабілізації напруги	37
2.3 Розробка концепції та алгоритмічних засад адаптивної системи стабілізації напруги в мережах 0,4 кВ	39
2.4 Структурно-алгоритмічна реалізація способу адаптивного регулювання напруги.....	41
2.5 Обґрунтування часових характеристик та вибір уставок затримки спрацювання системи автоматичного регулювання	50
2.6 Розробка методології адаптивного регулювання напруги з інтеграцією часового фактора в алгоритми керування	56

2.7 Узагальнена структурна схема та алгоритм взаємодії елементів системи автоматичного регулювання	60
2.8 Моделювання сценаріїв роботи системи та верифікація алгоритму керування на реальних числових прикладах.....	62
Висновки до розділу	70
РОЗДІЛ 3. МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ ПРОЦЕСІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 0,4 кВ.....	72
3.1 Обґрунтування вибору середовища та побудова імітаційної моделі розподільної мережі.....	72
3.2 Математичне моделювання силового трансформатора з системою регулювання під навантаженням.....	79
3.3 Математична модель та алгоритм функціонування контролера в режимі локального регулювання.....	83
Висновки до розділу	87
РОЗДІЛ 4. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ КЕРОВАНОГО ТРАНСФОРМАТОРА В РЕЖИМАХ МОНОСЕНСОРНОГО ТА МУЛЬТИСЕНСОРНОГО ЗВОРОТНОГО ЗВ'ЯЗКУ	89
4.1 Дослідження динаміки регулювання в режимі локального контролю (моносенсорний режим)	89
4.2 Порівняльний аналіз режимів функціонування регулятора та оцінка інтегральних показників якості	92
4.3 Дослідження ефективності функціонування системи в режимі мультисенсорного моніторингу (багатоточкового вимірювання)	97
4.3.1. Розробка алгоритмічного забезпечення мультисенсорного керування	97
4.3.2. Архітектура та алгоритмічне забезпечення контролера в режимі мультисенсорної взаємодії.	102
4.3.3. Порівняльний аналіз ефективності алгоритмів фільтрації даних у мультисенсорному режимі.	104

Висновки до розділу	109
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ	110
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	114
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	116

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний етап розвитку електроенергетичної галузі України характеризується стрімкою інтелектуалізацією розподільних мереж та підвищенням вимог споживачів до якості електричної енергії. Надійне та якісне електропостачання є критично важливим фактором для функціонування промислового обладнання, чутливої мікропроцесорної техніки та забезпечення комфортних умов побуту населення. Згідно з чинним стандартом ДСТУ EN 50160:2014, відхилення напруги залишається основним показником якості, недотримання якого призводить до прискореного зносу ізоляції електроустаткування, зростання технологічних втрат електроенергії та зниження енергоефективності економіки в цілому.

Особливої гостроти ця проблема набуває в розподільних мережах напругою 0,4 кВ. Значна частина цих мереж була спроектована та введена в експлуатацію в минулому столітті і не розрахована на сучасні профілі навантаження. Зростання енергоспоживання у побутовому секторі, масове використання однофазних потужних електроприймачів, а також інтеграція розподіленої генерації (сонячних електростанцій приватних домогосподарств) призводять до виникнення значної несиметрії напруг та критичних падінь напруги у віддалених споживачів.

Традиційні методи регулювання напруги, що застосовуються сьогодні, базуються переважно на сезонному перемиканні відгалужень трансформаторів без збудження (ПБЗ) або використанні автоматики, яка орієнтується на місцеві заміри параметрів (напруги та струму) безпосередньо на шинах підстанції. Однак, в умовах довгих ліній з переважно резистивним характером опору ($R \gg X$), такий підхід є неефективним. Локальна автоматика «не бачить» реального стану напруги в кінці лінії, що часто призводить до парадоксальної ситуації: намагаючись компенсувати падіння напруги, регулятор створює неприпустиму перенапругу для найближчих споживачів.

Розвиток концепції Smart Grid («Розумних мереж») та впровадження інфраструктури розширеного обліку (AMI/Smart Metering) відкривають нові можливості для вирішення цієї проблеми. Використання даних телеметрії безпосередньо від споживачів дозволяє реалізувати принципово нові, адаптивні алгоритми керування. У цьому контексті розробка методів та засобів автоматичного регулювання напруги, які б враховували реальний стан мережі у диктуючих точках та забезпечували парето-оптимальний режим для всіх абонентів, є вкрай актуальним науково-технічним завданням.

Метою роботи є підвищення якості електричної енергії та ефективності функціонування розподільних мереж напругою 0,4 кВ шляхом розробки методу та алгоритмів адаптивного автоматичного регулювання напруги з використанням мультисенсорного зворотного зв'язку.

Для досягнення поставленої мети вирішувалися такі **задачі**:

1. Провести аналіз сучасного стану проблеми регулювання напруги, оцінити вплив параметрів мережі та характеру навантаження на показники якості електроенергії, а також виявити недоліки існуючих систем керування.

2. Розробити метод адаптивного регулювання напруги, заснований на обробці даних від розподілених датчиків, та створити математичну модель для визначення оптимального керуючого впливу на виконавчі механізми (РПН).

3. Обґрунтувати алгоритм функціонування контролера з урахуванням часової селекції для відбудови від короткочасних збурень та забезпечення стійкості системи.

4. Розробити імітаційну модель розподільної мережі в середовищі MATLAB Simulink для дослідження режимів роботи керованого трансформатора.

5. Провести порівняльний аналіз ефективності моносенсорного та мультисенсорного режимів керування та визначити оптимальні налаштування регулятора.

Об'єкт дослідження – процеси зміни та регулювання напруги в

розподільних електричних мережах напругою 0,4 кВ в умовах стохастичного навантаження.

Предмет дослідження – методи, алгоритми та засоби автоматичного адаптивного керування режимами напруги з використанням зворотного зв'язку від кінцевих споживачів.

Методи дослідження. Для розв'язання поставлених задач використано комплексний підхід, що включає: методи системного аналізу – для дослідження факторів впливу на режими напруги; методи математичної статистики – для обробки масивів даних про відхилення напруги та обґрунтування часових уставок; основи теорії автоматичного керування – при розробці структури та алгоритмів регулятора; методи математичного та імітаційного моделювання – для реалізації «цифрового двійника» електричної мережі та верифікації запропонованих рішень у середовищі MATLAB Simulink.

Наукова цінність одержаних результатів:

1. Удосконалено метод автоматичного регулювання напруги в мережах 0,4 кВ, який, на відміну від відомих, базується на замкненому контурі керування з використанням мультисенсорного моніторингу напруги у споживачів, що дозволяє мінімізувати інтегральну похибку напруги для групи абонентів фідера.

2. Дістало подальшого розвитку алгоритмічне забезпечення мікропроцесорних регуляторів напруги шляхом введення блоку часової селекції з обґрунтованою затримкою в 1 хвилину, що забезпечує фільтрацію динамічних завад і відповідність вимогам стандарту ДСТУ EN 50160.

3. Розроблено математичну модель вибору керуючого впливу, яка враховує дискретний характер перемикання ступенів трансформатора та дозволяє адаптувати систему до роботи в умовах неповної спостережуваності (при відмові окремих датчиків).

Практичне значення одержаних результатів:

1. Запропонований мультисенсорний алгоритм керування дозволяє

зменшити глобальний розкид напруги в розподільній мережі на 20,9 % порівняно з нерегульованим режимом, що суттєво підвищує якість електропостачання.

2. Обґрунтовано оптимальні налаштування зони нечутливості контролера (4 %), що забезпечує зменшення кількості перемикачів приводу РПН у 10 разів порівняно з моносенсорним режимом, значно подовжуючи ресурс дороговартісного обладнання.

3. Впровадження розробленої системи дозволяє збільшити пропускну здатність мережі (Hosting Capacity) для підключення нових споживачів без необхідності повної реконструкції ліній електропередачі.

Загальна характеристика наукової роботи. Кваліфікаційна робота складається із вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел. Повний обсяг роботи складає 118 сторінок. Основна частина викладена на 110 сторінках друкованого тексту, містить 32 рисунка та 8 таблиць. Список використаних джерел містить 23 джерела та викладений на 3 сторінках.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 0,4 кВ

1.1. Аналіз впливу відхилень напруги на ефективність роботи споживачів електричної енергії

Сучасні тенденції розвитку промислового сектору та технічний прогрес зумовили суттєве збільшення обсягів споживання електричної енергії. Виробничі цикли дедалі частіше базуються на складних технологічних процесах, що потребують впровадження високоточних комп'ютеризованих систем керування та мікропроцесорної техніки. Таке устаткування характеризується підвищеною чутливістю до параметрів якості електричної енергії (ЯЕЕ), що висуває нові вимоги до надійності електропостачання.

Питання оптимізації якості електроенергії та, зокрема, регулювання напруги в електричних мережах, ґрунтовно досліджувалися у працях багатьох вітчизняних та закордонних вчених. Вагомий внесок у розвиток цієї галузі зробили такі науковці, як Я. Д. Баркан, Н. А. Мельников, І. А. Будзько, Т. Б. Лещинська, Н. М. Попов, Л. А. Солдаткіна, О. К. Шидловський, І. В. Жежеленко, О. В. Кириленко, А. Ф. Жаркін та інші.

На сьогоднішній день електроенергія неналежної якості – тобто така, параметри якої виходять за межі норм, встановлених стандартом ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» [14], – становить для споживача проблему, співмірну за збитками з аварійними перервами в електропостачанні. Невідповідність реальних показників ЯЕЕ нормативним вимогам може стати причиною не лише збоїв у роботі, але й повного виходу з ладу дороговартісного обладнання.

Розглянемо вплив відхилення напруги на різні типи електроприймачів детальніше.

Для електротермічних установок (наприклад, промислових печей) зниження рівня напруги навіть у допустимих межах призводить до подовження тривалості технологічного циклу. Це пояснюється зменшенням теплової потужності установки, що, своєю чергою, збільшує питомі витрати електроенергії на одиницю продукції. Дослідження [21] свідчать, що при падінні напруги на 10% від номінального значення на первинній обмотці трансформатора дугової сталеплавильної печі (за умови спроби підтримки незмінної потужності автоматикою) відбувається порушення теплового та технологічного режимів. Як наслідок, втрати активної потужності можуть зростати на 23%, що суттєво знижує енергоефективність виробництва.

У зварювальному виробництві зниження напруги безпосередньо на клеммах апарата критично впливає на стабільність горіння дуги, що спричиняє дефекти зварного шва та збільшення відсотка браку.

Особливо чутливим до коливань напруги є процес електролізу, зокрема при виробництві алюмінію. Технологія електролізу вимагає стабільної величини струму. Зменшення напруги призводить до падіння струму серії, що порушує хід хімічної реакції. Це тягне за собою низку негативних економічних наслідків: зростання питомих витрат енергії, збільшення собівартості тони металу через зниження продуктивності електролізерів, а також погіршення сортності отриманого алюмінію.

Значний вплив нестабільність напруги чинить на роботу асинхронних електродвигунів (АД), які є основним типом приводу для верстатів, конвеєрних ліній, насосних та вентиляційних установок.

Варто зазначити, що електромагнітний момент асинхронного двигуна пропорційний квадрату напруги ($M \sim U^2$). Тому навіть незначне зниження напруги суттєво зменшує обертальний момент. Хоча при зниженні напруги на 5% швидкість ротора зменшується несуттєво (близько 0,2%), пускові властивості двигуна погіршуються значно сильніше. При глибоких посадках напруги (до 20%) двигун може зупинитися або не запуститися зовсім [21], що в умовах навантаження призводить до перегріву обмоток струмами короткого

замикання та аварійного вимкнення.

Для освітлювальних установок відхилення напруги має подвійний негативний ефект:

1. Економічний: скорочення терміну експлуатації ламп призводить до збільшення витрат на їх заміну та утилізацію. Для ламп розжарювання перенапруга всього на 1% зменшує ресурс роботи на 15%.

2. Технічний та санітарно-гігієнічний: при зниженні напруги падає світловий потік. Для ламп розжарювання падіння напруги на 1% зменшує світловий потік на 2,7%, для люмінесцентних – на 1,25% [23]. Недостатня освітленість та пульсації світлового потоку спричиняють швидку втому очей персоналу, знижують продуктивність праці та з часом можуть призвести до погіршення зору.

Окремо слід виділити газорозрядні та люмінесцентні лампи: при зниженні напруги більш ніж на 20–30% їх запалювання стає неможливим, що призводить до повного згасання системи освітлення.

Сучасна електронна та офісна техніка також вкрай вразлива до якості живлення. Статистика свідчить, що провали напруги є найпоширенішим порушенням (близько 87% випадків) [24]. Для комп'ютерного обладнання це загрожує втратою незбережених даних, збоями в роботі програмного забезпечення та пошкодженням апаратної частини (зокрема блоків живлення, які намагаються компенсувати зниження напруги збільшенням вхідного струму). Також страждає периферія: монітори можуть демонструвати мерехтіння, спотворення геометрії зображення або зміни яскравості [23].

Узагальнюючи вищевикладене, можна сформулювати наступні висновки:

- Для переважної більшості промислових та побутових електроприймачів гранично допустимим є відхилення напруги в межах $\pm 5\%$. Вихід за ці межі призводить до прискореного зносу ізоляції, перегріву та передчасного виходу обладнання з ладу.

- Коливання напруги безпосередньо впливають на технологічні параметри виробництва, що може погіршити якість кінцевої продукції та збільшити її собівартість.

Отже, для мінімізації прямих збитків (від браку продукції, пошкодження обладнання) та непрямих втрат (від простою виробництва, скорочення міжремонтних інтервалів) критично важливим завданням є автоматичне підтримання напруги в розподільних мережах у межах, що не перевищують 5% від номінального значення.

1.2. Проблематика та обмеження існуючих методів стабілізації напруги в розподільних мережах низької напруги

На сьогоднішній день переважна більшість трансформаторних підстанцій (ТП) напругою 10/0,4 кВ обладнана силовими трансформаторами з пристроями перемикачів відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ). Технологічна особливість цього методу полягає в необхідності повного знеструмлення трансформатора, а отже і споживачів, для зміни коефіцієнта трансформації. Це унеможлиблює оперативне реагування на добові зміни навантаження. Як наслідок, регулювання за допомогою ПБЗ має виключно сезонний характер, що не дозволяє компенсувати динамічні падіння напруги, спричинені піковими навантаженнями в години максимуму.

Ситуація ускладнюється змінами в нормативній базі. Згідно з положеннями стандарту ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» [14], гранично допустимий діапазон відхилення напруги було розширено з $\pm 5\%$ до $\pm 10\%$ від номінального значення. Фактично, це перекладає відповідальність за забезпечення належної якості електроживлення з енергопостачальної організації на кінцевого споживача. Оператор системи розподілу формально виконує вимоги стандарту, навіть якщо напруга коливається в широких межах, однак для чутливого обладнання, описаного в попередньому підрозділі, такі

коливання є критичними. Це створює об'єктивну потребу у використанні локальних автоматичних регуляторів на стороні споживача або безпосередньо в розподільній мережі.

Існують технічні рішення для автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН) безпосередньо на ТП 10/0,4 кВ. Вони дозволяють змінювати напругу без перерви в електропостачанні. Проте, широкого впровадження в мережах низької напруги такі системи не набули через низку суттєвих недоліків [16, 21]:

- Висока капітальна вартість: ціна трансформатора з РПН значно перевищує вартість стандартного трансформатора з ПБЗ.
- Обмежений ресурс: механічні комутаційні елементи мають обмежену кількість перемикачів, що вимагає частого та дорогого технічного обслуговування.
- Дискретність регулювання: ступінчаста зміна напруги не дозволяє досягти високої точності стабілізації.

Альтернативним методом є використання вольтододаткових трансформаторів (бустерів), однак їх встановлення потребує додаткових площ та інвестицій, що не завжди є економічно виправданим.

Ще одним поширеним способом регулювання режиму напруги є компенсація реактивної потужності за допомогою батарей статичних конденсаторів (БСК). Цей метод базується на зміні потоків реактивної потужності через індуктивний опір лінії. Він є ефективним для високовольтних мереж, проте в розподільних мережах 0,4 кВ має суттєві обмеження.

Основна проблема полягає у фізичних параметрах ліній 0,4 кВ. На відміну від високовольтних ліній, у мережах низької напруги активний опір проводів (R) значно переважає над реактивним (X) ($R \gg X$). Втрата напруги ΔU наближено визначається виразом:

$$\Delta U \approx \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{ном}}} \quad (1.1)$$

де P та Q – активна та реактивна потужності відповідно.

Оскільки X мале, вплив зміни реактивної потужності Q на величину втрати напруги ΔU є незначним. Тобто, навіть повна компенсація реактивної складової може не забезпечити підняття напруги до нормованого рівня.

Крім того, застосування БСК має інші недоліки [8, 13]:

- Залежність від навантаження: ефективність регулювання залежить від наявного рівня споживання реактивної потужності.
- Ризик перенапруг: у періоди мінімальних навантажень (наприклад, вночі) нерегульовані конденсаторні батареї можуть спричинити неприпустиме підвищення напруги (ефект генерації реактивної потужності в мережу).
- Неможливість пофазного регулювання: більшість БСК є трифазними симетричними пристроями, тоді як в мережах 0,4 кВ основною проблемою часто є несиметрія навантажень, що призводить до перекосу фазних напруг (наприклад, падіння до 150–160 В на одній фазі при нормальній напрузі на інших).

Таким чином, централізовані методи регулювання на рівні центру живлення (ТП) часто виявляються неефективними для віддалених споживачів, особливо в довгих лініях з резистивним характером опору. Це зумовлює необхідність пошуку нових, більш гнучких алгоритмів та засобів керування топологією та режимами роботи розподільних мереж.

Фундаментальною вадою більшості розглянутих вище методів стабілізації є їхня орієнтація на розрахункові, теоретичні параметри режиму мережі. При цьому фактичні значення напруги безпосередньо на вводах кінцевих споживачів залишаються поза зоною контролю диспетчера або автоматики. Така система керування є «розімкненою» – у ній відсутній канал зворотного зв'язку. Як наслідок, головна мета регулювання не досягається:

споживач продовжує отримувати електричну енергію зі зниженими показниками якості, навіть якщо на шинах трансформаторної підстанції (ТП) напруга відповідає нормі.

Особливої гостроти ця проблема набуває в радіальних мережах напругою 0,4 кВ, що характеризуються стохастичним (випадковим) характером навантажень та їх нерівномірним розподілом по фазах. В умовах значної неоднорідності графіків споживання на різних відхідних лініях однієї секції шин ТП, застосування виключно централізованого регулювання (наприклад, перемикачів анцапф трансформатора) стає технічно неефективним. Підвищення напруги для компенсації втрат на найбільш завантаженій лінії неминуче призведе до неприпустимих перенапруг на недовантажених фідеріах, що живляться від тієї ж підстанції.

Вирішення цієї дилеми можливе шляхом кластеризації – перегрупування ліній зі схожими профілями навантаження для живлення від окремих силових трансформаторів, або ж шляхом впровадження комбінованих систем керування. Останні передбачають поєднання централізованих методів з локальними засобами регулювання (наприклад, встановлення лінійних регуляторів-бустерів у вузлових точках мережі). Ефективна реалізація такого підходу вимагає застосування спеціалізованих програмно-апаратних комплексів, здатних автоматизувати процес прийняття рішень на основі моніторингу режиму в реальному часі.

Окремим, критично важливим фактором, що обмежує можливості якісного електропостачання, є незадовільний технічний стан розподільних мереж. Значна частина інфраструктури була введена в експлуатацію в період масової електрифікації (до 1976 року) і на сьогодні вичерпала свій парковий ресурс. За статистичними даними [29], фізичний знос ліній напругою 10 кВ сягає критичної позначки у 91 %, а для мереж 0,38 кВ цей показник становить близько 61 %. Старіння провідників та контактних з'єднань призводить до зростання їхнього активного опору, що, своєю чергою, збільшує втрати напруги та енергії на нагрів.

Ситуація ускладнюється нераціональною топологією мереж. Згідно з рекомендаціями [30], для забезпечення нормованого рівня напруги довжина повітряних ліній 0,4 кВ не повинна перевищувати 1–2 км (так званий радіус електропостачання). Попри те, що середньостатистична довжина ліній становить близько 1,2 км, на практиці часто зустрічаються магістралі протяжністю 5–6 км. З огляду на лінійну залежність повного опору (Z) від довжини провідника, падіння напруги в кінці таких ліній робить забезпечення стандартів якості неможливим без застосування спеціальних заходів.

1.3. Статистичний аналіз динаміки зміни показників якості електричної енергії у розподільних мережах 0,4 кВ

Фундаментом для розробки алгоритмів роботи адаптивної системи керування напругою є наявність достовірних даних про реальний стан електричних мереж. Необхідно чітко окреслити діапазони варіювання параметрів режиму, щоб проєктована система могла ефективно їх компенсувати. З цією метою було проведено комплексне дослідження, спрямоване на збір та обробку статистичної інформації щодо повільних (відхилення) та швидких (коливання) змін напруги.

Моніторинг показників якості електричної енергії (ПКЕ) здійснювався на об'єктах, підключених до мереж напругою 0,4 кВ. Для забезпечення репрезентативності вибірки було охоплено основні групи споживачів, що мають принципово різний характер графіків навантаження. Структура досліджуваної вибірки наведена в таблиці 1.1.

У ході експериментальних досліджень фіксувалися факти виходу параметрів якості за межі, встановлені чинним стандартом [22] (ДСТУ EN 50160). Аналіз отриманих масивів даних дозволив визначити фактичні діапазони спотворень для кожної групи об'єктів (табл. 1.2). Отримані результати свідчать про критичну невідповідність реальних режимів роботи мережі нормативним вимогам.

Таблиця 1.1. Розподіл об'єктів дослідження за категоріями споживачів у точці загального приєднання

№ з/п	Категорія споживачів	Кількість об'єктів моніторингу ПKE, од.
1	Житловий сектор (побутові споживачі)	46
2	Адміністративно-офісні будівлі	46
3	Промислові підприємства (малий та середній бізнес)	8
Всього	Загальна вибірка	100

Таблиця 1.2. Зведені дані щодо діапазонів спотворення якості електроенергії за категоріями споживачів

Показник якості електроенергії (ПKE) та його нормоване значення	Фактичний діапазон значень спотворення ПKE за категоріями		
	Житлові будинки	Адміністративні будівлі	Промислові підприємства
Розмах зміни напруги (Норма: не більше $\pm 10\%$)	від -15,6 % до +16,5 %	від -7,8 % до +15,6 %	від -10,6 % до +10,8 %
Усталене відхилення напруги (Норма: не більше $\pm 10\%$)	від -15,4 % до +14,6 %	від -7,6 % до +14,9 %	від -7,2 % до +9,4 %
Спектральний склад гармонік (для яких коефіцієнт n -ї складової перевищив норму)	3, 6, 8, 10, 12, 14, 15, 16, 18, 20, 21, 22, 24, 26, 27	3, 6, 8, 12, 14, 15, 16, 18, 20, 21, 22, 24, 26, 27	3, 6, 8, 12, 15, 21
Коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю (Норма: не більше 2 %, гранично – 4 %)	2,01...4,52 %	2,02...5,55 %	2,05...4,36 %
Максимальна короткочасна доза флікера (P_{st}) (Норма: $\leq 1,38$)	1,45...5,30	1,41...5,20	2,50...2,65
Тривала доза флікера (P_{lt}) (Норма: $\leq 1,0$)	1,10...3,90	1,50...3,50	1,10...2,30

Аналіз наведених даних дозволяє зробити наступні висновки:

1. *Проблема відхилення напруги.* Найбільш критична ситуація спостерігається в житловому секторі. Розкид напруги від -15,6 % до +16,5 % свідчить про наявність яскраво вираженої нерівномірності навантаження фаз. «Просідання» на одній фазі супроводжується перенапругою на інших внаслідок зміщення нейтралі. Промислові підприємства демонструють більш стабільні показники, що пояснюється більш симетричним трифазним навантаженням та меншою довжиною ліній живлення.

2. *Гармонічні спотворення.* У житлових та адміністративних будівлях зафіксовано аномально широкий спектр вищих гармонік, включаючи парні (6, 8, 10 та ін.), що є нетиповим для класичних мереж. Це вказує на масове використання нелінійних навантажень з імпульсними блоками живлення (комп'ютерна техніка, LED-освітлення, побутова електроніка) без належної корекції коефіцієнта потужності.

3. *Несиметрія напруг.* Коефіцієнт несиметрії за нульовою послідовністю в адміністративних будівлях досягає 5,55 %, що значно перевищує гранично допустимі 4 %. Це є прямим наслідком хаотичного підключення однофазних споживачів великої потужності (кліматична техніка, серверне обладнання).

4. *Флікер (коливання напруги).* Значення короткочасної дози флікера у житловому секторі досягає 5,3, що майже в 4 рази перевищує норму. Це свідчить про слабкість мережі ("м'яка" мережа з великим повним опором) та наявність споживачів з різкозмінним характером навантаження (електрозварювальні апарати, насосні станції без плавного пуску).

Домінуючим порушенням залишається вихід напруги за допустимі межі. У рамках дослідження було задокументовано 100 епізодів, коли на межі балансової належності відхилення перевищувало 5 %. Розподіл частоти появи таких подій (з кроком гістограми 2,5 %) наочно ілюструє рис. 1.1.

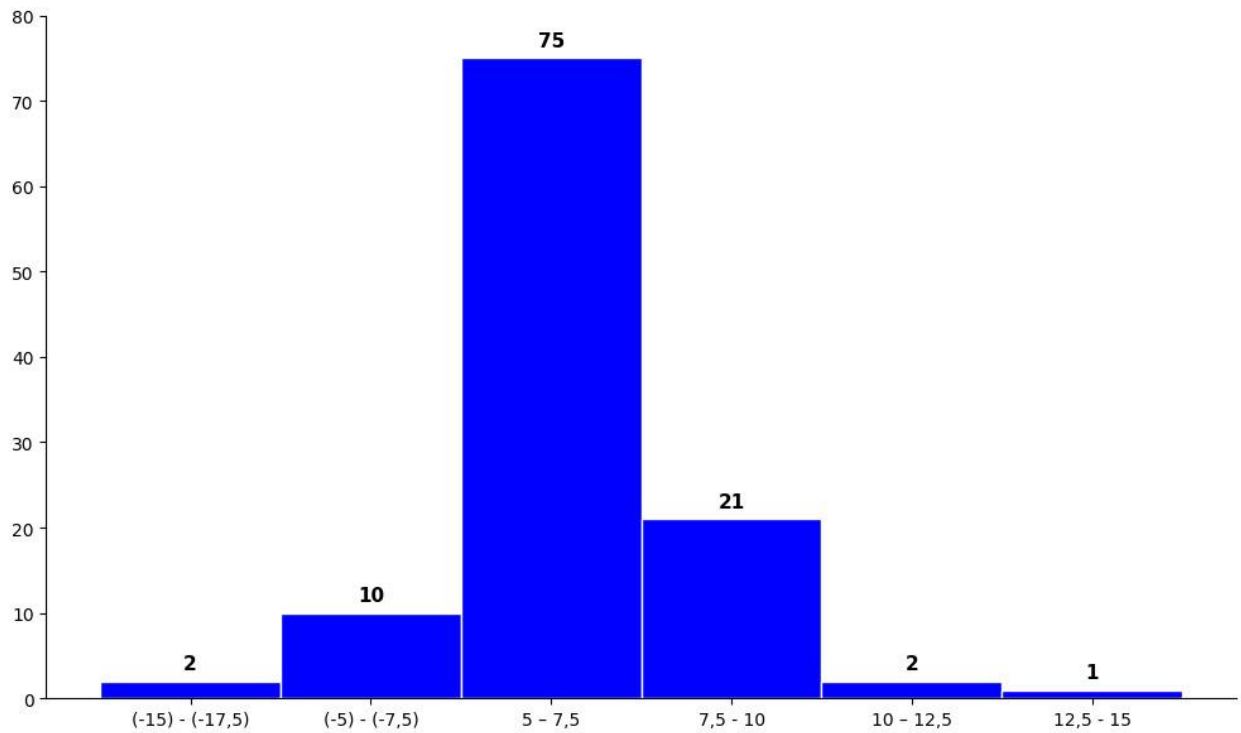


Рис. 1.1. Розподіл частоти усталених відхилень напруги.

Детальний аналіз отриманої гістограми розподілу відхилень напруги (рис. 1.1) демонструє чітку тенденцію зміщення робочих режимів у зону підвищених значень. Пікова частота подій (мода розподілу) припадає на інтервал 5...7,5 %, де зафіксовано 68 випадків перевищення номіналу. Значна частка подій – 17 випадків – знаходиться в діапазоні 7,5...10 %.

Формально, такі показники не є порушенням чинного стандарту ДСТУ EN 50160, який допускає відхилення до ± 10 %. Проте, з точки зору енергоефективності, такий режим роботи розподільної мережі є вкрай нераціональним. Фундаментальні дослідження, проведені вченими Н. М. Поповим, М. Б. Перовим та іншими, переконливо доводять: експлуатація електроприймачів при тривалих відхиленнях напруги понад 5 % призводить до суттєвих перевитрат електроенергії, що в масштабах національної енергосистеми конвертується у значні матеріальні збитки.

Фізична сутність цих втрат описується статичними характеристиками навантаження за напругою. Наприклад, для освітлювальних приладів активного типу (лампи розжарювання, галогенні лампи) коефіцієнт

регулювального ефекту активної потужності становить близько 1,5, а реактивної – близько 3,0. Тобто, на кожен 1 % зростання напруги споживання активної потужності зростає на 1,5 %, а реактивної – на 3 %, при цьому ресурс лампи скорочується за експоненціальним законом.

Для побутових електроприладів з асинхронними двигунами (холодильники, кондиціонери) ситуація ще складніша. Підвищення напруги призводить до насичення магнітної системи двигуна, що викликає різке зростання струму намагнічування. Як наслідок, приріст споживання активної потужності становить 0,2–0,4 %, тоді як споживання реактивної потужності зростає лавиноподібно – на 2,5–8,5 % на кожен відсоток напруги [26, 31]. Це додатково завантажує мережу реактивними струмами, збільшуючи втрати активної енергії в опорах ліній.

Сучасна парадигма розвитку енергетики Smart Grid («Інтелектуальні мережі») передбачає перехід від пасивного розподілу енергії до активного керування режимами [27]. Ключовим елементом цієї концепції є впровадження адаптивних систем керування на рівні трансформаторних підстанцій (ТП) та розподільних пунктів.

Однак, враховуючи стохастичний характер навантажень, значну протяжність ліній 0,4 кВ та їхній високий повний опір, технічно забезпечити жорстку стабілізацію напруги в межах вузького коридору (наприклад, ± 2 %) є економічно недоцільним або фізично неможливим завданням.

Оптимальним критерієм керування для розроблюваної системи автоматизації слід вважати утримання напруги в діапазоні ± 5 %. Це компромісне рішення дозволяє, з одного боку, мінімізувати технологічні та економічні втрати, а з іншого – є технічно реалізованим в існуючих мережах без необхідності їх повної реконструкції. Саме тому алгоритм автоматичного регулювання має активуватися при виході напруги за межі 5-відсоткової зони нечутливості.

1.4 Класифікація та порівняльний аналіз методів і технічних засобів регулювання напруги в розподільних мережах 0,4 кВ

Традиційна архітектура керування режимами розподільних мереж базується на ієрархічному принципі, що поєднує централізоване керування на рівні центрів живлення (ЦЖ) та локальні заходи безпосередньо в розподільній мережі. Згідно з класичною теорією, основним методом забезпечення якості електроенергії є так зване «зустрічне регулювання». Його сутність полягає в примусовому підвищенні напруги на шинах районної підстанції в години пікових навантажень (для компенсації майбутніх втрат у лінії) та її зниженні в години мінімуму (для запобігання перенапругам) [6].

Систематизувати існуючі підходи до регулювання напруги можна за двома ключовими критеріями:

1. За локалізацією керуючого впливу:
 - *Централізоване*: здійснюється на шинах головних понижувальних підстанцій (35–110 кВ) або на розподільних підстанціях (10 кВ).
 - *Місцеве (локальне)*: реалізується безпосередньо в вузлах навантаження або на окремих ділянках мережі 0,4 кВ.
2. За фізичним принципом дії:
 - Зміна коефіцієнта трансформації силового обладнання.
 - Керування потоками реактивної потужності (компенсуючі пристрої).
 - Зміна параметрів пасивних елементів електричної мережі (опору ліній).

Розглянемо детальніше технічні засоби, що застосовуються в міських та сільських мережах, які структурно складаються з ліній 6–10 кВ, трансформаторних підстанцій (ТП) 10(6)/0,4 кВ та розгалуженої мережі 0,4 кВ [10].

Найпоширенішим та найбільш економічним засобом є силові трансформатори з перемиканням відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ).

Конструктивно це реалізовано у вигляді механічного перемикача (анцапфи), що дозволяє змінювати коефіцієнт трансформації в межах $\pm 2 \times 2,5$ %. Головним недоліком ПБЗ є неможливість комутації під струмом навантаження – виникає електрична дуга, яка руйнує контакти. Тому зміна ступенів регулювання вимагає повного відключення споживачів. Як наслідок, цей метод використовується виключно для сезонного налаштування рівня напруги (зазвичай 2 рази на рік: "зима/літо") і абсолютно непридатний для компенсації добових коливань.

Поперечна ємнісна компенсація (паралельне підключення конденсаторних батарей – КБ).

Цей метод базується на генерації реактивної потужності Q_C безпосередньо у вузлі навантаження, що зменшує перетік реактивної енергії по лінії та, відповідно, втрати напруги. Перевагами є простота монтажу, низькі власні втрати та відносна дешевизна. Однак для мереж 0,4 кВ, де активний опір лінії переважає над індуктивним ($R \gg X$), вплив генерації реактивної потужності на рівень напруги є обмеженим. Крім того, ступінчасте (дискретне) керування ємністю не забезпечує плавності, а самі конденсатори є джерелом підвищеної пожежної небезпеки та чутливі до вищих гармонік струму.

Поздовжня ємнісна компенсація (послідовне включення конденсаторів у розсічку фазного проводу).

Цей спосіб дозволяє зменшити еквівалентний індуктивний опір лінії: $X_{\text{екв}} = X_L - X_C$. Унікальність методу полягає в ефекті саморегулювання: чим більший струм навантаження протікає через лінію, тим вище падіння напруги на ємності, яке векторально додається до напруги мережі, фактично підвищуючи її рівень у кінці лінії. Проте, цей метод несе серйозні ризики:

- Виникнення ферорезонансних процесів (коливань енергії між ємністю та індуктивністю трансформатора), що призводить до небезпечних перенапруг.
- Проблеми при коротких замиканнях: струм КЗ викликає небезпечне

підвищення напруги на клеммах конденсатора, що вимагає складних шунтуючих розрядників [19].

Найбільш ефективним, але й найдорожчим рішенням є застосування вольтододаткових трансформаторів (ВДТ) або лінійних регуляторів (ЛР) (рис. 1.2).

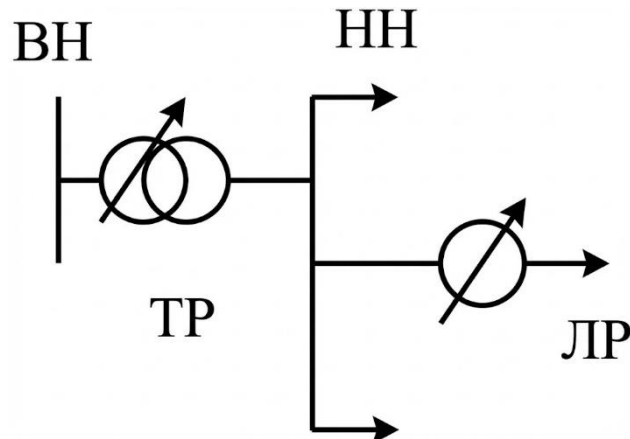


Рис.1.2. Схема підключення лінійного регулятора до мережі

Це активні пристрої, які вмикаються послідовно в лінію і додають (або віднімають) до основної напруги додаткову ЕРС (ΔE). Сучасні ЛР дозволяють регулювати напругу під навантаженням в автоматичному режимі, компенсуючи як падіння, так і сплески напруги. Вольтододатковий трансформатор зазвичай складається з двох частин: збуджуючого (шунтового) трансформатора та послідовного, вторинна обмотка якого включена в розрив фази. Таке обладнання часто використовують як альтернативу повній реконструкції лінії, коли заміна перерізу проводів є економічно недоцільною.

Аналіз існуючих засобів показує, що прості методи (ПБЗ) не забезпечують динамічного керування, а ефективні (ВДТ) є надто дорогими для масового впровадження на кожній лінії 0,4 кВ. Це актуалізує задачу пошуку нових алгоритмів керування топологією мережі, які б дозволили використовувати наявний ресурс інфраструктури більш ефективно.

Критичним вузлом розглянутих вище вольтододаткових систем є блок силової комутації. Оскільки регулювання напруги відбувається шляхом

перемикання відгалужень послідовної обмотки, через контактну групу протікає повний робочий струм навантаження лінії. Це накладає суттєві обмеження на конструкцію: контакти піддаються інтенсивній електричній ерозії, а ізоляція рухомих частин відносно "землі" має витримувати значні перенапруги. Через ці фактори, а також через слабку діелектричну міцність компактних перемикачів, їх використання обмежене переважно мережами низької напруги, де ризики пробою менші [25].

Економічний аспект також відіграє стримувачу роль. Впровадження наявних на ринку автоматичних регуляторів на підстанціях 10/0,4 кВ часто є нерентабельним. Висока капітальна вартість обладнання (CAPEX) та значні експлуатаційні витрати (OPEX) не перекриваються ефектом від зменшення втрат. Крім того, ефективність таких систем знижується через неточність визначення режиму мережі: більшість з них працюють "наосліп", не маючи даних про реальний стан напруги в кінці лінії [17].

Незважаючи на існування великої кількості модифікацій пристроїв РПН (регулювання під навантаженням), переважна більшість із них базується на морально застарілих електромеханічних принципах. Їхніми головними вадами є:

1. Громіздкість та металоємність: наявність масивних масляних баків, моторних приводів та редукторів збільшує габарити підстанції.

2. Складність кінематики: для перемикання обмоток необхідна складна система валів, пружин та контакторів (виконавчий орган), яка потребує прецизійного налаштування.

3. Низька надійність: приводні механізми, що містять шарнірні з'єднання та передачі, є "слабкою ланкою" системи. Вони чутливі до впливу навколишнього середовища (пил, волога, перепади температур), потребують регулярного змащування та заміни зношених деталей. Будь-яке заклинювання механіки загрожує аварією трансформатора.

4. Недосконалість алгоритмів керування: Традиційні РПН регулюють напругу, орієнтуючись на струм навантаження на шинах підстанції (місцевий

замір). Вони не враховують нерівномірність розподілу падіння напруги вздовж лінії та несиметрію фаз у споживачів. Це призводить до ситуацій, коли нормалізація напруги на початку лінії викликає неприпустимі відхилення у віддалених абонентів.

Отже, вирішення проблеми якісного електропостачання вимагає створення принципово нових технічних засобів. Вони мають поєднувати низьку собівартість, простоту монтажу (Plug & Play) та інтелектуальні алгоритми керування. Ключовою особливістю таких систем має стати використання сучасних телекомунікаційних технологій (IoT, PLC, GSM) для отримання зворотного зв'язку про величину напруги безпосередньо від лічильників споживачів – як найбільш віддалених, так і наближених до джерела живлення.

На основі проведеного аналізу можна сформулювати перелік жорстких вимог до розроблюваної системи:

- Стійкість та швидкодія: пристрій повинен підтримувати стабільність вихідних параметрів при динамічних змінах навантаження.
- Селективність: система автоматики повинна чітко розрізняти тривалі відхилення напруги (які потребують корекції) та короткочасні перехідні процеси (пускові струми двигунів, зварювальні роботи, короткі замикання), щоб уникати хибних спрацювань та зайвих комутацій.
- Експлуатаційна надійність: конструкція має бути максимально простою, без обслуговуваних рухомих частин, стійкою до кліматичних впливів.
- Адаптивність: здатність підлаштовуватися під зміну конфігурації мережі без перепрограмування вручну.

Для реалізації функцій автоматичного керування приводами регулювання під навантаженням (РПН) на понижувальних підстанціях застосовуються спеціалізовані пристрої – автоматичні регулятори коефіцієнта трансформації (АРКТ). Їхнім головним завданням є формування керуючих команд «Додати» або «Зменшити» на виконавчий механізм приводу для утримання напруги на шинах підстанції в заданих межах. Схема підключення АРКТ зображена на

рис. 1.3.

Ефективність роботи комплексу «Силовий трансформатор – РПН – АРКТ» визначається трьома ключовими параметрами, які впливають на динаміку регулювання:

1. Ступінь регулювання ($\Delta U_{ст}$): Це дискретна величина зміни напруги при перемиканні на одне відгалуження. Для стандартних силових трансформаторів напругою 10/0,4 кВ ця величина конструктивно фіксована і становить 2,5 % від номінальної напруги ($U_{ном}$).

2. Зона нечутливості (δ): Діапазон відхилення напруги, в межах якого регулятор не видає команд на перемикання.

3. Витримка часу (t_b): Заданий інтервал часу між моментом виходу напруги за межі зони нечутливості та моментом подачі команди на привід.

Критично важливою умовою стійкості системи є правильний вибір ширини зони нечутливості. Вона повинна бути строго більшою за величину щабля регулювання ($\delta > \Delta U_{ст}$). Якщо ця умова не виконується ($\delta < \Delta U_{ст}$), виникає режим автоколивань («*hunting effect*»): після перемикання на один щабель напруга змінюється, перетинає зону нечутливості та викликає зворотне спрацювання регулятора. Це призводить до безперервного перемикання РПН, швидкого зносу контактів та виходу обладнання з ладу.

Алгоритм роботи АРКТ передбачає релейний принцип дії. Логіка керування включає систему блокувань для запобігання аварійним режимам:

- Блокування від «втєчі»: схема дозволяє перемикання лише на один щабель за один цикл керування. Навіть якщо напруга відхилилася значно, привід зробить один крок, зупиниться і чекатиме нового вимірювання.
- Індикація стану: процес супроводжується світловою сигналізацією (червона лампа), яка активується в момент початку руху контактів і гасне лише після повної фіксації механізму на новому щаблі.
- Візуальний контроль: механічні або цифрові покажчики положення (логометри) відображають поточний номер відгалуження.

Незважаючи на технічну відпрацьованість описаних вище систем, їхня архітектура має фундаментальний недолік: керування здійснюється за локальними параметрами на шинах підстанції (або за розрахунковими моделями падіння напруги), ігноруючи реальний стан напруги у кінцевих споживачів.

Це призводить до парадоксальної ситуації: регулятор успішно стабілізує напругу на виході трансформатора, але через несиметрію навантажень та падіння напруги в лінії, споживач отримує електроенергію неналежної якості.

Проблема загострюється критичним станом інфраструктури, про що детально йшлося в аналізі статистики (підрозділ 1.2). Нагадаємо, що в умовах, коли знос мереж 0,38 кВ сягає 61 %, а фактична довжина ліній часто перевищує рекомендовані 1–2 км, досягаючи 5–6 км, опір лінії стає співмірним з опором навантаження. У таких «м'яких» мережах будь-яке централізоване регулювання без зворотного зв'язку стає неефективним.

Спроби вирішити проблему шляхом перекомутації ліній (перерозподіл навантажень на інші трансформатори) або встановлення додаткових вольтододаткових засобів часто обмежені топологією мережі та відсутністю вільних потужностей.

Таким чином, існує об'єктивна необхідність у впровадженні адаптивних систем керування, які б поєднували централізований контроль із моніторингом напруги в диктуючих точках мережі (у найбільш віддалених споживачів) в режимі реального часу.

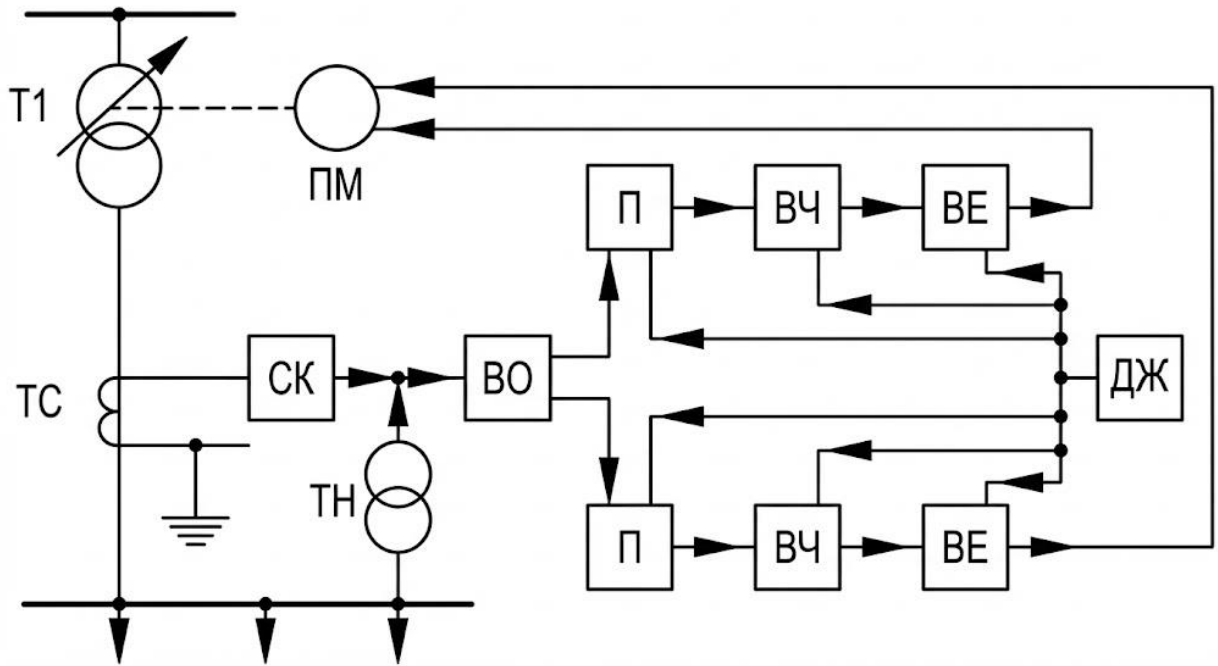


Рис. 1.3. Структурна схема системи автоматичного регулювання напруги

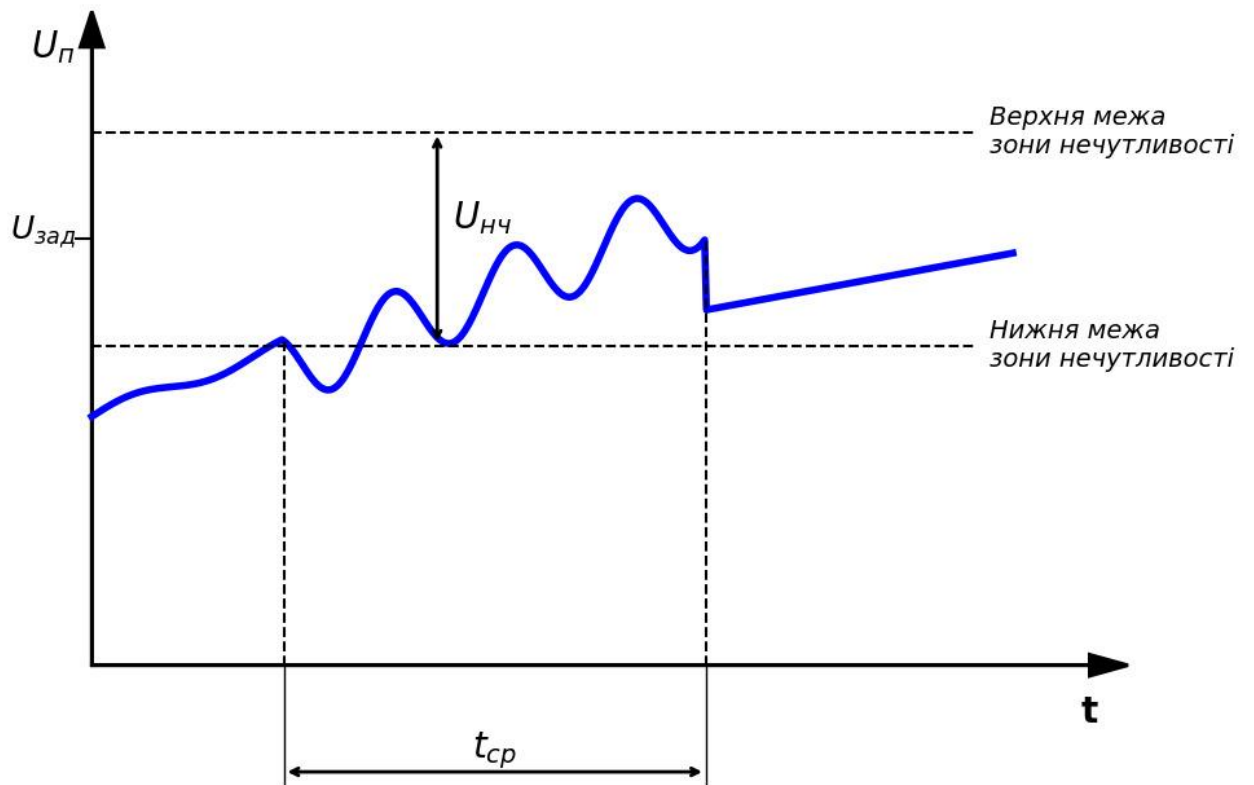


Рис. 1.4. Динаміка зміни напруги в системі з автоматичним регулюванням

Висновки до розділу

1. Встановлено, що відхилення напруги є найбільш критичним показником якості електроенергії в розподільних мережах 0,4 кВ. Хоча чинні стандарти (ДСТУ EN 50160) допускають відхилення в межах $\pm 10\%$, аналіз статичних характеристик навантаження довів, що для енергоефективної роботи обладнання та мінімізації втрат необхідно утримувати напругу в діапазоні $\pm 5\%$. Вихід за ці межі призводить до скорочення терміну служби електроприймачів, зростання споживання реактивної потужності та значних економічних збитків.

2. Специфіка мереж 0,4 кВ: Виявлено, що традиційні методи регулювання, ефективні у високовольтних мережах (зокрема, компенсація реактивної потужності), мають низьку ефективність у мережах 0,4 кВ. Це зумовлено резистивним характером ліній (активний опір значно переважає індуктивний, $R \gg X$), значною протяжністю фідерів та їхнім незадовільним технічним станом (фізичний знос понад 60 %).

3. Недоліки існуючих засобів регулювання: Існуючі системи централізованого регулювання на трансформаторних підстанціях (ПБЗ, РПН) працюють за принципом розімкненого керування без зворотного зв'язку від кінцевих споживачів. Вони не здатні компенсувати несиметрію напруг у фазах та падіння напруги в кінці довгих ліній. Крім того, електромеханічні пристрої РПН характеризуються низькою швидкістю, обмеженим комутаційним ресурсом та високою вартістю експлуатації.

4. Необхідність нових рішень: Для забезпечення нормативної якості електропостачання в умовах стохастичних навантажень необхідна розробка адаптивної системи керування. Така система повинна базуватися на безперервному моніторингу напруги безпосередньо у споживачів та здійснювати автоматичне керування топологією або параметрами мережі, використовуючи сучасні швидкодіючі засоби комутації та інтелектуальні алгоритми прийняття рішень.

РОЗДІЛ 2

РОЗРОБКА ТА ОБҐРУНТУВАННЯ МЕТОДОЛОГІЇ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 0,4 КВ

2.1 Дослідження факторів впливу та параметричний аналіз режимів напруги у вузлах електричної мережі

Для формування ефективної стратегії керування режимами розподільної мережі та вибору оптимальних технічних засобів стабілізації, першочерговим завданням є глибоке розуміння фізичної природи процесів, що призводять до відхилення напруги. Необхідно встановити чіткі функціональні залежності між рівнем напруги в вузлах навантаження та параметрами режиму. Фундаментальною причиною нестабільності напруги є фізичний процес її падіння на повному опорі елементів мережі, викликаний протіканням струмів навантаження, які мають стохастичний характер зміни у часі.

При розрахунках ustalених режимів електричних систем навантаження традиційно розкладають на дві ортогональні складові – активну та реактивну [9]. Повна потужність (S) визначається геометричною сумою цих складових:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.1)$$

Активна потужність (P) характеризує корисну роботу, що виконується електроприймачами (механічну, теплову, світлову). В розподільних мережах низької напруги, де активний опір ліній часто переважає над індуктивним, саме передача активної потужності спричиняє основну частку падіння напруги. Математично активна потужність описується виразом:

$$P = S \cdot \cos \varphi = U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (2.2)$$

Реактивна потужність (Q) необхідна для створення електромагнітних

полів в індуктивних елементах (двигунах, трансформаторах). Хоча вона не виконує корисної роботи, її протікання по мережі завантажує лінії струмом, викликаючи додаткові втрати напруги.

Вплив реактивної потужності на рівень напруги є двояким: її дефіцит призводить до зниження напруги у споживачів, а надлишок (наприклад, при ємнісному характері навантаження або надмірній компенсації) – до її підвищення.

Формула для розрахунку реактивної складової має вигляд:

$$Q = S \cdot \sin \varphi = U \cdot I \cdot \sin \varphi \quad (2.3)$$

Ключовим параметром, що зв'язує потужність та напругу, є струм навантаження (I). Він є невід'ємною частиною рівняння повної потужності та виступає основним чинником, що формує падіння напруги на опорі провідника:

$$I = \frac{S}{U} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{U} \quad (2.4)$$

Зі зростанням навантаження (струму) пропорційно зростають і втрати напруги. Для трифазної розподільної мережі з симетричним навантаженням величина втрати напруги (ΔU) визначається поздовжньою складовою падіння напруги і може бути розрахована за спрощеною формулою:

$$\Delta U \approx \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{ном}}} \quad (2.5)$$

де R та X – відповідно активний та реактивний опір лінії електропередачі;
 $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі.

З аналізу формули (2.5) випливає, що критичний вплив на величину втрат

має протяжність лінії електропередачі, оскільки опір лінійно залежить від довжини ($R = r_0 \cdot L$).

Значна довжина фідерів 0,4 кВ (що подекуди сягає кількох кілометрів) є головним фактором, що ускладнює процес регулювання. Виникає ефект «електричної віддаленості»: через великий сумарний опір лінії відбір потужності в кінці магістралі призводить до критичного зниження напруги. На практиці трапляються випадки падіння фазної напруги до аварійних значень 150–160 В.

У такій конфігурації мережі централізоване регулювання стає неефективним. Підвищення коефіцієнта трансформації на підстанції (на початку лінії) неминуче призведе до неприпустимих перенапруг у споживачів, розташованих близько до джерела живлення, при тому, що проблема низької напруги у «хвості» лінії може бути вирішена лише частково.

Окрім геометричних параметрів, на режим напруги суттєво впливають фізичні властивості провідника, зокрема його активний опір (R), який залежить від матеріалу (мідь, алюміній) та площі поперечного перерізу. Важливо враховувати, що опір не є константою і змінюється під дією зовнішніх факторів, насамперед температури навколишнього середовища.

При нагріванні провідника (внаслідок протікання струму або підвищення температури повітря) хаотичний рух частинок у металі посилюється, що призводить до зростання питомого опору. Температурна залежність активного опору описується формулою:

$$r = r_0 \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad (2.6)$$

де r_0 – опір при нормальній температурі (20°C);

α – температурний коефіцієнт опору (для алюмінію та міді ≈ 0.004);

ΔT – різниця температур. Це означає, що в літній період або при перевантаженні лінії втрати напруги будуть додатково зростати.

Ще одним параметром режиму є частота змінного струму (f). Хоча в

об'єднаних енергосистемах частота підтримується з високою точністю, її відхилення впливають на індуктивний опір елементів ($X_L = 2\pi fL$). Крім того, деякі специфічні пристрої, наприклад ферорезонансні стабілізатори, мають високу чутливість до частоти: зниження частоти на 1 % може спричинити падіння напруги на виході такого пристрою на 1,5 % [7].

2.2 Аналіз інформативних параметрів та сигналів керування в існуючих алгоритмах стабілізації напруги

У сучасній практиці побудови систем автоматичного регулювання (САР) напруги вибір керуючого сигналу (сигналу неузгодженості) є визначальним фактором, що впливає на точність та стійкість системи. У переважній більшості серійних пристроїв, що експлуатуються на центрах живлення, базовим інформативним параметром виступає модуль (амплітудне значення) напруги, виміряний безпосередньо в точці встановлення регулятора – на шинах підстанції.

На рівні генерації (електростанції) стратегія керування базується на підтримці балансу потужностей. Активна потужність генерується відповідно до диспетчерського графіка навантажень для підтримки стабільної частоти. Регулювання ж напруги нерозривно пов'язане з балансом реактивної потужності (Q). Дефіцит Q в енергосистемі викликає загальне зниження рівня напруги, а надлишок – її зростання. Тому системний оператор формує добові графіки генерації реактивної потужності, враховуючи ранкові піки та нічні провали споживання активної потужності [9]. Це дозволяє утримувати напругу в магістральних мережах у межах, регламентованих державними стандартами.

Однак для розподільних мереж, зокрема на рівні трансформаторних підстанцій (ТП), підхід змінюється. Тут застосовуються локальні автоматичні регулятори коефіцієнта трансформації (АРКТ/АРНТ), алгоритм роботи яких є складнішим за просту стабілізацію. Для формування керуючого впливу

(команди на перемикання відгалужень) ці пристрої використовують комбінацію двох вхідних сигналів:

1. Канал напруги: Інформація про поточне значення напруги на шинах нижчої напруги підстанції, отримана від вимірювальних трансформаторів напруги (ТН).

2. Канал струму: Інформація про величину сумарного струму навантаження трансформатора, отримана від трансформаторів струму (ТС).

Поєднання цих двох сигналів реалізує принцип струмової компенсації (Line Drop Compensation). Суть методу полягає в математичному моделюванні падіння напруги в лінії. Регулятор не просто вимірює напругу на клеммах, а обчислює так звану «віртуальну напругу» у віддаленій точці мережі.

Алгоритмічно це виглядає як векторне додавання до вимірної напруги ($U_{\text{ном}}$) додаткової величини ($\Delta U_{\text{комп}}$), яка пропорційна струму навантаження ($I_{\text{нав}}$):

$$U_{\text{кер}} = U_{\text{вим}} + K \cdot I_{\text{нав}} \quad (2.7)$$

де K – коефіцієнт компенсації, що налаштовується персоналом і імітує імпеданс лінії.

Отримана розрахункова величина $U_{\text{кер}}$ порівнюється з базовою уставкою регулятора. Якщо навантаження зростає, струмова складова збільшує розрахункову помилку регулювання, змушуючи автоматику піднімати напругу на шинах підстанції ще вище. Саме так реалізується принцип зустрічного регулювання: напруга на джерелі примусово завищується в години пік, щоб компенсувати майбутні втрати в лінії та забезпечити нормальну напругу у споживача.

Попри поширеність, даний метод має суттєві обмеження, які роблять його малоефективним для сучасних мереж 0,4 кВ:

1. Проблема «середнього споживача»: Регулювання здійснюється на

основі *розрахункової* (модельованої), а не *фактичної* напруги. Коефіцієнт K є статичним і розраховується для певної усередненої точки мережі (центру електричних навантажень).

2. Нелінійність опору: Як зазначалося в підрозділі 2.1, активний опір лінії змінюється залежно *від* температури. Струмова компенсація не враховує погодних умов, тому взимку і влітку похибка регулювання буде різною.

3. Неоднорідність навантаження: Метод припускає, що струм навантаження на шинах ТП пропорційно розподіляється між усіма фідерами. Однак у мережах 0,4 кВ часто виникає ситуація, коли один фідер перевантажений, а інший – працює на холостому ходу. В такому випадку компаундація підніме напругу для всіх, що призведе до аварійного перенапруження на недовантаженій лінії.

Отже, використання струму навантаження як непрямого показника втрат напруги не забезпечує необхідної точності. Об'єктивне регулювання можливе лише за умови використання зворотного зв'язку за реальною напругою безпосередньо з точок приєднання критичних споживачів.

2.3 Розробка концепції та алгоритмічних засад адаптивної системи стабілізації напруги в мережах 0,4 кВ

Узагальнення результатів аналітичного огляду існуючих технічних рішень (розділ 1) та аналізу параметрів режиму (підрозділи 2.1–2.2) дозволило виявити фундаментальні обмеження сучасних серійних регуляторів. Головною проблемою залишається розімкненість системи керування: традиційні пристрої на підстанціях 10/0,4 кВ (АРКТ, вольтододаткові бустери) працюють «наосліп», орієнтуючись на локальні заміри напруги або непрямі методи компенсації (за струмом). Це призводить до значної методичної похибки, оскільки фактична напруга у кінцевих споживачів залишається неконтрольованою величиною.

Додатковим стримуючим фактором є економічна складова. Масове

впровадження класичних систем РПН (регулювання під навантаженням) на рівні розподільних мереж гальмується їхньою високою капіталоємністю, значними масо-габаритними показниками та низькою надійністю електромеханічних приводів. Як наслідок, переважна більшість трансформаторів 10/0,4 кВ досі обладнана лише пристроями ПБЗ (перемикання без збудження), які не дозволяють реагувати на динамічні зміни навантаження протягом доби.

Виходячи з вищевикладеного, виникає об'єктивна необхідність створення нового класу пристроїв – адаптивних регуляторів напруги із замкненим контуром зворотного зв'язку.

Проектована система повинна відповідати наступним критеріям:

1. Інформаційна спостережуваність: Алгоритм керування має базуватися на обробці даних про фактичні рівні напруги безпосередньо з вузлів обліку споживачів (Smart Meters). Це дозволить мінімізувати відхилення напруги для всієї сукупності абонентів фідера, а не лише на шинах ТП.

2. Автономність та інтелектуальність: Система повинна самостійно ідентифікувати вектор відхилення (просадка/перенапруга), обчислювати необхідну величину корекції та формувати керуючий вплив на силову частину.

3. Економічна доцільність: Технічна реалізація має бути доступною для масового впровадження (Low Cost), що передбачає відмову від складних механічних вузлів на користь напівпровідникової комутації або спрощених сервоприводів.

Критично важливим етапом проектування є вибір кроку регулювання (величини зміни напруги за одне перемикання). Цей параметр визначає баланс між точністю стабілізації та частотою спрацювань комутаційних елементів (ресурсом системи).

Спираючись на статистичний аналіз, проведений у підрозділі 1.3, встановлено, що мода розподілу максимальних відхилень напруги (найчастіші випадки) припадає на діапазон +5...+7,5 % (68 % зафіксованих подій). Значна частка відхилень також лежить у межах +7,5...+10 % (17 % випадків).

Такі дані дозволяють обґрунтувати вибір ступеня регулювання на рівні 2,5 % ($\Delta U_{\text{ст}} = 2,5\%$).

Цей вибір аргументується трьома факторами:

1. Сумісність зі стандартами: Більшість серійних силових трансформаторів 10/0,4 кВ мають конструктивні відгалуження обмоток саме з кроком 2,5 %. Це дозволяє інтегрувати розроблювану систему керування з існуючим парком обладнання без необхідності перемотування трансформаторів.

2. Охоплення діапазону відхилень: Для компенсації найпоширеніших відхилень (до 7,5...10 %) достатньо діапазону регулювання у $\pm 3...4$ ступені (сумарно $\pm 7,5...10\%$). Враховуючи необхідність регулювання як "вгору", так і "вниз", оптимальною є схема з 6 ступенями регулювання.

3. Забезпечення стійкості (відсутність автоколивань): Крок у 2,5 % дозволяє встановити зону нечутливості регулятора на рівні 3...3,5 %. Це достатньо широка зона, щоб уникнути частих спрацювань на незначні флуктуації мережі, але водночас вона дозволяє утримувати напругу в бажаному коридорі якості ($\pm 5\%$). Менший крок (наприклад, 1 %) призвів би до невиправданого збільшення кількості комутацій, а більший (5 %) – не забезпечив би необхідної плавності.

Таким чином, розроблюваний метод полягає у побудові адаптивної системи, яка циклічно опитує віддалені датчики напруги, аналізує статистичний масив даних у реальному часі та приймає рішення про перемикання відгалужень трансформатора з дискретністю 2,5 % для введення режиму мережі в допустимі межі.

2.4 Структурно-алгоритмічна реалізація способу адаптивного регулювання напруги

Запропонований метод базується на принципі замкненого контуру регулювання з використанням телеметричної інформації про стан режиму в

вузлових точках мережі. На відміну від класичних схем, де керуючим впливом є локальні параметри підстанції, у даному випадку критерієм виступає мінімізація відхилення напруги у всій сукупності споживачів фідера.

Сутність технічної реалізації методу ілюструє структурна схема, наведена на рис. 2.1.

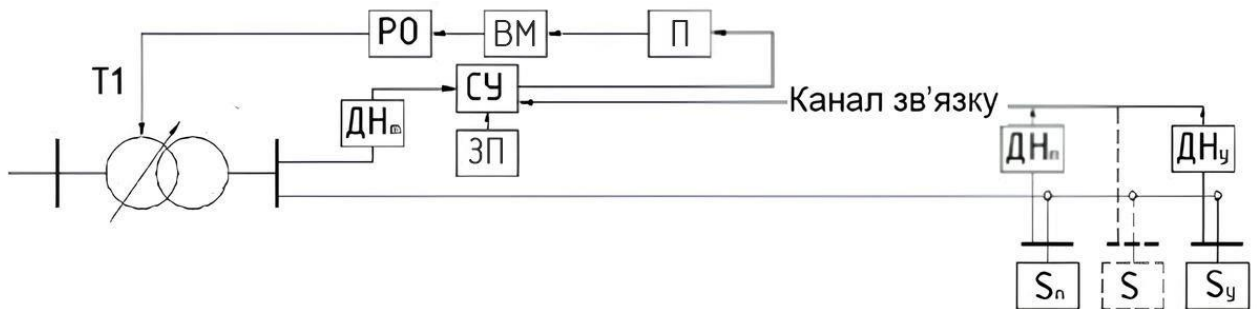


Рис. 2.1. Функціональна схема системи автоматичного регулювання напруги із зворотним зв'язком

Функціонування системи забезпечується взаємодією наступних функціональних блоків:

1. *Блок задання уставок (ЗУ):* формує матрицю допустимих значень та коефіцієнтів, що визначають співвідношення між напругою на шинях підстанції та напругою у контрольних точках (найближчих та найбільш віддалених споживачів).

2. *Вимірвальний сегмент:* складається з розподіленої мережі датчиків. Датчик $ДТ_n$ фіксує параметри на вторинній обмотці силового трансформатора. Група віддалених сенсорів (або лічильників з функцією моніторингу) $ДТ_n \dots ДТ_n$ вимірює миттєві (діючі) значення напруги у абонентів, що знаходяться на початку $Б_n$ та в кінці $Б_n$ лінії електропередачі.

3. *Канал зв'язку:* забезпечує двосторонній обмін даними між периферією та центром. Для цього можуть використовуватися сучасні провідні (PLC) або бездротові (GSM/GPRS, LoRaWAN, ZigBee) інтерфейси, що гарантують передачу пакетів даних з мінімальною затримкою.

4. *Система управління (СУ)*: центральний контролер, який циклічно опитує датчики, агрегує отримані масиви даних та реалізує закладений алгоритм прийняття рішень.

5. *Виконавчий тракт*: сформований керуючий сигнал після підсилення подається на виконавчий пристрій (ВП), який механічно або електронно впливає на робочий орган (РО) – привід перемикача відгалужень трансформатора, змінюючи коефіцієнт трансформації.

Ключова відмінність розробленого методу полягає в алгоритмі обробки розбіжностей. Оскільки до однієї трансформаторної підстанції (ТП) підключено безліч споживачів з різним характером навантаження, виникає задача багатокритеріальної оптимізації. На практиці можлива ситуація, коли у "ближнього" споживача напруга завищена (наприклад, +8 %), а у "далекого" – занижена (-8 %).

Алгоритм працює за наступною логікою:

1. Детекція порушення: система безперервно порівнює поточні значення $U_{\text{факт}}$ з нормативним коридором (згідно з ДСТУ EN 50160). Процес регулювання ініціюється лише тоді, коли хоча б у одного абонента зафіксовано вихід напруги за межі допустимих значень (наприклад, $> +10\%$ або $< -10\%$).

2. Оцінка інтегрального відхилення: якщо порушення виявлено, контролер обчислює вектор необхідного зміщення напруги. Головна мета – мінімізувати сумарну похибку для всіх користувачів. Для цього розраховується алгебраїчна сума відхилень ($\Sigma\delta U$).

3. Вибір напрямку регулювання:

- Якщо $\Sigma\delta U > 0$ (домінує перенапруга) – формується команда на зниження щабля трансформатора.
- Якщо $\Sigma\delta U < 0$ (домінує просадка) – формується команда на підвищення напруги.

6. *Аналіз конфліктних ситуацій*: особливої уваги заслуговує випадок, коли сума відхилень близька до нуля ($\Sigma\delta U \approx 0$), але при цьому існують

споживачі з напругою, що виходить за норму (наприклад, значний перекис між початком і кінцем лінії). У такому разі зміна коефіцієнта трансформації є недоцільною, оскільки покращення режиму для однієї групи (наприклад, підняття напруги для віддалених) призведе до дзеркального погіршення для іншої (перенапруга у ближніх). Такий стан мережі свідчить про вичерпання регулювальних можливостей централізованого методу та сигналізує про необхідність модернізації лінії.

Наступним кроком алгоритму, після визначення напрямку, є розрахунок необхідної глибини регулювання (кількості шаблів), щоб ввести систему в зону оптимуму з мінімальною кількістю перемикачів.

Після визначення напрямку регулювання (знак сумарного відхилення), наступним етапом алгоритму є розрахунок кількісної величини керуючого впливу. Система повинна обчислити, на яку саме величину необхідно змінити напругу на шинах ТП, щоб компенсувати виявлені відхилення у споживачів.

Для випадку, коли інтегральна оцінка стану мережі свідчить про домінування перенапруги (позитивне сумарне відхилення, $\Sigma \Delta U > 0$), розрахунок необхідного ступеня корекції описується рівнянням:

$$B_1 = \left(\frac{\sum_{i=1}^n A_n}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\Delta U_d}{100} + 1 \right)} - 1 \right) \cdot 100, \quad (2.7)$$

де B_1 – розрахунковий коефіцієнт корекції (нормована величина необхідного зниження напруги), виражений у відносних одиницях або відсотках. Діапазон значень: $-1 \leq B_1 \leq 0$. Знак «мінус» вказує на необхідність зниження напруги.

$\Delta U_{d(i)}$ – фактичне значення відхилення напруги, зафіксоване i -му вимірювальним пристроєм на межі балансової належності споживача, %.

У протилежній ситуації, коли в мережі фіксується «просадка» напруги

(негативне сумарне відхилення, $\Sigma\Delta U < 0$), алгоритм розраховує коефіцієнт B_2 , що визначає необхідний рівень підвищення потенціалу на шинах підстанції:

$$B_2 = \left(\frac{\sum_{i=1}^n A_n}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\Delta U_d}{100} - 1 \right)} + 1 \right) \cdot 100, \quad (2.8)$$

де B_2 – коефіцієнт корекції для підвищення напруги. Він набуває значень у діапазоні $0 \leq B_2 \leq 1$, де позитивне значення є командою для контролера на перемикання «вгору».

Розраховані коефіцієнти B_1 та B_2 є теоретичними величинами («бажана зміна напруги у %»). Проте фізичні виконавчі механізми (РПН, конденсаторні установки) мають різну фізику впливу на режим мережі. Наприклад, перемикання РПН змінює коефіцієнт трансформації лінійно, тоді як підключення конденсатора змінює напругу нелінійно залежно від параметрів лінії.

Тому для формування фінального керуючого сигналу K_{per} необхідно ввести коефіцієнт передачі виконавчого пристрою (K_{ty}).

Для режиму зниження напруги (на основі B_1) рівняння набуває вигляду:

$$K_{\text{per1}} = K_{\text{per2}} \cdot B_1 \quad (2.9)$$

Для режиму підвищення напруги (на основі B_2):

$$K_{\text{per2}} = K_{\text{ty}} \cdot B_2 \quad (2.10)$$

де K_{per1} , K_{per2} – остаточна величина керуючого впливу, приведена до одиниць виміру виконавчого органу (наприклад, кількість ступенів

перемикання або кількість секцій конденсаторів).

$K_{\text{ту}}$ – коефіцієнт пропорційності (або чутливості) технічного пристрою. Він показує, як змінюється вхідна величина пристрою для досягнення зміни вихідної напруги на 1 %.

Фізичний зміст коефіцієнта $K_{\text{ту}}$ для різного обладнання:

1. Для трансформаторів з РПН (або вольтододаткових трансформаторів):

Коефіцієнт визначається дискретністю перемикача:

$$K_{\text{ту}} \approx \frac{1}{\Delta U_{\text{ст}}}$$

де $\Delta U_{\text{ст}}$ – величина зміни напруги при перемиканні на один відпай (наприклад, якщо один крок дає 2,5 %, то для зміни напруги на 5 % потрібно 2 кроки). У контексті формули (2.9), $K_{\text{ту}}$ може інтерпретуватися як кількість витків w або ступенів, необхідних для зміни напруги на 1 %.

2. Для батарей статичних конденсаторів (БСК): залежність є складнішою, оскільки конденсатори впливають на напругу через зміну потоку реактивної потужності Q . В цьому випадку $K_{\text{ту}}$ відображає ємність (C , мкФ) або потужність щаблі ($Q_{\text{ст}}$, кВАр), яку необхідно комутувати для зміни напруги на 1 %.

$$K_{\text{ту}} = f(C, X_{\text{мережі}})$$

Варто враховувати, що ефективність регулювання конденсаторами залежить від індуктивного опору мережі ($X_{\text{мережі}}$): чим «жорсткіша» мережа (менший опір), тим більшу ємність потрібно підключити для досягнення того ж ефекту підвищення напруги.

Отримане значення $K_{\text{рег}}$ округлюється до найближчого цілого числа (для дискретних регуляторів) і подається як команда на привід. Такий підхід

забезпечує універсальність розробленого алгоритму, дозволяючи використовувати його з різними типами силового обладнання шляхом лише програмної зміни коефіцієнта $K_{ту}$.

Для практичного втілення запропонованого методу адаптивного керування (див. підрозділ 2.4) розроблено детальний алгоритм функціонування мікропроцесорної системи керування. Логічна структура алгоритму, побудована з урахуванням принципів системного аналізу та теорії автоматичного керування [2, 3, 6], наведена на рис. 2.2.

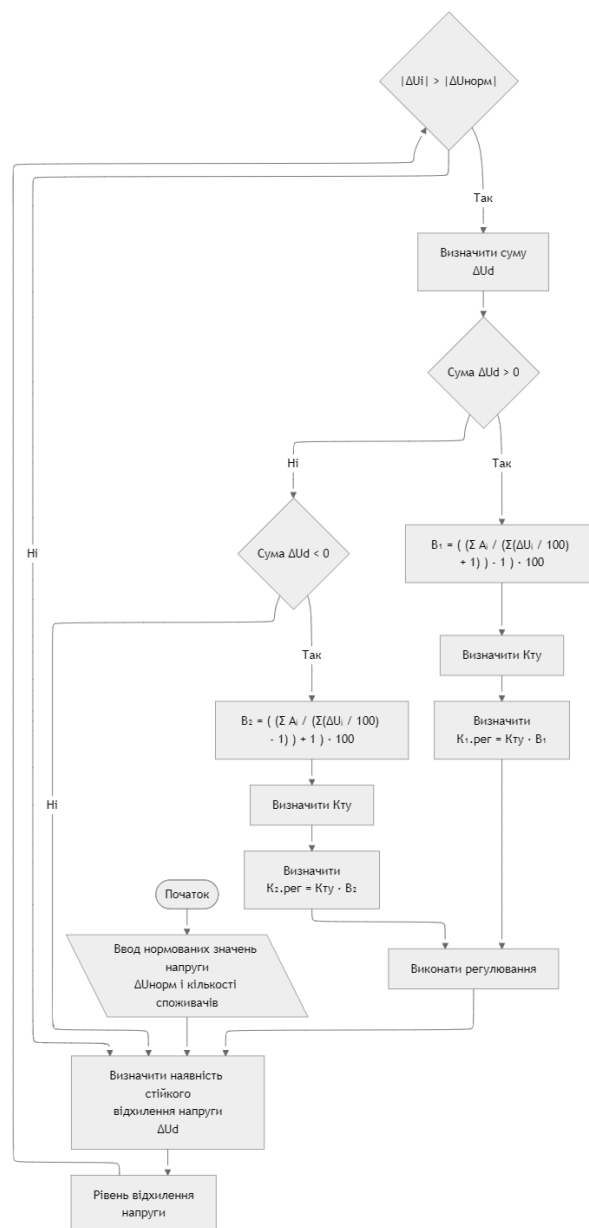


Рис. 2.2. Блок-схема алгоритму адаптивного регулювання напруги на трансформаторній підстанції

Опис логіки функціонування програми:

1. *Ініціалізація системи (Блоки 1–2)*: робота алгоритму починається з процедури ініціалізації. На цьому етапі з енергонезалежної пам'яті (EEPROM/Flash) контролера завантажуються базові константи:

- Нормативне значення напруги ($U_{\text{ном}}$) та допустимі межі відхилення ($\Delta U_{\text{норм}}$, зазвичай $\pm 5\%$ або $\pm 10\%$).
- Кількість контрольованих точок обліку (споживачів) – n .
- Параметри таймерів затримок (для відсіювання короткочасних пускових струмів).

2. *Збір та фільтрація даних (Блоки 3–4)*. Система переходить у цикл опитування датчиків. Отримані миттєві значення напруги проходять цифрову обробку (обчислення діючого значення RMS) для виключення впливу імпульсних завад та вищих гармонік. Блок 3 відповідає за ідентифікацію стійкого відхилення (ΔU_d). Важливо, щоб алгоритм реагував лише на тривалі зміни режиму, ігноруючи короткочасні просадки (флікер), які не потребують корекції коефіцієнта трансформації.

3. *Аналіз необхідності регулювання (Блоки 5–6)*. У блоці 5 відбувається порівняння зафіксованих відхилень із заданою зоною нечутливості.

- *Умова*: Якщо всі виміряні значення знаходяться в межах норми ($|\Delta U_d| \leq \Delta U_{\text{норм}}$), система переходить у режим очікування (повернення на початок циклу, блок 3), що дозволяє заощаджувати ресурс комутаційного обладнання.
- *Дія*: Якщо зафіксовано вихід за межі, керування передається на блок 6, який виконує операцію векторного підсумовування всіх відхилень ($\Sigma \Delta U$) для визначення інтегральної оцінки стану мережі.

4. *Визначення стратегії керування (Блоки 7–9)*. Цей етап відповідає за вибір напрямку комутації.

- Блок 7: перевіряє знак суми. Якщо $\Sigma \Delta U > 0$ (переважає перенапруга),

активується гілка зниження напруги (перехід до блоку 10).

- Блок 8: якщо умова блоку 7 хибна, перевіряється умова $\Sigma \Delta U < 0$ (переважає знижена напруга). У разі істини активується гілка підвищення напруги (перехід до блоку 11).
- Виняткова ситуація: якщо сума відхилень близька до нуля при наявності порушень (конфлікт інтересів споживачів), алгоритм блокує перемикання, щоб не погіршити стан однієї з груп, і повертається на початок циклу.

5. *Розрахунок керуючого впливу (Блоки 10–14)*. Залежно від обраного напрямку, блоки 10 або 11 розраховують необхідні коефіцієнти корекції (B_1 або B_2) згідно з математичною моделлю (формули 2.7–2.8).

Наступним кроком (блоки 12, 13) є адаптація розрахункового значення під конкретний тип обладнання через коефіцієнт пропорційності ($K_{\text{ты}}$).

У блоці 14 формується кінцеве значення кроків регулювання ($K_{\text{рег}}$), яке округлюється до найближчого цілого числа.

6. *Виконання команди (Блок 15)*. Сформований сигнал подається на драйвер виконавчого механізму (реле, контактор, тиристорний ключ). Після подачі імпульсу система запускає таймер блокування (захист від частих перемикань) і повертається до блоку 3 для моніторингу результату виконаної дії.

Реалізація описаного алгоритму не потребує використання дороговартісних промислових комп'ютерів. Завдяки оптимізованій математичній моделі (відсутність складних матричних обчислень), ядро системи може бути побудоване на базі доступних 8-бітних або 32-бітних мікроконтролерів архітектур AVR (наприклад, ATmega328/2560) або ARM Cortex-M (STM32). Головними вимогами до апаратної частини є наявність:

- Багатоканального АЦП (або цифрових інтерфейсів SPI/I2C/UART) для збору даних.
- Сторожового таймера (Watchdog Timer) для автоматичного

перезавантаження у разі зависання.

- Енергонезалежної пам'яті для збереження налаштувань при зникненні живлення.

2.5 Обґрунтування часових характеристик та вибір уставок затримки спрацювання системи автоматичного регулювання

При проектуванні систем автоматичного керування для розподільних мереж, що живлять групи різномірних споживачів, одним із ключових налаштувань є часова затримка (витримка часу) перед початком регулювання. Вибір цього параметра є класичною оптимізаційною задачею пошуку компромісу:

1. З одного боку, система повинна мати достатню інерційність, щоб "відбудуватися" від короткочасних збурень – пускових струмів двигунів, провалів напруги при КЗ або комутаційних перенапруг. Реакція на такі секундні зміни призведе до невиправданого зносу механічного ресурсу перемикача (РПН).

2. З іншого боку, затримка не повинна бути надто великою. Тривала експлуатація обладнання в умовах напруги, що виходить за межі допуску, викликає кумулятивний ефект деградації ізоляції, перегрів обмоток та суттєве скорочення терміну служби побутової та промислової техніки, не кажучи про прямі втрати електроенергії.

Для визначення оптимального алгоритму часової селекції було проведено глибокий аналіз статистичних даних щодо тривалості відхилень напруги. Вимірювання проводились у точках розмежування балансової належності (безпосередньо на вводах споживачів).

Загальна вибірка аномальних подій склала 186 випадків, коли напруга виходила за межі 5-відсоткового коридору. Сумарна тривалість зафіксованих порушень досягла 1008 годин. Графічна інтерпретація розподілу тривалості відхилень по діапазонах представлена на рис. 2.3.

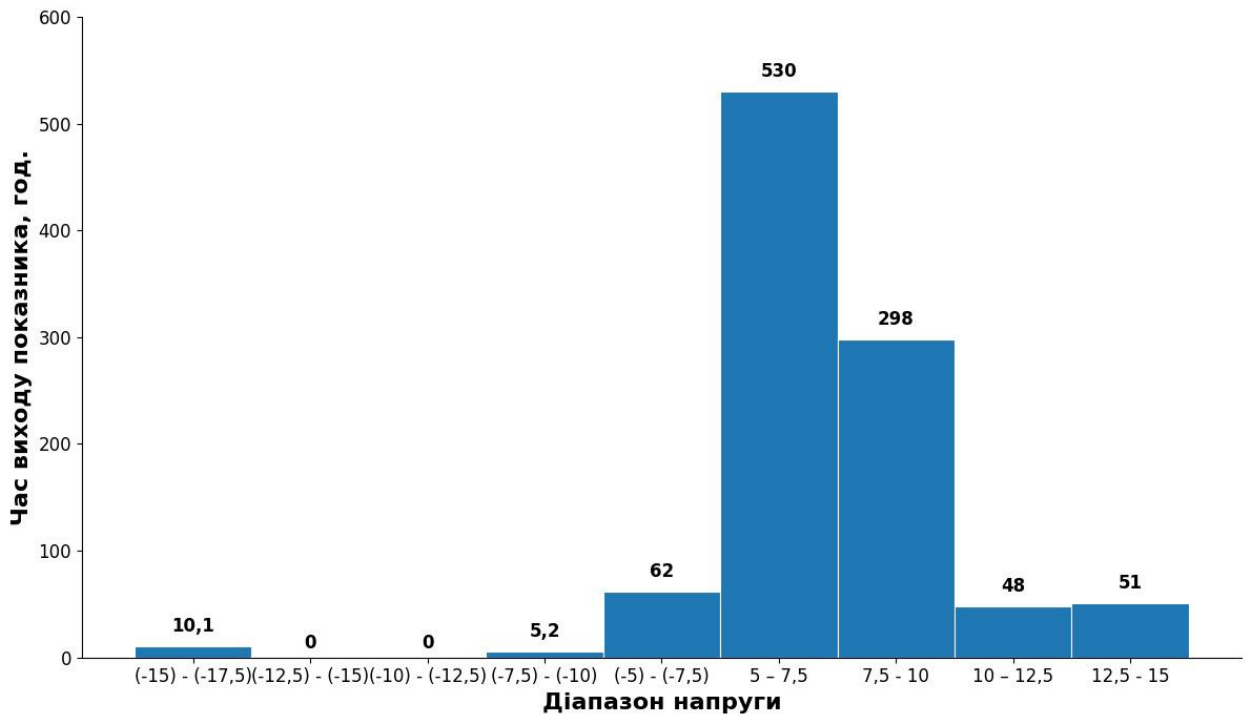


Рис. 2.3. Гістограма розподілу сумарного часу відхилення напруги у точках балансового розмежування за діапазонами амплітуд

Аналіз діаграми демонструє чітку тенденцію до перенапруг. Лівова частка часу (532 години) припадає на діапазон завищеної напруги +5...+7,5 %. У зоні ще більш критичних значень +7,5...+10 % напруга перебувала сумарно 298 годин. Це дозволяє зробити висновок, що в досліджуваних мережах домінуючим є режим систематичної перенапруги, ймовірно пов'язаний з недовантаженням трансформаторів або некоректним налаштуванням анцапф ПБЗ.

Для деталізації динаміки процесів було окремо досліджено найбільш масовий сегмент порушень – діапазон +5...+7,5 %, в якому зафіксовано 109 окремих подій. Для виявлення закономірностей ці випадки були кластеризовані за тривалістю з кроком дискретизації в 1 годину (результати наведено на рис. 2.4).

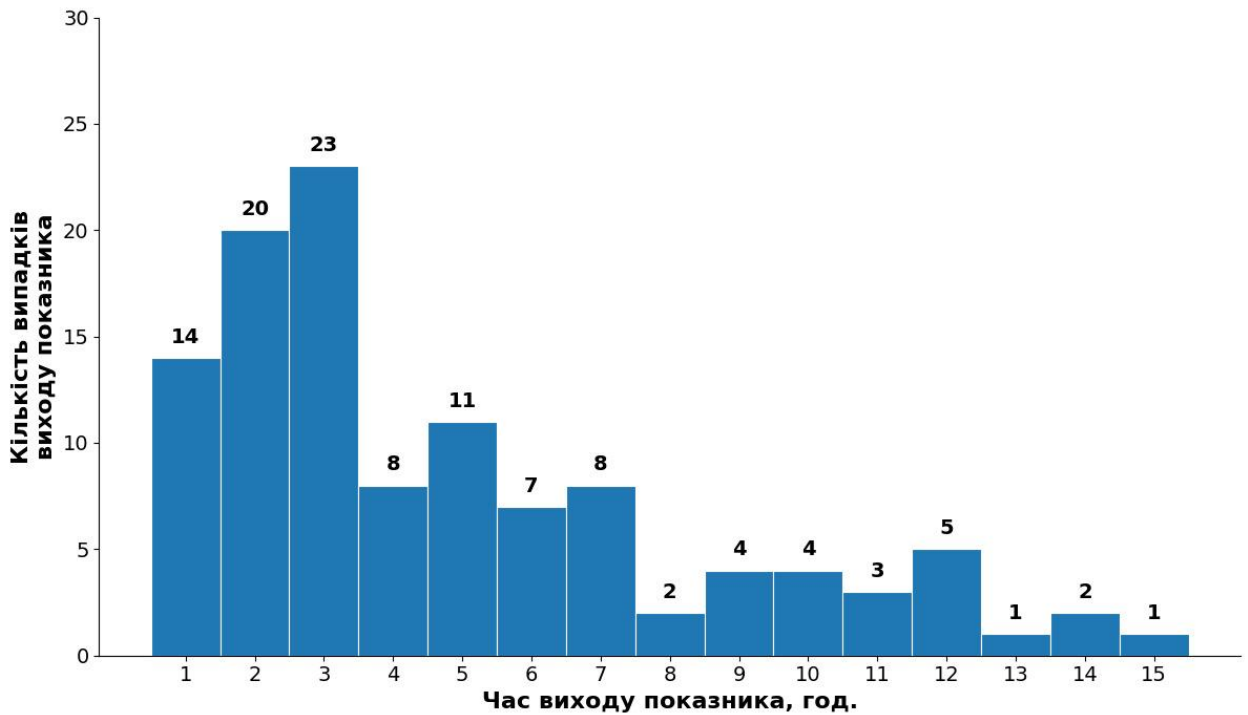


Рис. 2.4. Частотний розподіл тривалості епізодів відхилення напруги в діапазоні +5...+7,5 %

Статистична обробка показала наступні результати:

- Мода розподілу (найчастіший випадок): Найбільша кількість інцидентів (24 випадки) мала тривалість від 2 до 3 годин. Цей часовий інтервал чітко корелює з типовими піками побутового навантаження (ранковий та вечірній максимуми), що підтверджує гіпотезу про залежність відхилень від добового графіка споживання.
- Середнє значення: Математичне сподівання тривалості порушення становить 1 годину 15 хвилин.
- Екстремуми: Було зафіксовано два випадки аномально тривалого відхилення (до 15 годин), що свідчить про системні проблеми на лінії.
- Мінімальна тривалість: Найкоротший зафіксований інтервал стійкого відхилення склав 45 хвилин.

Окремим етапом дослідження став аналіз режимів у точках загального приєднання (ТЗП/РСС – Point of Common Coupling). Тут було зареєстровано 98 епізодів сумарною тривалістю 637 годин. Структура розподілу (рис. 2.5)

підтвердила попередні висновки: основний масив часу (359 годин) мережа працювала в режимі перенапруги +5...+7,5 %.

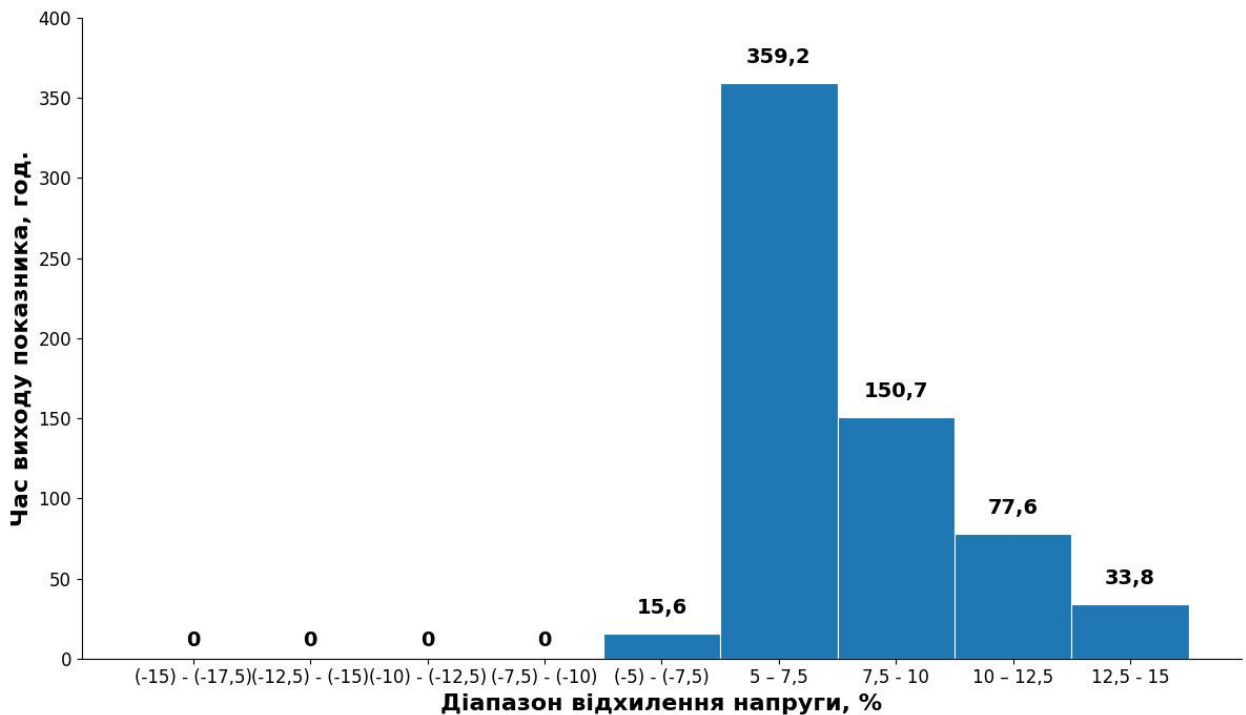


Рис. 2.5. Сумарна тривалість відхилень напруги у точках загального приєднання

Отримане значення мінімальної тривалості стійкого відхилення (45 хвилин) є критично важливим для налаштування регулятора. Оскільки навіть найкоротші значущі відхилення тривають десятки хвилин, це дозволяє встановити час затримки спрацювання регулятора ($t_{\text{затр}}$) в діапазоні 1...5 хвилин.

Така витримка часу гарантовано забезпечить фільтрацію короткочасних завад (які зазвичай тривають секунди) і водночас дозволить системі оперативно відреагувати на зміну режиму, не допускаючи тривалої роботи обладнання споживачів у несприятливих умовах. Встановлювати затримку більшу за 10–15 хвилин недоцільно, оскільки це призведе до пропуску значної частини порушень.

Це фінальна частина аналітичного розділу. Тут ви "цементуєте" своє рішення щодо налаштувань контролера.

Окремим етапом дослідження став аналіз вибірки з 66 зафіксованих подій у точках загального приєднання (ТЗП), де відхилення напруги перебувало в межах $+5...+7,5\%$. Гістограма розподілу тривалості цих подій (з кроком дискретизації 1 година) наведена на рис. 2.6.

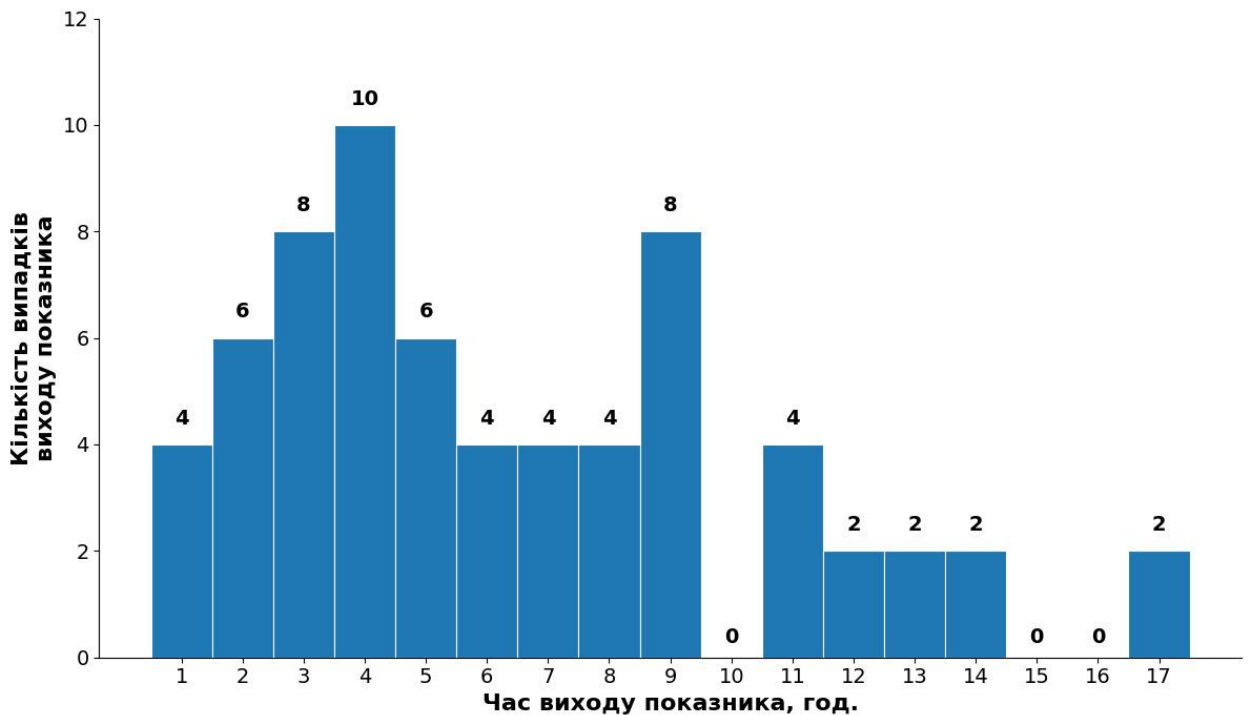


Рис. 2.6. Деталізована структура тривалості відхилень у діапазоні $+5...+7,5\%$ для точок загального приєднання

Аналіз часових рядів виявив наступні закономірності:

- Мода розподілу: Найчастіше (10 випадків) тривалість порушення режиму становила 3–4 години, що, ймовірно, відповідає вечірньому піку навантаження побутових споживачів.
- Супутні моди: Висока частота подій (по 8 випадків) зафіксована також в інтервалах 2–3 години та 8–9 годин.
- Середньостатистичні показники: Середня тривалість відхилення в цьому вузлі мережі становить 6 годин 30 хвилин, при цьому максимальна зафіксована тривалість досягала 17 годин (2 випадки), що свідчить про хронічний характер проблеми на окремих фідерах.
- Мінімальне значення: Найкоротший інтервал сталого відхилення склав

18 хвилин. Ця цифра є ключовим маркером для визначення верхньої межі швидкодії системи.

Обґрунтування вибору постійної часу регулювання ($T_{\text{рег}}$)

На основі отриманих даних можна сформулювати вимоги до налаштування таймера затримки спрацювання автоматики. Цей параметр є критично важливим для забезпечення селективності – здатності системи відрізнити «корисний» сигнал (зміну режиму) від завад.

Як базову уставку пропонується прийняти час затримки $t_{\text{затр}} = 1$ хв.

Цей вибір диктується необхідністю відбудови від короткочасних динамічних процесів, які є природними для електричної мережі і не потребують корекції коефіцієнта трансформації. До таких процесів належать:

1. Комутаційні процеси та КЗ: Провали напруги при коротких замиканнях тривають частки секунди (до спрацювання релейного захисту).

2. Пуск двигунів: Згідно з експериментальними даними [11], час розгону більшості асинхронних двигунів промислової та побутової серії не перевищує 6 секунд. Навіть для механізмів з важкими умовами пуску (насоси під тиском, конвеєри) цей час рідко перевищує 20 секунд. Отже, інтервал у 60 секунд гарантує трикратний запас надійності.

3. Робота зварювального обладнання: Це найбільш небезпечний режим для автоматичних регуляторів. Зварювання створює глибокі, але короткочасні просадки напруги. Якщо регулятор відреагує на такий провал миттєво і підніме напругу (переключить анцапфу), то в момент припинення зварювання (розрив дуги) навантаження зникне, а додана вольтодобавка залишиться. Це призведе до різкого стрибка напруги (перенапруги) вище номіналу, що може спричинити масовий вихід з ладу освітлювальних приладів та електроніки споживачів.

Введення затримки ("зони нечутливості за часом") тривалістю 1 хвилина дозволяє:

- Ефективно фільтрувати всі типи динамічних завад (пуски, зварювання, кліки).

- Мінімізувати кількість перемикачів контактора, зберігаючи його механічний ресурс.
- Оперативно реагувати на реальні зміни режиму, оскільки мінімальна тривалість "справжнього" відхилення, згідно зі статистикою, становить 18 хвилин (що значно більше за 1 хвилину).

Таким чином, рекомендований діапазон налаштування таймера для групових регуляторів (на ТП) становить 1...18 хвилин, з оптимальним значенням за замовчуванням – 60 секунд. Для індивідуальних стабілізаторів (у конкретного приладу) цей час може бути зменшено аж до нуля, оскільки там важлива миттєва реакція.

2.6 Розробка методології адаптивного регулювання напруги з інтеграцією часового фактора в алгоритми керування

Згідно з класифікацією електромагнітних завад, прийнятою в нормативній документації, зміни напруги поділяються на швидкоплинні (перехідні процеси, флікер) та повільні (квазісталені режими). Фундаментальним критерієм розмежування цих процесів є фактор часу. Стандарт ДСТУ EN 50160:2014 [14] чітко детермінує, що до повільних змін слід відносити відхилення тривалістю понад 1 хвилину.

Саме цей часовий поріг було покладено в основу розробленого алгоритму (див. підрозділ 2.7) як базову уставку таймера затримки. Це дозволяє привести логіку роботи автоматики у повну відповідність до державного стандарту: регулятор ігнорує короткочасні збурення, які не нормуються як "відхилення", і реагує лише на ті зміни, що формують режим мережі.

Чинні норми встановлюють досить широкий коридор допустимих значень напруги: $\pm 10\%$ від номіналу (U_n) протягом 100 % часу інтервалу вимірювання (тиждень). Однак, цей стандарт регламентує якість електроенергії виключно в точці передачі (Point of Common Coupling – PCC), тобто на межі балансової належності (зазвичай, на ввідних клеммах лічильника

або на опорі ПЛ).

Тут виникає колізія інтересів між енергопостачальною організацією та споживачем, яку ігнорують застарілі підходи до регулювання:

1. Внутрішні втрати: Стандарт гарантує напругу на вводі в будівлю. Проте реальні електроприймачі знаходяться всередині об'єкта, підключені через внутрішньообудинкову проводку, яка також має свій опір. Якщо на вході напруга становить граничні -10% (198 В), то з урахуванням падіння напруги у внутрішній мережі (ще $2-3\%$), на клеммах приладу напруга може знизитися до 190–192 В, що є критичним для роботи техніки [18].

2. Технологічна чутливість: Як було доведено в Розділі 1, навіть дозволене відхилення в 10% призводить до зниження ККД двигунів, перегріву трансформаторів та скорочення ресурсу електроніки.

Фактично, чинна нормативна база перекладає відповідальність за забезпечення "останньої милі" якості на кінцевого споживача. В умовах "м'яких" мереж 0,4 кВ (зі значним опором) пасивне очікування того, що напруга сама повернеться в норму, є хибною стратегією.

Виходячи з цього, запропонований спосіб адаптивного регулювання базується на зміні парадигми керування:

- Зміщення точки контролю: Перехід від стабілізації напруги на шинах ТП до контролю напруги у диктуючих точках (на затискачах найбільш віддалених споживачів).
- Активна дія: Використання трансформаторів 10/0,4 кВ з системами РПН або встановлення потужних лінійних стабілізаторів перестає бути "розкішшю" і стає технічною необхідністю. Хоча такі заходи вимагають капіталовкладень, економічний ефект від подовження терміну служби обладнання споживачів та зменшення технологічних втрат електроенергії компенсує витрати.

Інтегрований у систему керування таймер виконує роль цифрового фільтра. При фіксації відхилення, що перевищує зону нечутливості (наприклад, $> 5\%$), система не діє миттєво, а запускає відлік часу.

- Якщо порушення зникає раніше, ніж за 60 секунд (наприклад, закінчився пуск двигуна), таймер скидається, і комутація не відбувається.
- Якщо відхилення триває довше за 1 хвилину, система класифікує його як "повільну зміну" згідно з ДСТУ EN 50160 і подає команду на виконавчий механізм.

Такий підхід забезпечує селективність за часом, дозволяючи поєднати вимоги стандарту, реальні потреби споживачів у якісній напрузі та ощадливе використання ресурсу комутаційного обладнання.

У науковій праці [12] колективом авторів обґрунтовано інноваційну методологію керування режимами напруги, яка базується на принципі замкненого контуру регулювання. Ключовою відмінністю запропонованого підходу є використання як сигналу зворотного зв'язку непрямих параметрів, а фактичних значень напруги безпосередньо на клеммах електроприймачів. Цей алгоритм є універсальним і може бути імплементований як на рівні трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ (централізоване керування), так і в індивідуальних автоматичних стабілізаторах напруги (АСН).

Проте, при проектуванні таких систем необхідно враховувати стохастичну природу процесів у розподільних мережах. Результуюче значення відхилення напруги у довільний момент часу є суперпозицією впливу низки дестабілізуючих факторів:

- Динаміка навантажень: Нерівномірність графіків електроспоживання, що має добову (ранок/вечір), тижневу (робочі/вихідні) та сезонну (зима/літо) циклічність, а також технологічні сплески потужності на промислових об'єктах.
- Баланс реактивної потужності: Зміна режимів роботи генерації, а також стан комутації компенсуючих установок (конденсаторних батарей) у вузлах мережі.
- Еволюція топології мережі: Зміна конфігурації схеми електропостачання (перемикання фідерів), модернізація перерізів проводів, підключення нових абонентів та фізичне старіння контактних

з'єднань, що змінює повний опір петлі «фаза-нуль».

Окремої уваги заслуговує аналіз регуляторного впливу нових стандартів. Введення в дію ДСТУ EN 50160:2023 формально розширило допустимий діапазон відхилень напруги до $\pm 10\%$, що, на перший погляд, спрощує задачу для операторів системи розподілу (ОСР). Однак, така лібералізація норм створює приховані техніко-економічні ризики для самих же енергопостачальних компаній.

Пасивна стратегія ОСР, що полягає у відмові від жорсткої стабілізації напруги, змушує споживачів масово встановлювати побутові стабілізатори та джерела безперебійного живлення. Масова інтеграція таких пристроїв кардинально змінює фізику роботи розподільної мережі, перетворюючи її режим на менш передбачуваний.

Ефект «навантаження з постійною потужністю»

З фізичної точки зору, імпульсний або автотрансформаторний стабілізатор напруги для мережі живлення поводить себе як навантаження з постійною потужністю ($P \approx const$).

Відповідно до закону збереження енергії ($P_{вх} \approx P_{вих}$), струм, який споживає стабілізатор з мережі ($I_{вх}$), обернено пропорційний вхідній напрузі ($U_{вх}$):

$$I_{вх} \approx \frac{P_{вих}}{U_{вх} \cdot \eta \cdot \cos \varphi}$$

Це означає, що при зниженні напруги в мережі (наприклад, у години пік), звичайне навантаження (резистивне) зменшило б споживання струму, що дещо розвантажило б лінію. Натомість, стабілізатор, намагаючись підтримати 220 В на виході, починає збільшувати споживання струму з мережі.

Це призводить до негативних наслідків для ОСР:

1. Лавиноподібне зростання втрат: Втрати потужності в лінії (ΔP) пропорційні квадрату струму ($\Delta P = I^2 \cdot R$). Збільшення струму стабілізаторами

призводить до різкого зростання технологічних втрат електроенергії, які лягають фінансовим тягарем на балансоутримувача мережі.

2. Поглиблення просадки напруги: Зростання струму викликає ще більше падіння напруги на опорі лінії, що змушує стабілізатори ще більше піднімати струм. Виникає ефект позитивного зворотного зв'язку, який може призвести до спрацювання струмового захисту на підстанції.

3. Зниження пропускної здатності: Власне споживання стабілізаторів (ККД < 100 %) та споживання ними реактивної потужності (зниження $\cos\phi$) додатково завантажує трансформатори та лінії, зменшуючи резерв потужності для підключення нових абонентів.

Таким чином, мережеві організації мають бути економічно зацікавлені у централізованій підтримці номінального рівня напруги в точках передачі, щоб запобігти масовому використанню низькоефективних засобів індивідуальної стабілізації.

2.7 Узагальнена структурна схема та алгоритм взаємодії елементів системи автоматичного регулювання

Підсумовуючи викладене, можна стверджувати, що стратегія утримання напруги в межах номіналу в точках розмежування є економічно вигідною насамперед для самої енергопостачальної організації. Це дозволяє розірвати коло позитивного зворотного зв'язку, при якому зниження напруги викликає зростання струмів навантаження (внаслідок дії стабілізаторів) і, як наслідок, збільшення технологічних втрат у мережі.

З огляду на це, пропонується модернізований спосіб керування, який інтегрує в собі три ключові компоненти:

1. Розподілений моніторинг: Встановлення засобів вимірювання (датчиків напруги ДН або інтелектуальних лічильників Smart Meters) у вузлових точках мережі: на шинах ТП та на вводах характерних споживачів.

2. Часова селекція: Використання програмного блоку затримки для

фільтрації короткочасних збурень.

3. Адаптивне керування: Формування команд на виконавчі механізми на основі реального стану мережі.

Сутність методу візуалізовано на рис. 2.7.

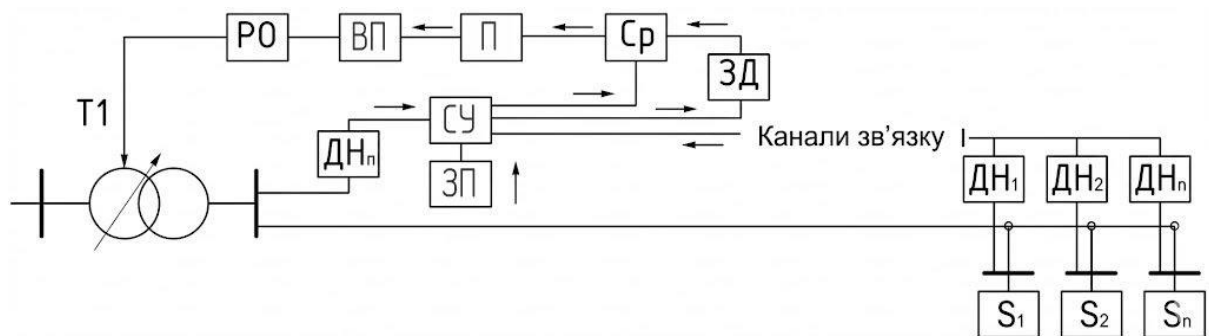


Рис. 2.7. Структурна схема системи автоматичного регулювання напруги з контуром зворотного зв'язку

Система функціонує наступним чином. Потік даних від периферійних датчиків (ДН) надходить до центрального контролера. Блок обробки аналізує інформацію і, у разі виявлення відхилення, запускає таймер затримки ($t_{затр}$).

- Якщо тривалість порушення режиму менша за встановлену уставку ($t_{відх} < t_{затр}$), система ігнорує подію, вважаючи її тимчасовою завадою.
- Якщо відхилення є стійким ($t_{відх} \geq t_{затр}$), формується керуючий сигнал на виконавчий блок.

Як виконавчі механізми (ВМ), що реалізують фізичну зміну параметрів режиму, можуть використовуватися:

- Трансформатори з автоматичним РПН (основний засіб централізованого регулювання).
- Вольтододаткові трансформатори (бустери) для довгих ліній.
- Напівпровідникові або сервопривідні стабілізатори напруги великої потужності.
- Пристрої компенсації реактивної потужності (конденсаторні

установки).

У сучасних Smart Grid мережах можлива ситуація, коли в одному вузлі або на одній лінії встановлено декілька типів регулюючого обладнання (наприклад, і РПН на підстанції, і конденсаторні батареї на лінії). У такому випадку реалізується алгоритм координованого керування.

Блок обробки інформації, отримуючи дані про профіль напруги та коефіцієнт потужності ($\cos\phi$), виконує багатокритеріальний вибір оптимального засобу впливу:

1. Перший пріоритет (Q-регулювання): Якщо відхилення напруги супроводжується низьким $\cos\phi$, система спочатку подає команду на комутацію конденсаторних батарей. Це дозволяє розвантажити лінію від реактивного струму і підняти напругу без перемикання трансформатора.

2. Другий пріоритет (P-регулювання): Якщо можливості компенсації вичерпано, або $\cos\phi$ в нормі, задіюється основний канал – перемикання відгалужень трансформатора (РПН).

Така ієрархія керування дозволяє мінімізувати кількість комутацій механічних контактів РПН, подовжуючи їх ресурс, та забезпечити найбільш енергоефективний режим роботи розподільної мережі.

2.8 Моделювання сценаріїв роботи системи та верифікація алгоритму керування на реальних числових прикладах

Для підтвердження адекватності запропонованих алгоритмічних рішень та оцінки ефективності розробленої системи автоматичного регулювання, необхідно провести моделювання її поведінки в типових експлуатаційних режимах. Розглянемо характерну ситуацію нерівномірного розподілу напруги вздовж фідера, яка є найбільш поширеною проблемою для протяжних сільських та приміських мереж 0,4 кВ.

Сценарій №1 – Критичне падіння напруги у віддалених споживачів. Нехай маємо радіальну лінію електропередачі, що живить групу з $n = 6$ споживачів (

$S_1 \dots S_6$), розташованих на різній відстані від центру живлення.

Початкові умови наступні:

- Напряга на шинах низької сторони трансформаторної підстанції (вторинна обмотка) підтримується на рівні $U_{ТП} = 424$ В. Це відповідає завищенню на $+11,5\%$ відносно номіналу 380 В (лінійна напряга), що характерно для спроби компенсувати втрати "всліпу".

- Внаслідок значного активного опору лінії та пікового вечірнього навантаження, напряга у споживачів розподілилася наступним чином (у міру віддалення від ТП):

- $S_1: U_1 = 380$ В;
- $S_4: U_4 = 387$ В;
- $S_5: U_5 = 372$ В;
- $S_2: U_2 = 350$ В;
- $S_6: U_6 = 341$ В;
- $S_3: U_3 = 334$ В.

Графічна інтерпретація профілю напряги для даного випадку наведена на рис. 2.8.

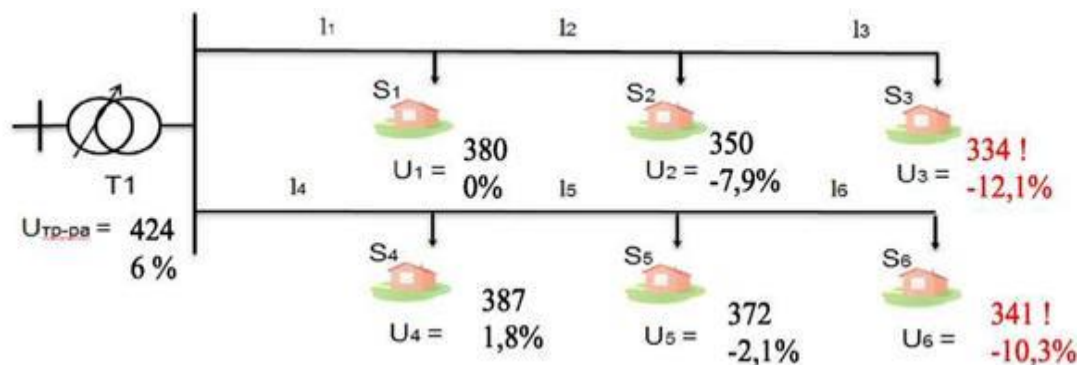


Рис. 2.8. Профіль розподілу напряги вздовж лінії при критичному падінні напряги у кінцевих споживачів

Система моніторингу, опитуючи датчики напряги, фіксує порушення нормативів якості електроенергії (згідно з ДСТУ EN 50160 допустимим є відхилення $\pm 10\%$ від 380 В, тобто діапазон $342 \dots 418$ В).

У даному прикладі виявлено два критичних порушення:

1. Споживач S_6 : 341 В (нижче норми на 1 В).
2. Споживач S_3 : 334 В (нижче норми на 8 В, критична просадка).

Оскільки факт виходу напруги за межі зони нечутливості зафіксовано, алгоритм запускає таймер затримки ($t_{затр} = 60$ с). Якщо після завершення відліку ситуація не стабілізувалася, система переходить до розрахунку керуючого впливу.

Для визначення необхідної глибини корекції використовується формула (2.8), розроблена у розділі 2:

$$B_2 = \left(\frac{\sum_{i=1}^n A_n}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\Delta U_d}{100} - 1 \right)} + 1 \right) \cdot 100,$$

$$B_2 = \left(\frac{1 + 1 + 1 + 1 + 1 + 1 + 1}{\left(\frac{6}{100} - 1 \right) + (-1) + \left(\frac{-7,9}{100} - 1 \right) + \left(\frac{-12,1}{100} - 1 \right) + \left(\frac{1,8}{100} - 1 \right) + \left(\frac{-2,1}{100} - 1 \right) + \left(\frac{-10,3}{100} - 1 \right)} + 1 \right) \cdot 100$$

$$B_2 = \left(\frac{4}{-7,245} + 1 \right) \cdot 100 =$$

$$B_2 = 3,4$$

Отримане в результаті роботи алгоритму значення коефіцієнта корекції (B_2) вказує на необхідність підвищення рівня напруги в мережі орієнтовно на 5...6 % (що відповідає сумарному накопиченому дефіциту напруги).

На етапі формування команди для виконавчого механізму (ВМ) система застосовує коефіцієнт пропорційності $K_{ту}$, який адаптує абстрактний відсоток до фізичних можливостей обладнання. Наприклад, для стандартного трансформатора з дискретністю анцапфи 2,5 % це означатиме команду на перемикання на 2 ступені вгору.

Після відпрацювання таймера затримки ($t_{затр}$) та фізичного перемикання контактів РПН, профіль напруги вздовж лінії зміщується в зону допустимих значень. Математичне моделювання показує, що напруга у найвіддаленішого споживача підніметься до рівня ~ 351 В, а у найближчого не перевищить 407 В, що повністю відповідає вимогам стандарту. Графічна ілюстрація оптимізованого режиму наведена на рис. 2.9.

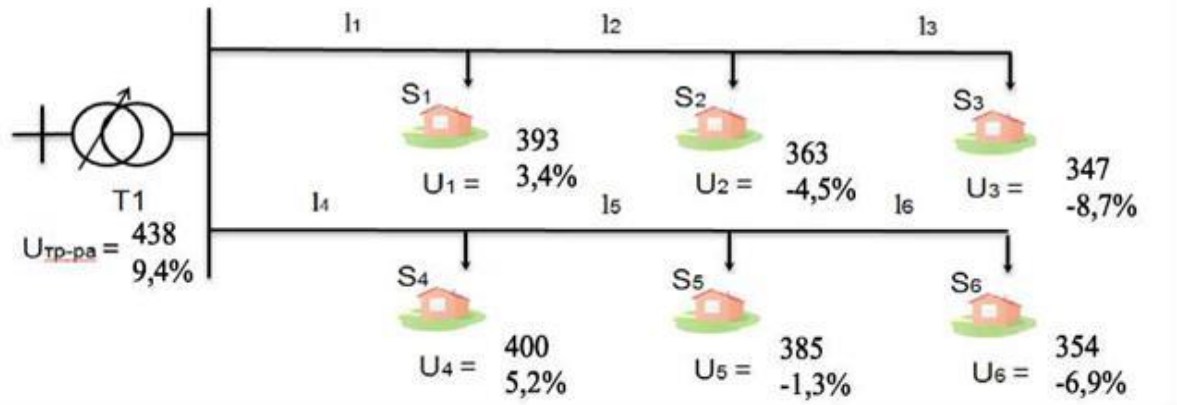


Рис. 2.9. Профіль напруги в електричній мережі після відпрацювання алгоритму адаптивного регулювання (компенсація просадки)

Сценарій №2: Режим системної перенапруги. Розглянемо діаметрально протилежну, але не менш поширену ситуацію – режим **надлишкової напруги** (рис. 2.10).

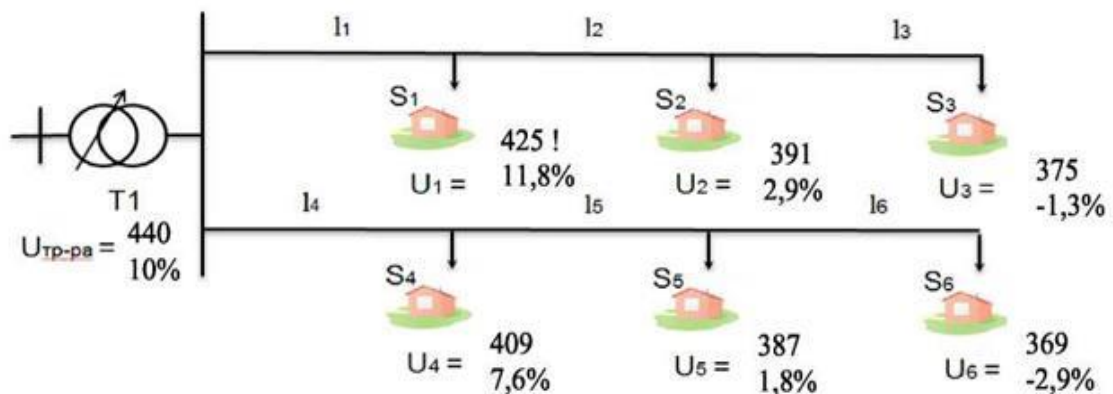


Рис. 2.10. Профіль розподілу напруги при виникненні аварійної перенапруги

Розрахунок необхідної глибини корекції в цьому випадку здійснюється за формулою (2.7):

$$B_1 = \left(\frac{\sum_{i=1}^n A_n}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\Delta U_d}{100} + 1 \right)} - 1 \right) \cdot 100,$$

$$B_1 = -4,1,$$

На основі розрахованого коефіцієнта корекції (B_1), система формує керуючу команду для зниження рівня напруги. У розглянутому прикладі розрахункова величина необхідного зниження склала 4,1 %.

Після відпрацювання виконавчого механізму (перемикання анцапф трансформатора "вниз"), загальний профіль напруги в мережі зміщується у бік зменшення. В результаті напруга у споживачів, яка раніше знаходилася в критичній зоні (понад +10 %), повертається в межі допустимого коридору. Графічна інтерпретація стабілізованого режиму наведена на рис. 2.11.

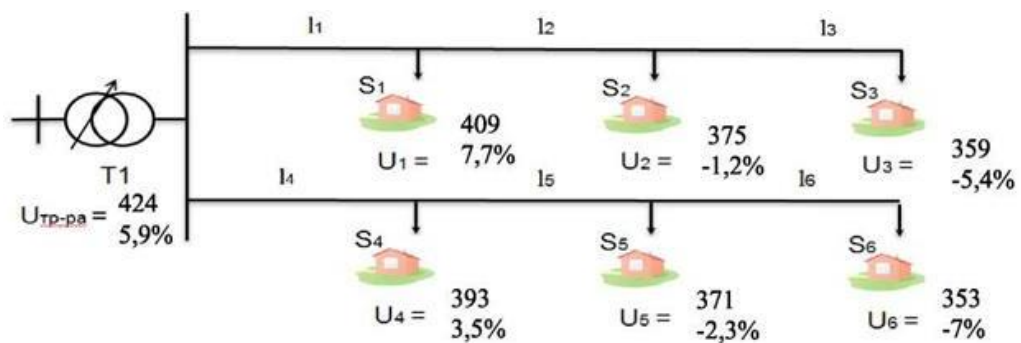


Рис. 2.11. Профіль напруги в електричній мережі після реалізації керуючого впливу на зниження рівня

Окремої уваги заслуговує стан мережі, при якому система діагностує відсутність необхідності або неможливість подальшого централізованого регулювання. Це відбувається у двох випадках:

1. Режим нормальної роботи: Напруга у всіх контрольованих точках знаходиться в межах зони нечутливості ($\Delta U_i < \Delta U_{\text{норм}}$).

2. Режим "нульової суми" (Парето-оптимальний стан): Ситуація, коли сума відхилень прямує до нуля ($\Sigma \Delta U \approx 0$), але при цьому у частини споживачів напруга завищена, а у іншої – занижена.

У другому випадку подальше централізоване втручання є недоцільним, оскільки зміна коефіцієнта трансформації на ТП лише змістить дисбаланс, але не усуне його (покращення режиму для одних абонентів автоматично призведе до виходу за межі норми для інших). Це свідчить про те, що на даному рівні ієрархії (ТП 10/0,4 кВ) обрано найбільш компромісний варіант. Подальша стабілізація має покладатися на **місцеві засоби регулювання** (вольтододаткові бустери на лінії або індивідуальні стабілізатори споживачів), які враховують локальні коефіцієнти передачі конкретної ділянки мережі.

Важливою експлуатаційною характеристикою розробленої системи є її здатність функціонувати при частковій втраті телеметричних даних (відмові датчиків або обриві каналу зв'язку).

Розглянемо сценарій виходу з ладу датчика напруги у споживача S_1 (найближчого до підстанції). Припустимо, що контролер перестає отримувати пакети даних від S_1 (або отримує помилковий код).

У цьому випадку алгоритм автоматично активує протокол виключення пошкодженого вузла. Дані про напругу на вторинній обмотці трансформатора (які зазвичай дублюють покази S_1) залишаються доступними. Розрахунок середньозваженого відхилення продовжується у штатному режимі, але з модифікованою базою розрахунку: пошкоджений елемент вилучається з суми, а дільник формули (n) зменшується на одиницю ($n - 1$).

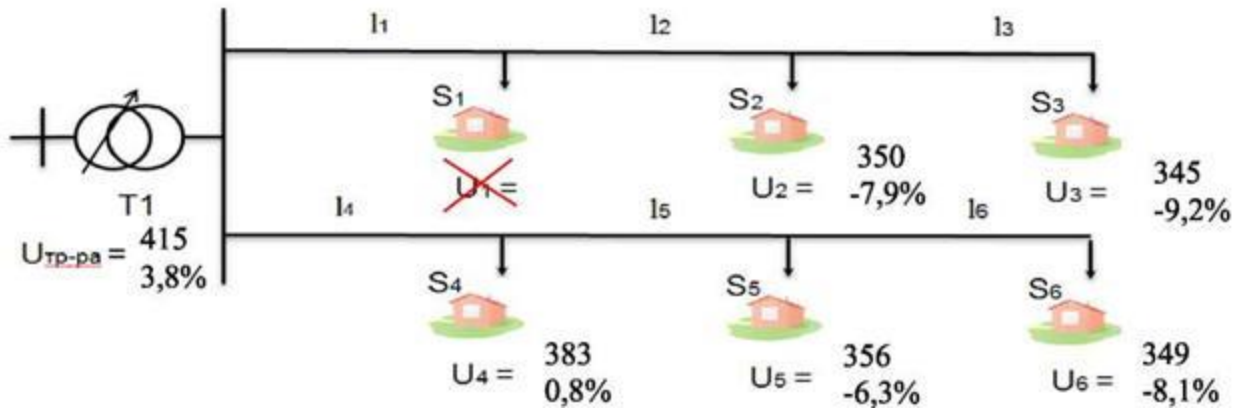


Рис. 2.12. Робота алгоритму регулювання в умовах втрати зв'язку з датчиком напруги S_1

Проведемо верифікаційний розрахунок для цього сценарію. Оскільки без урахування даних від S_1 (де напруга була високою) у вибірці залишилися переважно віддалені споживачі з пониженою напругою, сумарне значення відхилення набуває стійкого негативного значення ($\Sigma\delta U < 0$).

Відповідно, система ідентифікує стан як "просадка напруги" і переходить до розрахунку коефіцієнта корекції за формулою (2.8) (для підвищення напруги):

$$B_2 = \left(\frac{1 + 1 + 1 + 1 + 1 + 1}{\left(\frac{3,8}{100} - 1\right) + \left(\frac{-7,9}{100} - 1\right) + \left(\frac{-9,2}{100} - 1\right) + \left(\frac{0,8}{100} - 1\right) + \left(\frac{-6,3}{100} - 1\right) + \left(\frac{-8,1}{100} - 1\right)} + 1 \right) \cdot 100$$

$$B_2 = \left(\frac{3}{-6,268} + 1 \right) \cdot 100 =$$

$$B_2 = 4,3$$

Виконання розрахунку за модифікованою формулою (з виключенням пошкодженого датчика S_1) дало значення необхідної корекції на рівні 4,2 % у бік підвищення. Це рішення є логічним, оскільки з розрахунку випав вузол з найвищою напругою, відповідно, середнє значення напруги по фідеку зменшилося, що й спонукало регулятор підняти напругу.

Система формує команду на виконавчий механізм, і після перемикання

профіль напруги в мережі трансформується. Як видно з графічної моделі (рис. 2.13), напруга у віддалених споживачів нормалізувалася. При цьому важливо зазначити, що хоча ми втратили контроль над S_1 , фізично він знаходиться близько до ТП, і підняття напруги на 4,2 % не призведе до критичної перенапруги у цьому вузлі (оскільки початкове значення там було в межах норми або незначно завищене).

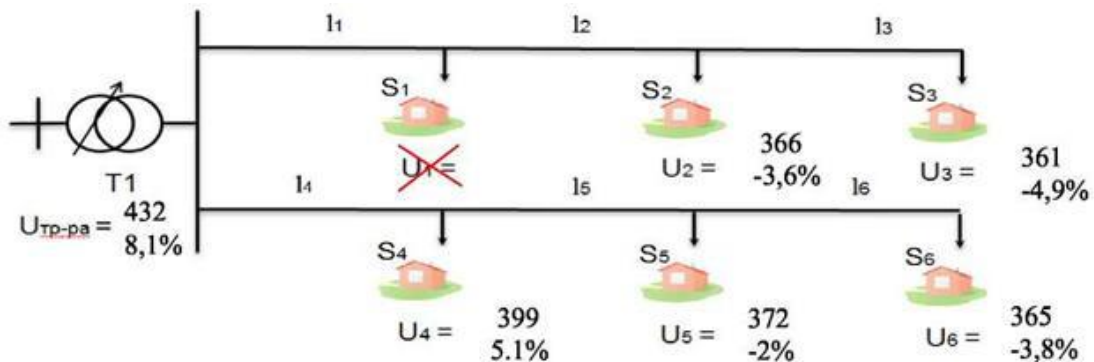


Рис. 2.13. Прогнозований профіль напруги в електричній мережі після корекції режиму в умовах відмови датчика S_1

Розробка надійної системи керування неможлива без передбачення сценаріїв повної втрати зв'язку (Blackout телеметрії). Якщо центральний контролер не отримує оновлених даних від датчиків протягом критичного інтервалу часу (наприклад, $t > 3 \times t_{\text{опит.}}$), активується аварійний протокол.

Запропонований алгоритм передбачає перехід у режим автономної роботи за історичними даними. Система звертається до енергонезалежної пам'яті, де зберігаються усереднені профілі навантаження за попередні періоди (добові графіки). Регулятор виставляє коефіцієнт трансформації, що відповідає "найбільш тривалому за часом режиму" для поточної години доби. Це дозволяє уникнути грубих помилок регулювання (наприклад, залишення високої напруги вночі при мінімальному навантаженні).

Крім програмних заходів, обов'язковою умовою впровадження автоматизованої системи є використання апаратного дублювання захистів. Оскільки будь-який алгоритм має ймовірність похибки, а канали зв'язку

можуть бути спотворені завадами, силова схема повинна бути оснащена незалежними пристроями захисту від перенапруг (ОПН, реле напруги). Їхня задача – фізично розімкнути коло або заблокувати роботу приводу РПН у разі виходу напруги за аварійні межі (наприклад, $> 110 \% U_{\text{ном}}$), незалежно від команд контролера. Такий багаторівневий підхід гарантує безпеку обладнання споживачів навіть у разі повної відмови системи керування.

Висновки до розділу

1. На основі параметричного аналізу режимів розподільних мереж 0,4 кВ доведено, що традиційні методи регулювання (зокрема, струмова компаундація) не забезпечують необхідної якості напруги. Це зумовлено переважанням активного опору ліній ($R \gg X$), значною неоднорідністю навантажень та відсутністю об'єктивної інформації про падіння напруги у кінцевих споживачів.

2. Запропоновано новий спосіб автоматичного регулювання напруги із замкненим контуром зворотного зв'язку. Його сутність полягає у безперервному моніторингу напруги в диктуючих точках (на вводах споживачів) та розрахунку інтегрального показника відхилення. Це дозволяє реалізувати стратегію мінімізації сумарної похибки напруги для всієї групи абонентів фідера, знаходячи парето-оптимальний режим роботи трансформатора.

3. Розроблено математичну модель для розрахунку керуючих коефіцієнтів корекції (B_1 – для зниження, B_2 – для підвищення напруги), яка враховує дискретність роботи виконавчих механізмів (РПН, ступенів конденсаторних батарей). Створено алгоритм функціонування мікропроцесорного контролера, який включає логіку виявлення конфліктних ситуацій та адаптації до типу підключеного обладнання.

4. На базі статистичного аналізу 186 зафіксованих випадків відхилення напруги обґрунтовано введення в алгоритм часової затримки. Встановлено, що

оптимальна уставка таймера становить 1 хвилину. Таке рішення забезпечує селективність системи, дозволяючи відфільтрувати короточасні динамічні завади (пускові струми двигунів, зварювання) та реагувати виключно на повільні зміни напруги згідно з вимогами ДСТУ EN 50160.

5. Розроблено протоколи роботи системи в аварійних режимах (втрата зв'язку з датчиками). Доведено, що виключення пошкодженого вимірювального вузла з розрахункової формули дозволяє зберегти працездатність системи та підтримувати якість напруги для решти споживачів. Також показано, що впровадження запропонованої системи нівелює негативний ефект «навантаження з постійною потужністю», який створюють побутові стабілізатори, знижуючи тим самим технологічні втрати в мережі.

РОЗДІЛ 3

МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ ПРОЦЕСІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 0,4 кВ

3.1 Обґрунтування вибору середовища та побудова імітаційної моделі розподільної мережі

На сучасному етапі розвитку електроенергетики проектування складних систем керування неможливе без попереднього комп'ютерного моделювання. Для аналізу режимів роботи розподільних мереж зі стохастичним характером навантаження все ширше застосовуються концепції Model-Based Design (модельно-орієнтоване проектування) та технології «Цифрових двійників» (Digital Twin).

У контексті даного дослідження під терміном «Цифровий двійник» розуміється створення віртуальної копії фізичної електромережі, яка з високою точністю відтворює її топологію, параметри обладнання та динамічні характеристики у всіх експлуатаційних режимах [15]. Інтеграція цифрового двійника в процес розробки дозволяє верифікувати запропоновані в Розділі 2 алгоритми керування якістю електроенергії ще до етапу фізичного впровадження.

Як базове середовище для розробки імітаційної моделі обрано програмний комплекс MATLAB з інтегрованим пакетом розширення Simulink та спеціалізованою бібліотекою блоків SimPowerSystems (у нових версіях – Simscape Electrical) [32]. Цей вибір обумовлений низкою факторів:

1. Фізичне моделювання: Бібліотека дозволяє оперувати готовими моделями реальних компонентів (трансформатори, лінії, двигуни), параметри яких задаються в паспортних величинах.

2. Математична точність: Ядро програми автоматично формує та розв'язує системи диференціально-алгебраїчних рівнянь, що описують електромагнітні перехідні процеси в колах змінного струму.

3. Гнучкість: Можливість поєднання силової частини схеми з алгоритмічними блоками керування (логікою регулятора), реалізованими мовою MATLAB або у вигляді блок-схем.

Створення імітаційної моделі дозволяє проводити теоретичні дослідження, наближені до натурних випробувань, забезпечуючи при цьому:

- Гнучке планування експериментів: можливість миттєвої зміни конфігурації мережі, довжини ліній та потужності навантажень.
- Безпеку досліджень: моделювання аварійних режимів (короткі замикання, перенапруги) без ризику пошкодження реального дороговартісного обладнання.
- Глибокий аналіз даних: використання віртуальних вимірювальних приладів (Scope) дозволяє отримувати миттєві значення струмів та напруг у будь-якій точці схеми, будувати деталізовані осцилограми та аналізувати спектральний склад гармонік.
- Дослідження динаміки: можливість аналізу швидких перехідних процесів, таких як пуск асинхронних двигунів, комутація конденсаторних батарей та реакція системи на імпульсні збурення, що вкрай складно реалізувати на діючому об'єкті.

Ключовою особливістю розподільних мереж низької напруги є їхня значна протяжність, розгалуженість та наявність яскраво вираженої несиметрії навантажень. Оскільки побутові споживачі є однофазними, а їхнє споживання має ймовірнісний характер, у мережі неминуче виникають струми нульової послідовності та перекид фазних напруг.

Тому спрощені однолінійні моделі для даної задачі є непридатними. Розроблена модель реалізована у повнофазному виконанні (три фази + нейтраль), що дозволяє коректно враховувати взаємні індуктивності фаз та падіння напруги в нульовому проводі. Для розрахунку несиметричних режимів програмний комплекс використовує метод фазних координат, що дає точніші результати порівняно з класичним методом симетричних складових.

Загальна структура імітаційної моделі ділянки мережі 10/0,4 кВ,

реалізована в середовищі MATLAB Simulink, представлена на рис. 3.1.

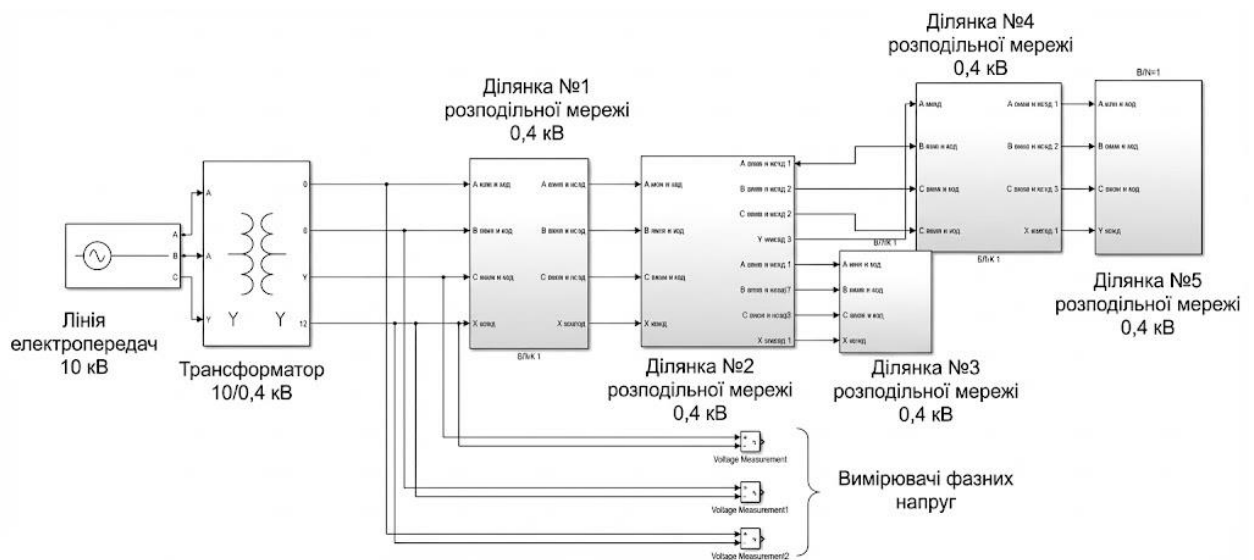


Рис. 3.1. Структурна схема імітаційної моделі ділянки електричної мережі 10/0,4 кВ у середовищі MATLAB Simulink

Модель побудована за модульним принципом і складається з наступних ключових блоків:

1. Джерело живлення: Еквівалент енергосистеми (Three-Phase Source) напругою 10 кВ з заданою потужністю короткого замикання.

2. Силовий трансформатор: Модель трансформатора 10/0,4 кВ (Three-Phase Transformer Two Windings) з параметрами, що відповідають реальному трансформатору (потужність, напруга КЗ, схема з'єднання обмоток Y/Y_n-0 або D/Y_n-11).

3. Лінії електропередачі: Кожна ділянка магістралі та відгалужень змодельована блоками розподілених параметрів ($R-L$ ланки), що враховують активний та індуктивний опір проводів конкретного перерізу та довжини.

4. Блоки навантаження: Моделі споживачів реалізовані у вигляді динамічних навантажень (Dynamic Load) або RLC -елементів, що дозволяє імітувати як активне (побутове), так і індуктивне (електродвигуни) навантаження.

Для деталізації дослідження створено спеціалізовані підсистеми

(Subsystems). На рис. 3.2 наведено внутрішню структуру модуля, що імітує групу однофазних побутових споживачів, підключених до різних фаз, а на рис. 3.3 – модуль змішаного несиметричного навантаження. Така деталізація дозволяє дослідити роботу запропонованого алгоритму регулювання в найбільш несприятливих умовах експлуатації.

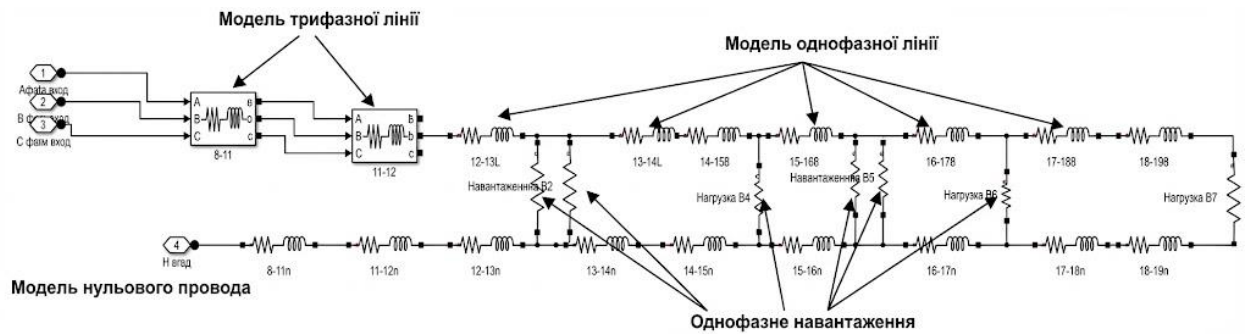


Рис. 3.2. Підсистема моделювання розподіленого однофазного навантаження побутового сектору

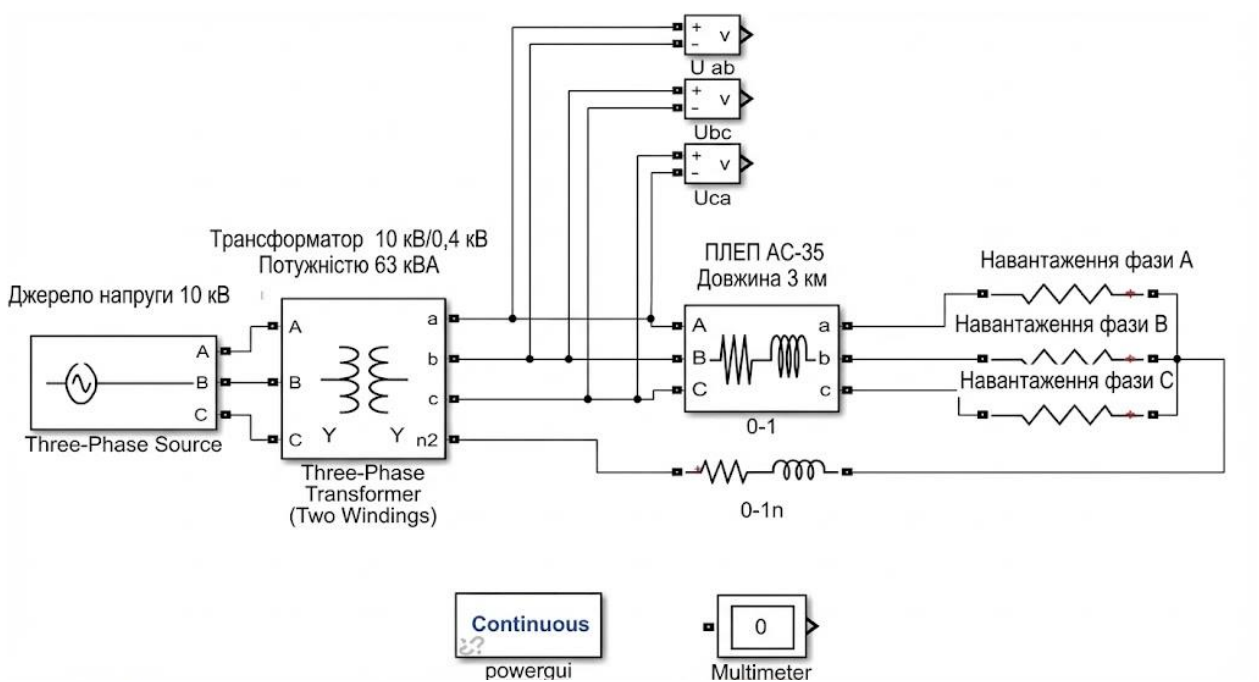


Рис. 3.3. Реалізація модуля несиметричного навантаження з урахуванням опору нульового провoda

Наступним етапом дослідження стало проведення серії імітаційних експериментів для верифікації поведінки розробленої моделі в умовах

критичної несиметрії. Як об'єкт моделювання обрано типову для сільської місцевості радіальну повітряну лінію (ПЛ) напругою 0,38 кВ.

Параметри моделі:

- Протяжність магістралі: $L = 3$ км.
- Тип провідника: алюмінієвий багатожильний провід зі сталевим осердям марки АС-35 (активний опір $r_0 \approx 0,79$ Ом/км, індуктивний $x_0 \approx 0,33$ Ом/км).
- Характер збурення: варіація активного навантаження в одній з фаз (фаза А) в діапазоні $P_A = 0,5 \dots 7,0$ кВт при незмінному навантаженні інших фаз.

Метою експерименту було дослідження залежності показників якості електроенергії (зокрема коефіцієнта несиметрії та струму в нейтралі) від величини однофазного навантаження. Зведені числові результати моделювання зафіксовані в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Залежність режимних параметрів мережі 0,4 кВ від величини несиметричного навантаження

Потужність навантаження у фазі А (P_A), кВт	Струм у нейтральному провіді (I_N), А	Коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю (K_{0U}), %
0,50	0,43	4,24
1,00	0,7	10,05
1,50	1,09	15,1
2,00	1,42	19,31
2,50	1,61	23,19
3,00	1,83	26,9
3,50	1,89	30,9
4,00	2,00	34,31
4,50	2,28	36,94
5,00	2,37	39,78
5,50	2,56	41,34
6,00	2,67	43,21
6,50	2,65	45,84
7,00	2,79	47,27

Візуалізація отриманих даних дозволяє оцінити динаміку погіршення якості електроенергії.

На рис. 3.4 представлено графік зростання коефіцієнта несиметрії напруги за нульовою послідовністю (K_{0U}). Аналіз кривої показує, що навіть при мінімальному навантаженні в 500 Вт несиметрія вже становить 4,3 %, що перевищує гранично допустимі норми стандарту (2 % – нормально допустиме, 4 % – граничне). При збільшенні навантаження до 7 кВт спостерігається майже лінійне зростання показника до критичних 47,2 %. Це свідчить про те, що в мережах з проводом малого перерізу (АС-35) опір нульового проводу відіграє вирішальну роль у формуванні зміщення нейтралі.

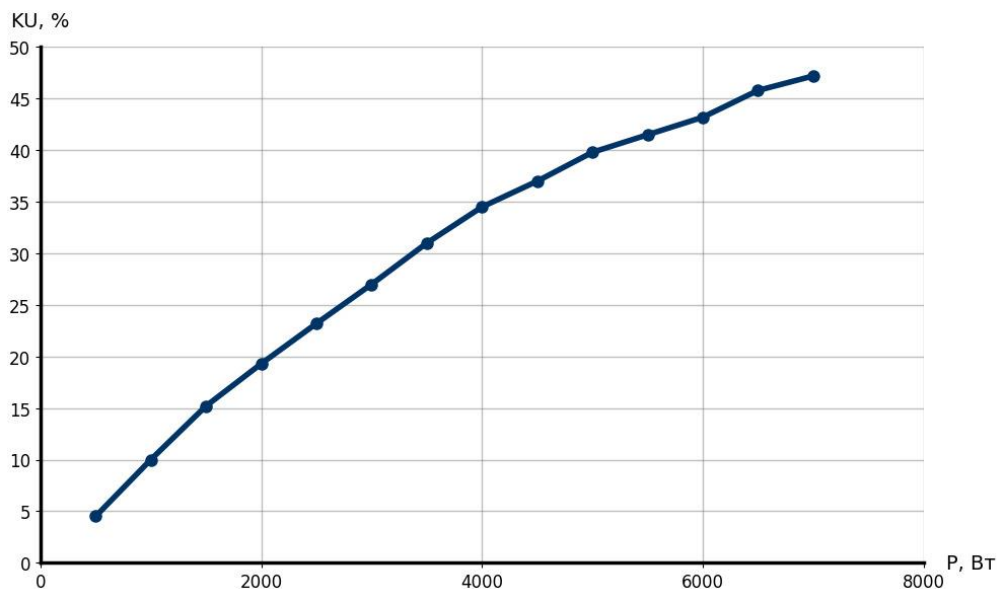


Рис. 3.4. Залежність коефіцієнта несиметрії напруги за нульовою послідовністю від потужності однофазного навантаження

На рис. 3.5 відображено характеристику струму в нульовому проводі. Зі зростанням однофазного навантаження струм у нейтралі монотонно зростає від 0,43 А до 2,75 А. Слід зазначити, що протікання струму через опір нульового проводу створює додаткове падіння напруги, яке векторно додається до фазних напруг, викликаючи перекіс фаз: на завантаженій фазі напруга падає, а на вільних – зростає.

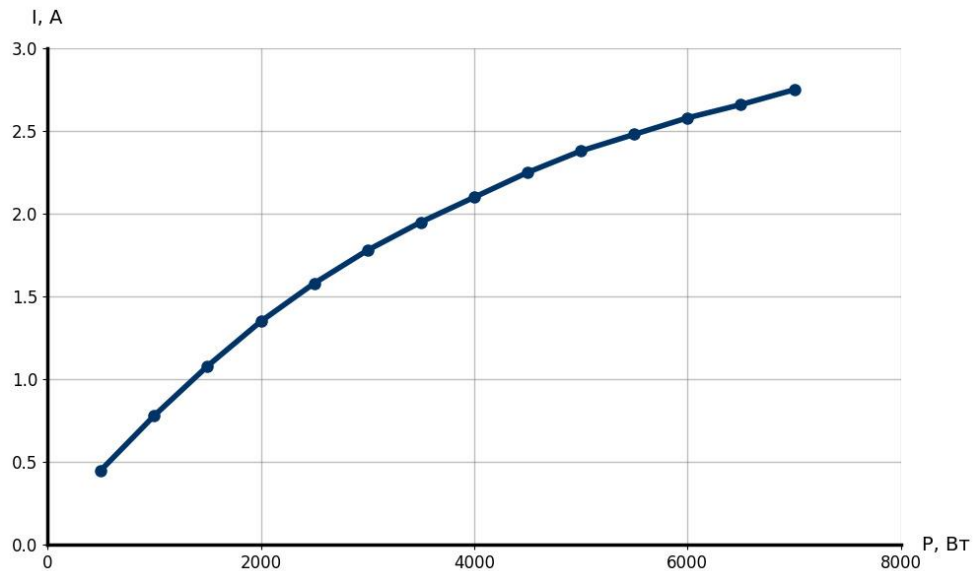


Рис. 3.5. Динаміка зміни струму в нульовому проводі при варіюванні навантаження фази А

Залежність відхилення напруги (δU) від потужності показана на рис. 3.6. Діапазон варіації становить від -3 % до +7,5 %. Такий розкид підтверджує теоретичні висновки про те, що несиметрія струмів призводить до різноспрямованих змін напруги у споживачів різних фаз.

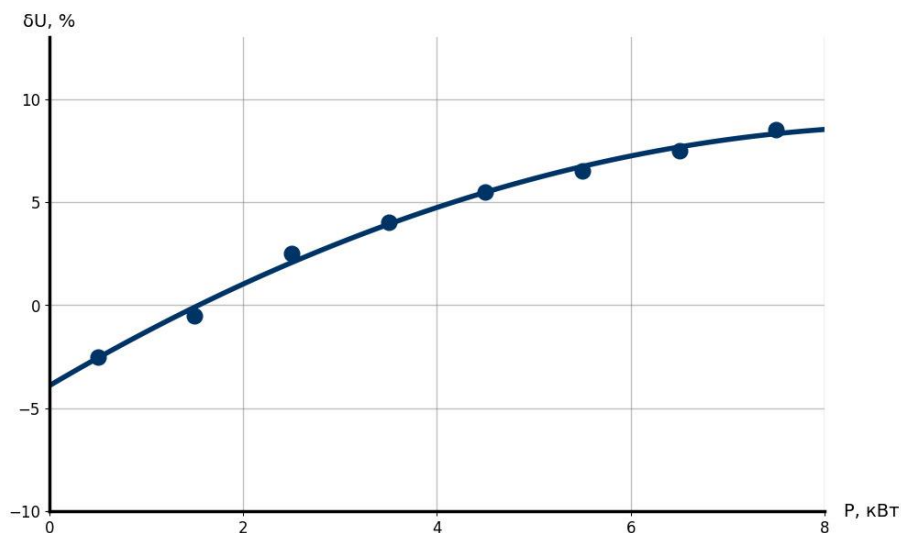


Рис. 3.6. Відхилення напруги у вузлах навантаження в залежності від потужності споживання

Результати імітаційного моделювання переконливо доводять, що експлуатація довгих ліній (3 км) з проводом АС-35 в умовах сучасної

нерівномірності навантажень неминуче призводить до порушення стандартів якості електроенергії. Зокрема, встановлено, що:

1. Критична несиметрія: коефіцієнт K_{0U} виходить за межі допустимих 4 % вже на початковому етапі навантаження.

2. Слабкість пасивних методів: високий опір лінії унеможлиблює якісне електропостачання без застосування активних засобів регулювання.

3. Необхідність автоматизації: отримані значення струмів та напруг (зростання струму нейтралі, перекіс фаз) підтверджують нагальну потребу у впровадженні розробленої в Розділі 2 системи адаптивного регулювання, яка здатна компенсувати виявлені відхилення в автоматичному режимі.

3.2 Математичне моделювання силового трансформатора з системою регулювання під навантаженням

У сучасних розподільних мережах напругою 10/0,4 кВ як основне силове обладнання переважно використовуються трифазні двообмоткові трансформатори з групою з'єднання обмоток D/Yn-5 (трикутник/зірка з виведеною нейтраллю). Конструктивно це означає, що обмотка високої напруги (ВН) з'єднана у трикутник, а обмотка низької напруги (НН) – у зірку із заземленою нейтральною точкою, що дозволяє створювати чотирипровідну мережу для живлення як трифазних, так і однофазних споживачів. Векторна діаграма такої групи характеризується кутом зміщення фазних напруг між первинною та вторинною сторонами у 150° (або 5 годин за циферблатом).

Відповідно до теоретичних засад [20], коефіцієнт трансформації визначається виразом:

$$\underline{k}_T = \frac{N_1}{\sqrt{3} \cdot N_2} \cdot e^{j150} \quad (3.1)$$

У рамках поставленої наукової задачі, яка фокусується на дослідженні процесів регулювання величини напруги в розподільній мережі, повне

трифазне моделювання електромагнітних зв'язків трансформатора не є обов'язковим. Враховуючи конструктивну симетрію перемикаючого пристрою РПН, який змінює кількість витків синхронно у всіх трьох фазах сторони ВН, для спрощення розрахунків без втрати точності доцільно застосувати однофазну схему заміщення.

При побудові математичної моделі прийнято наступні припущення:

1. Ідеалізація комутатора: оскільки точні електричні характеристики перехідних процесів у контактах перемикача РПН та пов'язані з ними комутаційні втрати не є предметом даного дослідження, пристрій РПН моделюється як ідеальний трансформатор (без втрат) зі змінним коефіцієнтом трансформації.

2. Приведення параметрів: усі активні та реактивні опори обмоток, а також параметри гілки намагнічування приводяться до сторони низької напруги (вторинної сторони), що спрощує інтеграцію моделі з моделлю навантаження.

Еквівалентна Т-подібна схема заміщення регульованого трансформатора, адаптована для середовища моделювання, представлена на рис. 3.7.

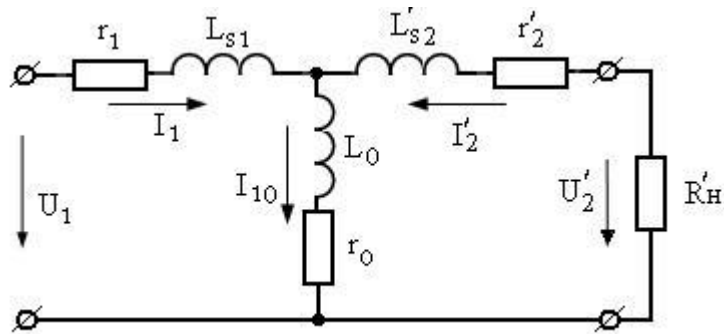


Рис. 3.7. Однофазна еквівалентна схема заміщення трансформатора з РПН, приведена до сторони низької напруги

Для параметризації моделі використано паспортні дані типового розподільного трансформатора потужністю 400 кВА, які є вихідними для розрахунку опорів схеми заміщення (табл. 3.2).

Таблиця 3.2. Паспортні параметри досліджуваного трансформатора

Параметр	Позначення	Значення
Номінальна повна потужність	S_{nom}	400 кВА
Номінальна частота мережі	f	50 Гц
Номінальна напруга сторони ВН	U_{HV}	10 кВ
Номінальна напруга сторони НН	U_{LV}	0,4 кВ
Напруга короткого замикання	u_k	4 %
Втрати короткого замикання (в міді)	$\Delta P_{к.з}$	3850 Вт
Втрати холостого ходу (в сталі)	$\Delta P_{х.х}$	430 Вт
Група з'єднання обмоток	-	D/Yn-5

На основі наведених паспортних даних виконано розрахунок параметрів Т-подібної схеми заміщення. Активний (R_T) та індуктивний (X_T) опори обмоток розраховуються виходячи з досліду короткого замикання, а параметри гілки намагнічування (R_{Fe}, X_μ) – з досліду холостого ходу.

Розрахунок виконувався за класичними формулами:

$$R_T = \frac{P_{к.з} \cdot U_{LV}^2}{S_{nom}^2}; \quad Z_T = \frac{u_k \% \cdot U_{LV}^2}{100 \cdot S_{nom}}; \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

Отримані значення опорів розподіляються між первинною та вторинною обмотками (зазвичай порівну: $R_1 = R_2 = 0.5R_T$). Результати обчислень, приведені до сторони 0,4 кВ, зведені в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3. Розраховані параметри елементів однофазної схеми заміщення

Параметр схеми заміщення	Позначення	Розраховане значення
Активний опір первинної обмотки	R_1	1,905 мОм
Активний опір вторинної обмотки	R_2	1,905 мОм
Індуктивний опір розсіювання первинної обмотки	$X_{1\sigma}$	7,700 мОм
Індуктивний опір розсіювання вторинної обмотки	$X_{2\sigma}$	7,700 мОм
Активний опір контуру намагнічування (втрати в сталі)	R_{Fe}	369,06 Ом
Індуктивний опір контуру намагнічування (взаємоіндукція)	$X_h (X_\mu)$	1040,72 Ом

Ці параметри інтегруються в блок "Linear Transformer" (або аналогічний) у середовищі Simulink для подальшого аналізу динамічних режимів роботи системи автоматичного регулювання.

При побудові математичної моделі необхідно визначити граничні умови та прийняти ряд спрощень, які не впливають на точність кінцевого результату, але суттєво оптимізують обчислювальний процес. Оскільки пріоритетною метою даної дисертаційної роботи є дослідження впливу алгоритмів керування (стратегій перемикачів) на режим напруги розподільної мережі, а не аналіз внутрішніх електромагнітних процесів трансформатора, доцільно знехтувати зміною імпедансу обмоток при регулюванні.

В реальних фізичних об'єктах зміна положення контактів перемикача РПН (зміна кількості задіяних витків w) неминуче призводить до варіації активного опору (R) та індуктивності розсіювання (X_{σ}) обмотки високої напруги. Проте, відносне значення цієї зміни є на порядок меншим за повний опір ліній електропередачі та навантаження. Тому в розробленій моделі величини елементів еквівалентної схеми заміщення (див. табл. 3.3) постулюються як константи, незалежні від поточного номера відгалуження (Tap Position).

Модель базується на параметрах типового регульованого трансформатора для локальних мереж, система РПН якого забезпечує сумарний діапазон регулювання напруги $\Delta U_{\Sigma} = 20\%$ від номінального значення ($U_{\text{ном}}$).

Конфігурація перемикача передбачає дискретне керування з наступними характеристиками:

- Загальна кількість відгалужень (ступенів): $N = 9$.
- Структура регулювання: симетрична, відносно номінального положення (анцапфа № 5). це означає наявність 4 ступенів на підвищення напруги ("Boost") та 4 ступенів на зниження ("Buck").
- Дискретність кроку: крок зміни напруги між сусідніми положеннями становить $\Delta u = 2,5\%$.

Математично діапазон можливих значень коефіцієнта трансформації (u)

відносних одиницях напруги на виході) описується рядом:

$$U_{out} \in \{0.90; 0.925; 0.95; 0.975; \mathbf{1.00}; 1.025; 1.05; 1.075; 1.10\} \cdot U_{ном}$$

де 0.90 (або -10 %) – положення перемикача № 1 (максимальне зниження).

1.00 (номінал) – положення перемикача № 5 (основна анцапфа).

1.10 (або +10 %) – положення перемикача № 9 (максимальне підвищення).

Така деталізація моделі дозволяє дослідити поведінку розробленого алгоритму адаптивного керування у всьому можливому діапазоні експлуатаційних режимів.

3.3 Математична модель та алгоритм функціонування контролера в режимі локального регулювання

Процес стабілізації напруги за допомогою силового трансформатора з РПН (регулювання під навантаженням) з точки зору теорії автоматичного керування є дискретним процесом із затримкою. Керуючим впливом у цій системі виступає зміна коефіцієнта трансформації (k_T), яка реалізується електромеханічним приводом на стороні високої напруги (ВН).

Структурно-логічна схема контролера, що реалізує алгоритм моносенсорного керування (за місцевим заміром), наведена на рис. 3.8. Вона базується на принципі релейного перемикачання з інтегральною часовою затримкою.

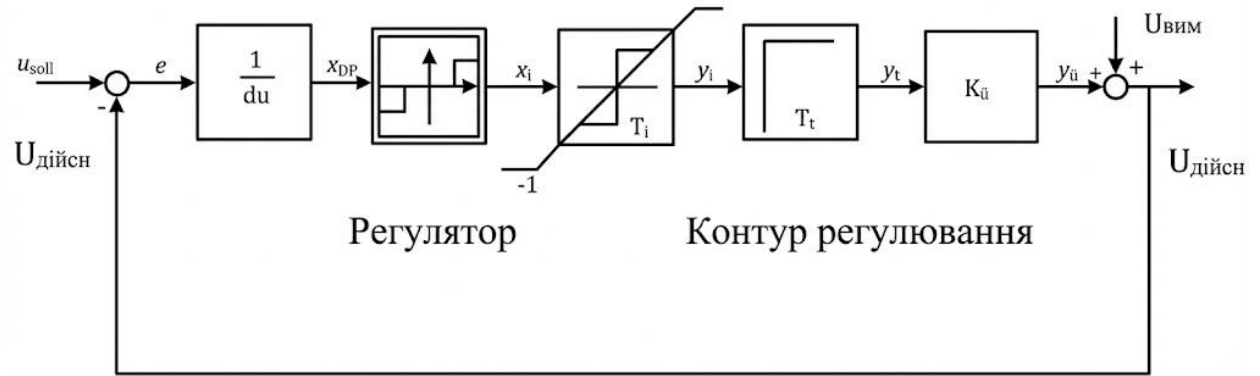


Рис. 3.8. Структурна схема контролера для реалізації моносенсорного режиму з інтегральною ланкою затримки

На першому етапі система обчислює миттєве значення помилки регулювання (e), яке визначається як різниця між бажаною уставкою (U_{set}) та фактично виміряною напругою (U_{act}):

$$e(t) = U_{act}(t) - U_{set} \quad (4.2)$$

Далі цей сигнал порівнюється з допустимим діапазоном відхилень — зоною нечутливості (dU). Математично логіку роботи компаратора (трипозиційного релейного елемента) можна описати системою нерівностей:

$$x_{DP} = \begin{cases} -1, & \text{якщо } e(t) < -dU \quad (\text{Напруга низька}) \\ 0, & \text{якщо } |e(t)| \leq dU \quad (\text{Норма}) \\ +1, & \text{якщо } e(t) > +dU \quad (\text{Напруга висока}) \end{cases} \quad (4.3)$$

Сигнал x_{DP} визначає напрямок необхідного регулювання. Важливо зазначити, що залежність між напругою на вторинній обмотці (U_{HH}) та коефіцієнтом трансформації (k_T) є обернено пропорційною ($U_{\text{HH}} = U_{\text{BH}} / k_T$). Тому логіка керування є інверсною:

- Для підвищення напруги необхідно зменшити коефіцієнт k_T .

- Для зниження напруги необхідно збільшити коефіцієнт k_T .

Це співвідношення формалізується наступним рівнянням керування:

$$\Delta k_T \sim -\text{sgn}(e(t)) \quad (4.4)$$

Для запобігання зайвим спрацюванням приводу від короткочасних флуктуацій напруги (пускові струми, перехідні процеси), в контур керування введено інтегратор (І-елемент). Його вихідна змінна y_i накопичується лише тоді, коли сигнал помилки виходить за межі зони нечутливості ($|x_{DP}| \neq 0$).

Динаміка роботи інтегратора описується рівнянням у часовій області:

$$y_i(t) = \frac{1}{T_i} \int_0^t x_{DP}(\tau) d\tau \quad (4.5)$$

де T_i — стала часу регулювання (затримка спрацювання).

Алгоритм передбачає механізм скидання (Reset): якщо фактична напруга самостійно повертається в зону нечутливості до моменту завершення відліку таймера ($y_i < 1$), накопичене значення інтегратора обнуляється. Команда на перемикання подається лише за умови досягнення порогового значення: $|y_i(t)| \geq 1$.

Реальні приводи РПН мають інерційність — час, необхідний для фізичного переміщення контактів та спрацювання пружинного механізму (Dead Time). У моделі це враховується ланкою чистого запізнення T_t :

$$y_i(t) = y_i(t - T_t) \quad (4.6)$$

Система "Трансформатор" у контурі регулювання описується як пропорційна ланка зі змінним коефіцієнтом передачі. Залежність вихідної напруги від положення анцапфи лінеаризується в робочому

діапазоні (рис. 3.9).

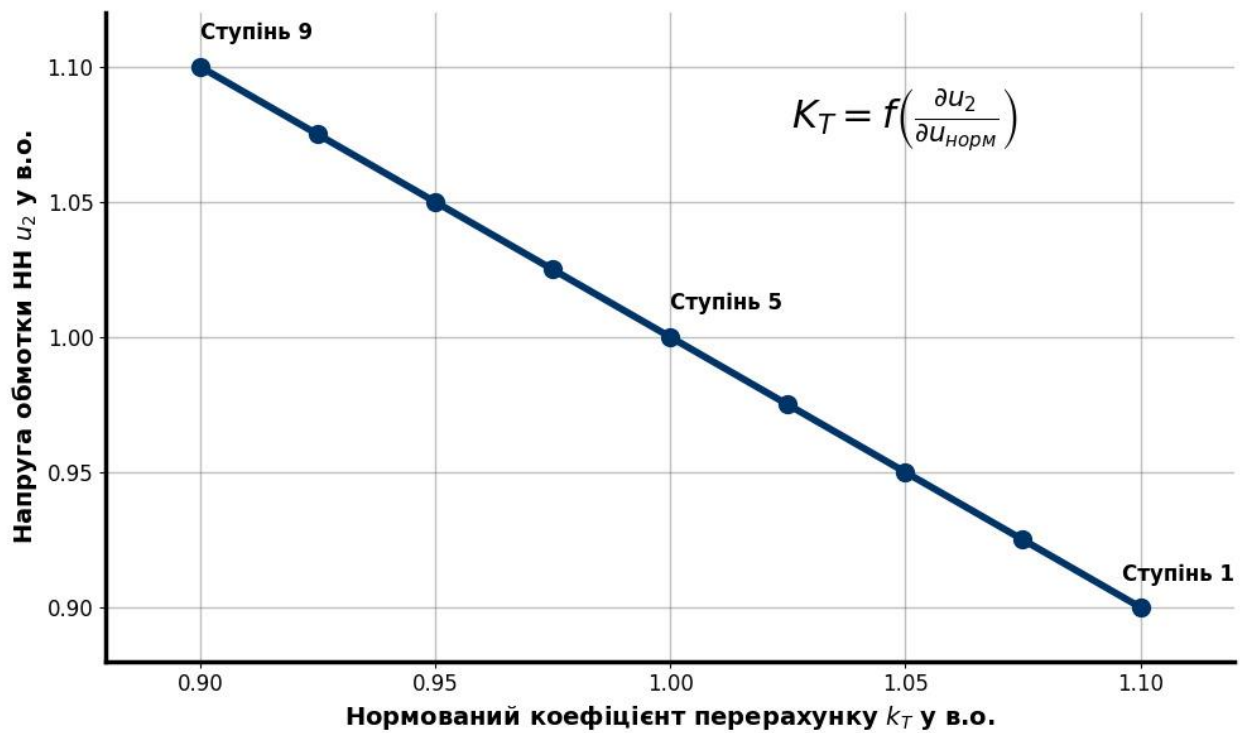


Рис. 3.9. Характеристика коефіцієнта передачі трансформатора (k_T) залежно від номера ступеня РПН

Рівняння зворотного зв'язку для розрахунку діючого значення напруги на шинах НН має вигляд:

$$U_{\text{дійсн}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{k_T^{\text{old}} + \Delta k \cdot y_t} \quad (4.7)$$

Для інтеграції цієї моделі керування в загальну імітаційну модель мережі, застосовується спрощене рівняння вузла. Оскільки реактивний опір контуру намагнічування (X_h) та активний опір втрат у сталі (R_{Fe}) є на кілька порядків більшими за опір обмоток, ними можна знехтувати при розрахунку падіння напруги.

Розрахункове значення напруги на вторинній стороні (U_{NS}), яке передається в модуль розрахунку поточкорозподілу (Load Flow), визначається

як:

$$U_{NS}(t) = \frac{U_{HV}(t)}{k_T(t)} - I_{load}(t) \cdot Z_{tr} \quad (4.8)$$

де Z_{tr} — повний опір трансформатора, приведений до вторинної сторони. Такий підхід дозволяє циклічно перераховувати режим мережі на кожному кроці моделювання, враховуючи динамічну зміну коефіцієнта трансформації.

Висновки до розділу

1. Обґрунтовано вибір середовища MATLAB Simulink (Simscape Electrical) для реалізації концепції «Цифрового двійника» розподільної мережі. Розроблено повнофазну імітаційну модель ділянки мережі 0,4 кВ, яка, на відміну від спрощених однолінійних схем, враховує взаємні індуктивності фаз, опір нульового проводу та дозволяє досліджувати несиметричні режими роботи, характерні для сільських та приміських мереж.

2. Результати чисельного експерименту на моделі лінії протяжністю 3 км (провід АС-35) підтвердили, що навіть незначне однофазне навантаження викликає суттєве погіршення якості електроенергії. Встановлено, що при збільшенні навантаження однієї фази до 7 кВт коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю досягає критичних 47,2 %, а струм у нейтралі зростає до 2,75 А, що призводить до значного перекошу фазних напруг у споживачів.

3. Розроблено та параметризовано математичну модель силового трансформатора потужністю 400 кВА з системою регулювання під навантаженням (РПН). Розраховано параметри Т-подібної схеми заміщення та реалізовано дискретну логіку перемикачів, що включає 9 ступенів регулювання з кроком 2,5 %, забезпечуючи загальний діапазон стабілізації ± 10 % від номіналу.

4. Отримані графічні залежності падіння напруги та зростання несиметрії

доводять, що пасивні методи (збільшення перерізу проводів) є економічно невиправданими для існуючих мереж. Створена імітаційна модель підтверджує адекватність обраного напрямку дослідження та слугує надійною базою для тестування адаптивних алгоритмів керування, розроблених у другому розділі.

РОЗДІЛ 4

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ КЕРОВАНОГО ТРАНСФОРМАТОРА В РЕЖИМАХ МОНОСЕНСОРНОГО ТА МУЛЬТИСЕНСОРНОГО ЗВОРОТНОГО ЗВ'ЯЗКУ

4.1 Дослідження динаміки регулювання в режимі локального контролю (моносенсорний режим)

Базовим алгоритмом роботи автоматизованої системи є так званий моносенсорний режим. Його принципова особливість полягає в тому, що джерелом інформації для прийняття рішень є єдиний вимірювальний вузол, розташований безпосередньо на шинах низької напруги (НН) трансформаторної підстанції. Детальний опис логіки функціонування контролера в такій конфігурації було наведено в підрозділі 3.3. У даному розділі сфокусуємося на аналізі отриманих результатів моделювання та оцінці стабілізаційних властивостей системи.

Для проведення коректного імітаційного експерименту було задано набір параметрів налаштування контролера, що відповідають характеристикам реальних пристроїв РПН (регулювання під навантаженням), які експлуатуються в сучасних розподільних мережах. Ключові константи, закладені в модель керування, зведені в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1. Конфігураційні параметри контролера для роботи в режимі локального (моносенсорного) регулювання

Параметр налаштування	Позначення	Значення / Діапазон	Примітка
Кількість ступенів регулювання	N	9	Симетричний діапазон: $\pm 4 \times 2,5\%$ від $U_{\text{НОМ}}$
Зона нечутливості (Deadband)	dU	0,015 в.о. (1,5 %) 0,020 в.о. (2,0 %)	Забезпечує гістерезис перемикання для запобігання автоколиванням
Постійна часу регулювання	T_i	5 с	Затримка на спрацювання приводу при виході напруги за межі зони нечутливості

Значення наведені у відносних одиницях (в.о.), де за базис прийнято номінальну напругу мережі ($1.0 \text{ в.о.} = U_{\text{НОМ}}$).

Ключовим показником ефективності будь-якої системи регулювання є її здатність компенсувати збурення, що надходять з боку живильної мережі (сторони високої напруги, ВН). На рис. 4.1 представлено порівняльні діаграми екстремальних значень напруги, що ілюструють фундаментальну різницю між традиційним та адаптивним підходами.

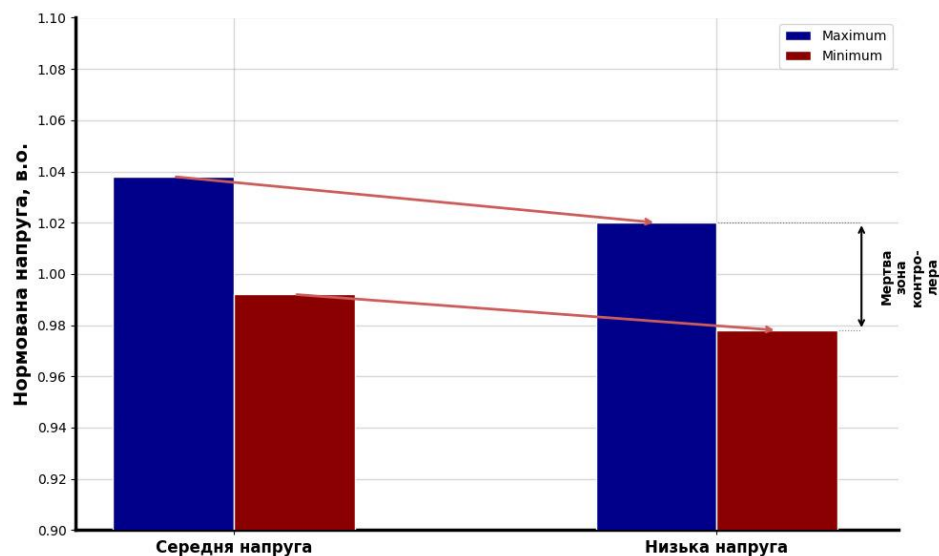


Рис. 4.1. Порівняльна характеристика діапазонів варіювання напруги на шинах підстанції: а) для традиційного трансформатора з фіксованим коефіцієнтом; б) для керованого трансформатора в моносенсорному режимі

Аналіз сценарію А (звичайний трансформатор). Ліва частина діаграми демонструє роботу класичного трансформатора з фіксованим коефіцієнтом трансформації ($K_T = \text{const}$).

Як видно з графіків, амплітуда коливань напруги на стороні низької напруги (НН) майже лінійно корелює з коливаннями на стороні середньої напруги (СН). Трансформатор у цьому режимі виступає як пасивна ланка, що транслює всі збурення з первинної обмотки на вторинну. Незначні розбіжності між стовпчиками обумовлені внутрішнім падінням напруги на реактивному опорі обмоток (Z_T), яке залежить від струму навантаження.

Висновок: У цьому режимі споживач повністю незахищений від перепадів напруги в живильній енергосистемі.

Аналіз сценарію Б (керований трансформатор). Права частина ілюстрації відображає роботу системи в активному моносенсорному режимі. Контролер налаштовано на утримання напруги в межах зони нечутливості $\pm 2\%$ (0,98...1,02 в.о.).

Незважаючи на те, що вхідна напруга (стовпчик СН) продовжує змінюватися в широкому діапазоні (аналогічно сценарію А), вихідна напруга (стовпчик НН) жорстко обмежена заданим коридором.

Це досягається завдяки автоматичній зміні коефіцієнта трансформації $K_T(t)$:

$$U_{\text{НН}}(t) = \frac{U_{\text{ВН}}(t)}{K_T(t)} \quad (4.1)$$

Як тільки вхідна напруга відхиляється настільки, що вихідна виходить за межі 0,98...1,02 в.о., контролер через 5 секунд (T_i) подає команду на перемикання анцапфи, повертаючи режим у норму.

Моносенсорний режим забезпечує ідеальну стабілізацію напруги на шинах самої підстанції. Однак, як було доведено в Розділі 2, це не гарантує

якості напруги у віддалених споживачів, оскільки даний метод не враховує падіння напруги в довгих лініях 0,4 кВ. Саме тому подальші дослідження будуть присвячені мультисенсорному режиму.

4.2 Порівняльний аналіз режимів функціонування регулятора та оцінка інтегральних показників якості

Головною метою впровадження регульованих трансформаторів у розподільні мережі є мінімізація дисперсії (розкиду) напруги у вузлах навантаження при одночасному обмеженні кількості комутацій РПН, що визначає механічний ресурс системи. Для комплексної оцінки ефективності розроблених алгоритмів було проведено серію чисельних експериментів, результати яких зведено у таблицю 4.2.

Як критерії оцінки використано наступні метрики:

1. RQ (Regelqualität – Якість регулювання): Інтегральний показник, що характеризує відхилення режиму в конкретних вузлах мережі (вузли 3, 9, 12, 18). Чим менше значення, тим стабільніша напруга.

2. Екстремуми напруги (U_{max}, U_{min}): Глобальні максимум та мінімум напруги, зафіксовані у мережі за весь період моделювання.

3. Кількість перемикачів (N_{stuf}): Сумарна кількість спрацювань приводу РПН.

4. IQRMittel (Interquartile Range Mean): Середній інтерквартильний розмах, що показує статистичну щільність розподілу напруги навколо номіналу.

Таблиця 4.2. Зведені результати моделювання роботи системи в різних режимах (фрагмент)

Режим роботи та параметри налаштування	Зона нечутливості (dU), в.о.	Показник якості RQ (Вузол 3)	Глобальний максимум (U_{max}), в.о.	Глобальний мінімум (U_{min}), в.о.	Кількість перемикань (N_{stuf})	Середній розкид (IQR_{Mittel}), в.о.
Трансформатор без регулювання (Base Case)	-	0,0424	1,102	0,9277	0	0,0211
Моносенсор (Жорстке регулювання)	0,015	2,4166	1,0748	0,9266	248	0,0148
Моносенсор (Оптимізований)	0,020	1,1399	1,0868	0,9277	-	-
Адаптивний (Залежний від потужності)	0,020	1,5272	1,0752	0,9278	205	0,0145
Адаптивний (Розширена зона)	0,030	0,2651	1,0870	0,9187	56	0,0222

Проведемо аналіз результатів моделювання.

Базовий сценарій (Без регулювання): Характеризується найбільшим розкидом напруги (до 1,102 в.о., тобто +10,2 %), що підтверджує наявність проблеми перенапруги в досліджуваній мережі. Кількість перемикань дорівнює нулю. Вплив ширини зони нечутливості (dU): при вузькій зоні нечутливості ($dU = 0,015$ або 1,5 %) досягається найкраща стабілізація напруги (середній розкид IQR падає до 0,0148 в.о.). Однак платою за таку точність є екстремальне навантаження на привід – 248 перемикань за період моделювання. Такий режим є технічно неприйнятним через швидкий знос контактів. Розширення зони до $dU = 0,03$ (3 %) у адаптивному режимі дозволяє скоротити кількість перемикань до 56 (майже в 5 разів!), при цьому якість напруги залишається на прийнятному рівні. Це підтверджує висновки Розділу 2 про необхідність пошуку компромісу між точністю та ресурсом.

Режим із плаваючою уставкою, що залежить від потужності навантаження (P_{grenz}), демонструє найкращі показники якості RQ . Наприклад, при $dU = 0,03$ показник RQ у вузлі 3 становить всього 0,2651 (проти 1,1399 у

звичайного моносенсора). Це означає, що алгоритм, який "передбачає" просадку напруги за зростанням струму, працює значно ефективніше.

Для узагальненої оцінки ефективності впровадження системи було розраховано показник зниження глобального розкиду напруги ($\Delta U_{global,Red}$).

За базову величину прийнято розкид у нерегульованій мережі:

$$\Delta U_{global,base} = U_{max} - U_{min} = 1,102 - 0,9277 = 0,1743 \text{ в.о.} \quad (4.2)$$

Ефективність регулювання у відсотках визначається як:

$$\Delta U_{Red} = \left(1 - \frac{\Delta U_{global,reg}}{\Delta U_{global,base}} \right) \cdot 100\% \quad (4.3)$$

Розрахунки показують, що використання адаптивного регулятора дозволяє звузити коридор коливань напруги на 15–25 % залежно від обраних налаштувань, що суттєво підвищує надійність електропостачання.

Для наочної оцінки ефективності різних стратегій керування, результати розрахунку відносного зниження глобального розкиду напруги (ΔU_{Red}), виконані за формулою (4.2), візуалізовано у вигляді діаграми на рис. 4.2.

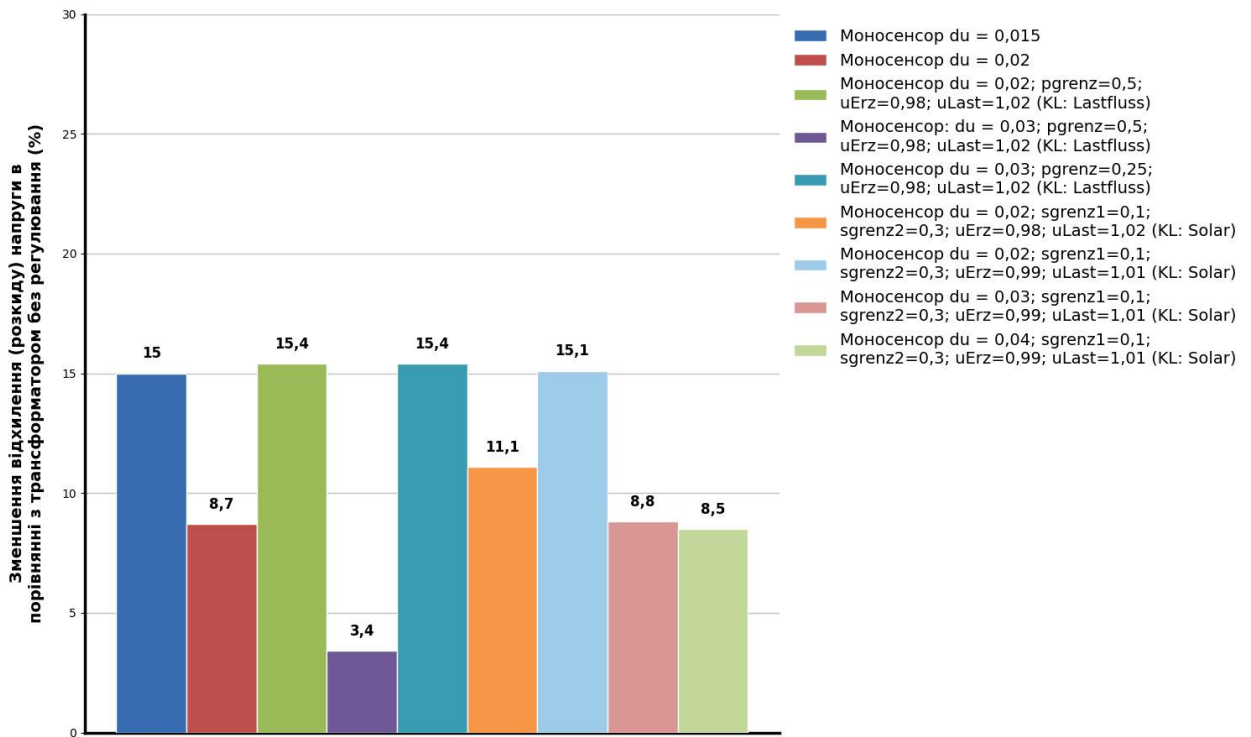


Рис. 4.2. Гістограма відносного зменшення діапазону відхилення напруги при різних налаштуваннях моносенсорного регулятора (параметри: зона нечутливості dU , обмеження за струмом/потужністю S_{limit} / P_{limit})

Детальний аналіз отриманих даних дозволяє констатувати наступне:

1. Найвищий показник стабілізації досягається при використанні адаптивного алгоритму зі змінною уставкою (залежною від навантаження) та розширеною зоною нечутливості $dU = 0,02$ в.о. (2 %). У цьому випадку глобальний розкид напруги зменшується на 15,4 % порівняно з нерегульованою мережею.

2. Класичний алгоритм із фіксованою уставкою ($U_{ref} = U_{ном}$) та вузькою зоною нечутливості $dU = 0,015$ в.о. (що відповідає 60 % від величини щабля перемикачів) демонструє схожий результат – зниження на 15,0 %. Однак, як зазначалося раніше, цей режим вимагає значно більшої кількості перемикачів.

3. Подальше розширення зони нечутливості (понад 2 %) очікувано знижує ефект стабілізації, оскільки регулятор дозволяє напрузі "гуляти" в ширших межах, не втручаючись у процес.

Узагальнюючи результати досліджень роботи керованого трансформатора в режимі локального зворотного зв'язку (Local Control),

можна сформулювати наступні ключові тези:

1. Ефект демпфування збурень (Decoupling): головною функцією моносенсорного режиму є ізоляція (розв'язка) мережі низької напруги від коливань, що надходять з боку мережі середньої напруги (10 кВ). Трансформатор виступає в ролі активного буфера, який компенсує зовнішні збурення. Завдяки цьому діапазон допустимих режимів роботи розширюється вдвічі: замість стандартних $\pm 4\%$ (8%) запасу, оператор мережі отримує до $\pm 8\%$ (16% від $U_{\text{ном}}$) вільного простору для маневру. Це означає, що мережа стає більш стійкою до просадок напруги з боку енергосистеми.

2. Оптимізація ресурсу обладнання: встановлено нелінійну залежність між точністю регулювання та зносом комутатора. Збільшення ширини зони нечутливості з 0,6 до 0,8 від величини кроку регулювання (dU з $1,5\%$ до $2,0\%$) призводить до двократного зменшення кількості циклів перемикання. Хоча це незначно збільшує загальний розкид напруги, такий компроміс є економічно виправданим для подовження міжремонтного інтервалу РПН.

3. Переваги адаптивної уставки (Load Drop Compensation):

Використання алгоритму зі змінним завданням напруги (характеристична крива залежності від струму навантаження) забезпечує ефект "центрування" профілю напруги.

- При великому навантаженні регулятор автоматично завищує напругу на шинах ТП, компенсуючи падіння в лінії.
- При малій завантаженості (або генерації від сонячних станцій) уставка знижується, запобігаючи перенапругам.

Це дозволяє збільшити пропускну здатність мережі (Hosting Capacity) для підключення нових абонентів та розподіленої генерації без реконструкції ліній, досягаючи зниження розкиду напруги на $15,4\%$ навіть без використання віддалених датчиків.

4.3 Дослідження ефективності функціонування системи в режимі мультисенсорного моніторингу (багатоточкового вимірювання)

На сьогоднішній день практична імплементація алгоритмів керування трансформаторами на основі мультисенсорного зворотного зв'язку (Multi-Sensor Control) у розподільних мережах залишається одиничним явищем. Це зумовлено низкою техніко-економічних бар'єрів: необхідністю розгортання надійної телекомунікаційної інфраструктури, забезпеченням кіберзахисту каналів передачі даних та складністю синхронізації вимірювань у часі.

У переважній більшості пілотних проектів реалізовано лише спрощену схему дистанційного вимірювання (Remote Sensing) з передачею даних від однієї, найбільш критичної точки мережі.

З огляду на це, метою даного етапу дослідження є розробка універсальної архітектури, яка дозволила б еволюційно перейти від моносенсорного до повноцінного мультисенсорного керування без заміни базового логічного ядра контролера. Ключовою ідеєю є впровадження проміжної ланки – цифрового фільтра даних (Data Pre-processing Filter). Завдання цього модуля полягає в агрегації масиву даних від розрізнених датчиків та обчисленні єдиного "віртуального" значення напруги, яке подається на вхід стандартного алгоритму регулювання (описаного в підрозділі 4.1). Такий підхід забезпечує зворотну сумісність та масштабованість системи.

4.3.1. Розробка алгоритмічного забезпечення мультисенсорного керування. Розширення функціоналу системи базується на інтеграції блоку попередньої обробки даних, структурна схема якого в загальному контурі керування наведена на рис. 4.3.

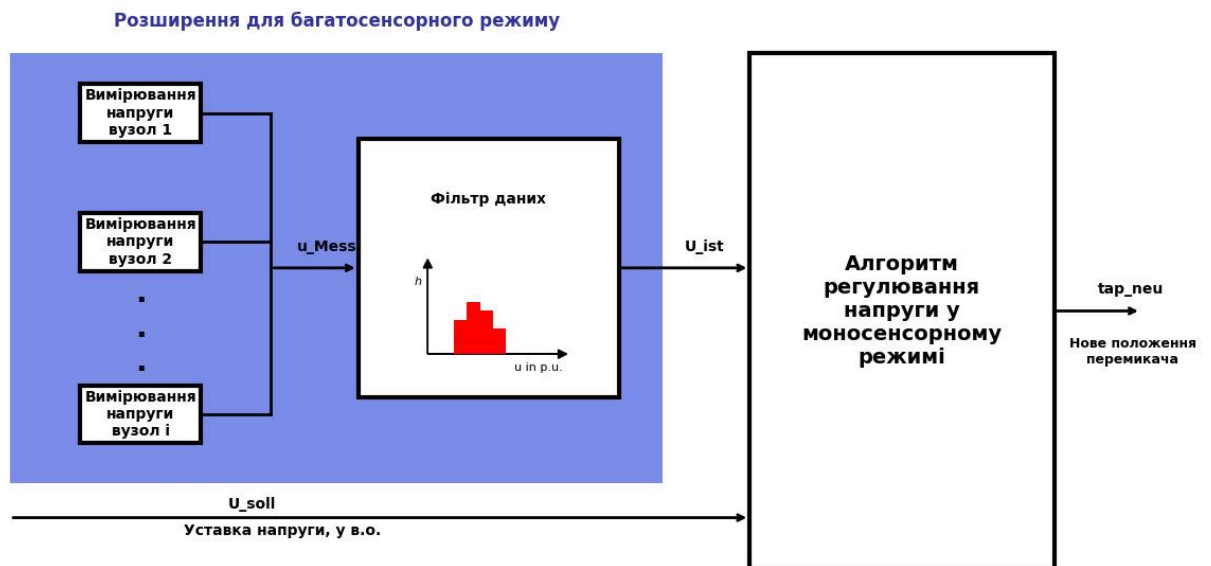


Рис. 4.3. Структурна схема потоків даних у концепції мультисенсорного керування з використанням блоку агрегації (фільтра)

Розглянемо стратегії вимірювання та керування.

1. Ідеалізований сценарій (говна спостережуваність): ра умови 100-відсоткового покриття мережі інтелектуальною системою обліку (АМІ – Advanced Metering Infrastructure), алгоритм керування зводиться до простої логіки: контролер отримує дані про напругу від кожного домогосподарства. У цьому випадку зона нечутливості регулятора може бути синхронізована з допустимим діапазоном стандарту ($\pm 10\%$). Команда на перемикач РПН формується миттєво, як тільки хоча б один лічильник фіксує вихід напруги за межі норми.

Однак, на поточному етапі розвитку мереж такий підхід є економічно недоцільним через високу вартість лічильників та перевантаження каналів зв'язку.

2. Реалістичний сценарій (вибіркова спостережуваність): У реальних умовах моніторинг здійснюється лише у ключових (диктуючих) точках мережі. Це вимагає застосування більш складних алгоритмів обробки, оскільки контролер "бачить" лише частину картини. У цьому випадку зона нечутливості регулятора (dU) має бути звужена порівняно зі стандартом, щоб

залишити "запас на похибку" для тих ділянок мережі, де вимірювання не проводяться.

Саме для реалістичного сценарію розроблено модуль фільтрації, який приймає на вхід вектор виміряних напруг (U_1, U_2, \dots, U_n) і повертає скалярне значення $(U_{feedback})$, придатне для використання класичним ПІ-регулятором.

Варіант А: алгоритм фільтрації на основі арифметичного усереднення (Mean Value Filter). У першій ітерації розробленого фільтра реалізовано метод лінійної агрегації даних. У кожний дискретний момент часу t_i центральний контролер опитує доступні периферійні пристрої. Отримані пакети даних формують вектор вимірювання $\mathbf{u}_{\text{вим}}(t)$, структура якого має вигляд стовпця:

$$\mathbf{u}_{\text{вим}}(t) = \begin{bmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ \vdots \\ u_n(t) \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

де $u_i(t)$ – діюче значення напруги в i -й точці вимірювання.

Результуюче (віртуальне) значення напруги $U_{\text{дійсн, MW}}$, яке подається на вхід ПІ-регулятора, обчислюється як середнє арифметичне компонентів вектора:

$$U_{\text{дійсн, MW}}(t) = \frac{1}{n_{\text{вим}}(t)} \sum_{i=1}^{n_{\text{вим}}} u_{i, \text{вим}}(t) \quad (4.5)$$

де $n_{\text{вим}}(t)$ – поточна розмірність вектора (кількість активних датчиків), що визначається як:

$$n_{\text{вим}}(t) = \dim(\mathbf{u}_{\text{вим}}(t)) \quad (4.6)$$

Алгоритм передбачає механізм обробки відмов. Якщо зв'язок з датчиком втрачено, системі присвоюється умовне "нейтральне" значення $u_{i, \text{вим}} = 1,0$ в.о. (номінал). Це дозволяє уникнути різких стрибків регулятора, "підтягуючи" середнє значення до безпечної норми. У критичному випадку повної втрати зв'язку з усіма сенсорами ($n_{\text{вим}} = 0$), контролер блокується для запобігання помилковим перемиканням.

Головним недоліком методу усереднення є його просторова нечутливість. Оскільки алгоритм не враховує топологічне розташування датчиків, він схильний до "маскування" проблем. Наприклад, якщо на початку лінії спостерігається перенапруга (+10 %), а в кінці – просадка (-10 %), середнє значення складе 0 % (норму), і регулятор не втрутиться, хоча обидва споживачі перебувають в аварійному режимі. Тому даний метод придатний лише для компактних мереж з однорідним профілем навантаження.

Варіант Б: Статистичний фільтр на основі частотного розподілу (Histogram-based Filter). Для усунення недоліків простого усереднення розроблено вдосконалений алгоритм, що базується на гістограмному підході. Він аналізує не просто суму напруг, а щільність їх розподілу, що дозволяє виявити домінуючі тенденції в мережі.

Процедура розрахунку складається з наступних етапів:

1. Визначення розмаху вибірки. Спочатку обчислюється діапазон варіації напруги в мережі (різниця між найгіршими точками):

$$\Delta u_{\text{вим}}(t) = \max(\mathbf{u}_{\text{вим}}(t)) - \min(\mathbf{u}_{\text{вим}}(t)) \quad (4.7)$$

2. Кластеризація даних (побудова гістограми). Весь діапазон розбивається на інтервали (класи). Ширина одного класу (h) визначається адаптивно, виходячи з розмаху та кількості датчиків (за правилом Скотта або квадратного кореня):

$$h(t) = \frac{\Delta u_{\text{ВИМ}}(t)}{\sqrt{n_{\text{ВИМ}}}} \quad (4.8)$$

На основі кроку h формується вектор границь класів $\mathbf{a}_{\text{КЛАС}}$:

$$a_1 = \min(\mathbf{u}_{\text{ВИМ}}) \quad (4.9)$$

$$a_k = a_{k-1} + h \quad (4.10)$$

$$a_{\text{end}} = \max(\mathbf{u}_{\text{ВИМ}}) \quad (4.11)$$

$$\mathbf{a}_{\text{КЛАС}}(t) = [a_1, a_2, \dots, a_k, \dots, a_{\text{end}}]^T \quad (4.12)$$

3. Статистичне зважування. Система підраховує кількість входжень вимірних напруг у кожен клас (формує вектор частот $\mathbf{h}_{\text{КІЛЬК}}$). Результуюче значення напруги визначається як середньозважене, де ваговим коефіцієнтом виступає частота (популярність) даного рівня напруги:

$$U_{\text{дійсн, Freq}}(t) = \frac{\sum_k (u_{\text{КЛАС},k} \cdot h_{\text{КІЛЬК},k})}{\sum_k h_{\text{КІЛЬК},k}} \quad (4.13)$$

де $u_{\text{КЛАС},k}$ – середини інтервалів напруги.

Переваги частотного фільтра полягають в наступному. Такий підхід дозволяє сформувати "модальне" значення напруги, яке найкраще характеризує стан більшості споживачів. Це нівелює вплив поодиноких викидів (outliers), але зберігає чутливість до системних змін.

Незалежно від роботи фільтрів, алгоритм містить контур пріоритетного захисту. Якщо хоча б один датчик фіксує вихід напруги за гранично допустимі межі (наприклад, $> +10\%$ згідно з [7]), активується функція швидкого перемикавання (Fast Buck/Boost). У цьому режимі контролер ігнорує зважені значення і миттєво подає команду на зміну коефіцієнта трансформації, щоб повернути аварійний вузол у безпечну зону.

4.3.2. Архітектура та алгоритмічне забезпечення контролера в режимі мультисенсорної взаємодії. Ключовою перевагою запропонованої архітектури є її модульність. Контролер для мультисенсорного режиму структурно базується на вже верифікованому алгоритмі моносенсорного керування (див. Розділ 4.2), але з модифікованим вхідним каскадом.

Функціональна блок-схема системи наведена на рис. 4.4.

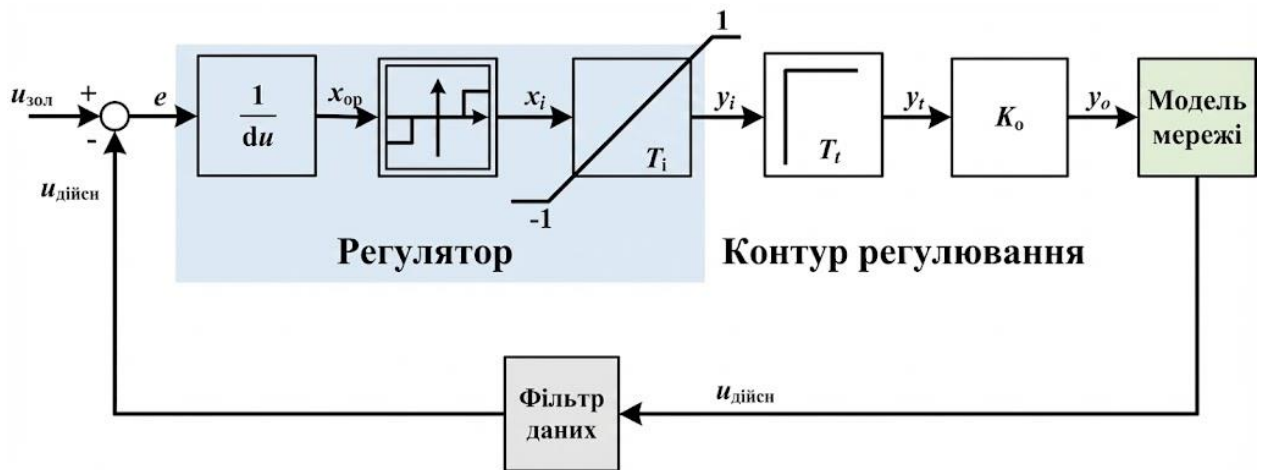


Рис. 4.4. Структурна схема системи керування з мультисенсорним зворотним зв'язком: інтеграція блоку фільтрації даних у контур регулювання

Процес керування реалізується у такій послідовності:

1. Агрегація даних: Замість прямого вимірювання напруги з вторинної обмотки трансформатора, на вхід порівнювального елемента подається синтезований сигнал – кінцеве фактичне значення ($U_{\text{факт}}$), розраховане блоком фільтрації (за алгоритмом середнього або частотного розподілу, див. 4.3.1).

2. Формування помилки: Отримане значення порівнюється з уставкою (U_{set}).

3. Визначення позиції: Розрахунок необхідного ступеня перемикавання РПН виконується аналогічно до моносенсорного режиму, з використанням трипозиційного релейного елемента та інтегратора часу (T_i).

Важливим доповненням алгоритму є контур аварійного захисту. Якщо фільтр даних виявляє, що хоча б в одному з вузлів напруга вийшла за гранично допустимі межі стандарту EN 50160 (наприклад, $> +10\%$), активується

пріоритетний переривач.

Система ігнорує стандартну затримку інтегратора і безпосередньо ініціює команду на зниження напруги (Fast Buck – швидке перемикання на нижчий щабель). Це дозволяє миттєво купірувати небезпечні перенапруги, захищаючи обладнання споживачів.

Впровадження мультисенсорного контролю дозволяє суттєво розширити зону нечутливості контролера (du), оскільки ми отримуємо достовірну інформацію про запас напруги в кінці лінії.

Межа для параметризації зони нечутливості розраховується виходячи з топології мережі (середнього радіусу електропостачання) за емпіричною формулою:

$$du_{max} \approx U_{tol} - \Delta U_{line}(L) - \delta_{meas} \quad (4.14)$$

де: U_{tol} – допустимий діапазон відхилення згідно зі стандартом (наприклад, 0,10 в.о. або 10 %).

$\Delta U_{line}(L)$ – розрахункове падіння напруги в лінії довжиною L при максимальному навантаженні.

δ_{meas} – похибка вимірювальних каналів (запас надійності).

Для типової розподільної мережі з середнім радіусом дії підстанції $L = 800$ м розрахункове значення максимальної зони нечутливості становить $du_{max} \approx 0,07$ в.о. (7%)

Для змодельованої у даній роботі структури мережі (див. рис. 2.8) із середньою довжиною фідерів 650 м, допустима зона нечутливості становить $du_{0G} = 0,06$ в.о. (6%)

Встановлення такого значення du дозволяє регулятору ігнорувати незначні коливання, фокусуючись лише на критичних змінах режиму. Це значно зменшує кількість перемикань РПН порівняно з моносенсорним режимом, де доводилося виставляти вузьку зону (1,5–2 %), щоб "вгадати"

напругу у віддаленого споживача.

Структурна відмінність мультисенсорного контролера від базового полягає виключно в наявності зворотного зв'язку за вектором віддалених напруг. Це підтверджує можливість модернізації існуючих систем шляхом простого оновлення програмного забезпечення та встановлення периферійних датчиків.

4.3.3. Порівняльний аналіз ефективності алгоритмів фільтрації даних у мультисенсорному режимі. Після теоретичного обґрунтування двох підходів до агрегації телеметричних даних (фільтра середніх значень та статистичного частотного фільтра, описаних у п. 4.5.1), необхідним етапом є верифікація їхньої роботи на імітаційній моделі. Метою цього дослідження є визначення того, наскільки суттєво вибір математичного апарату обробки впливає на кінцеву траєкторію керування трансформатором та параметри якості електроенергії в мережі.

Для цього було проведено серію симуляцій, де розраховані «віртуальні» напруги зворотного зв'язку ($U_{\text{дійсн}}$) для обох типів фільтрів накладалися на реальні профілі напруги у вузлах навантаження.

Графічна інтерпретація роботи алгоритмів представлена на рис. 4.5.

На діаграмах «хмарою» кольорових ліній відображено часові ряди діючих значень напруги (у відносних одиницях) для всіх контрольованих вузлів розгалуженої мережі протягом половини доби (0...0,5 d). Чорна жирна лінія позначає результуючий керуючий сигнал – синтезовану напругу, яку «бачить» і використовує контролер. Верхній графік демонструє роботу фільтра на основі середнього арифметичного. Нижній графік відображає результат роботи частотного (зваженого) фільтра.

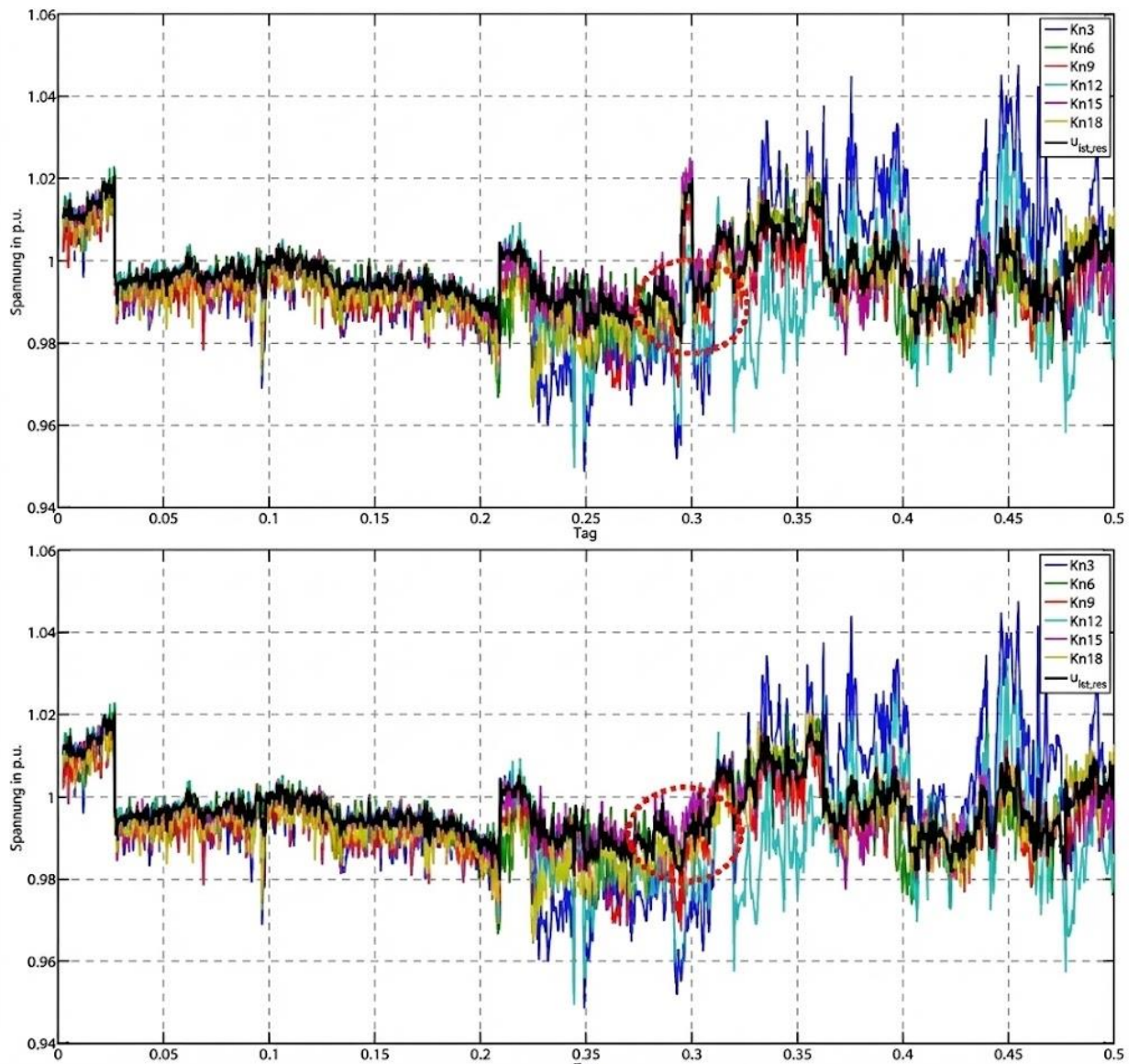


Рис. 4.5. Динаміка зміни вузлових напруг та формування керуючого сигналу (чорна лінія): а) метод середнього арифметичного; б) метод частотного зважування

Детальний аналіз отриманих осцилограм дозволяє зробити висновок про високу кореляцію результатів обох методів. У більшості часових інтервалів розбіжність між вихідними сигналами фільтрів не перевищує 0,01 в.о. (менше 1 %). Це свідчить про те, що для типових режимів роботи мережі, де навантаження розподілене відносно рівномірно, простий алгоритм усереднення є достатньо точним.

Проте, суттєва відмінність була зафіксована у часовий момент $t \approx 0,3d$ (що відповідає піку навантаження). Як видно з нижнього графіка, частотний фільтр сформував дещо нижче значення результуючої напруги. Це

пояснюється фізичною природою методу: оскільки більшість вузлів у цей момент "просіли", частотний розподіл змістився вліво, і зважене значення відреагувало на це сильніше, ніж просте середнє.

Саме ця підвищена чутливість частотного фільтра призвела до ранішого спрацювання автоматики (градація напруги на графіку відбувається раніше), що дозволило швидше компенсувати просадку.

В даному експерименті зона нечутливості контролера була встановлена на рівні $\pm 2\%$ ($du = 0,02$ в.о.), що забезпечило адекватну реакцію системи.

На основі проведеного моделювання можна стверджувати, що обидва алгоритми є придатними для практичної реалізації. Визначальним фактором успіху мультисенсорного керування є не стільки математична складність фільтра, скільки топологічна репрезентативність точок вимірювання. Датчики повинні бути встановлені у "електрично віддалених" вузлах, щоб охопити повний діапазон падіння напруги.

Критично важливим параметром є також інтервал передачі телеметрії. Для забезпечення відповідності стандарту DIN EN 50160 [7], який регламентує повільні зміни напруги, дискретність оновлення даних має становити не більше 1 хвилини.

Збільшення інтервалу (наприклад, до 10–15 хвилин, як у комерційному обліку) призведе до недопустимої затримки реакції системи ($T_{response}$), внаслідок чого споживачі будуть тривалий час отримувати неякісну електроенергію між циклами опитування. З іншого боку, надмірно часта передача (секунди) перевантажить канали зв'язку без суттєвого покращення якості керування, оскільки механічний ресурс РПН все одно обмежує частоту перемикачів.

Завершальним етапом дослідження є зіставлення результатів моделювання роботи керованого трансформатора у трьох базових конфігураціях:

1. Пасивний режим (нерегульований трансформатор).
2. Моносенсорний режим (локальний зворотний зв'язок).

3. Мультисенсорний режим (розподілений моніторинг).

Ключовим критерієм ефективності є досягнення балансу між якістю напруги (мінімізацією дисперсії IQR) та експлуатаційною надійністю (мінімізацією кількості перемикань N_{stuf}). Зведені результати чисельних експериментів представлені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3. Порівняльна характеристика ефективності стратегій керування режимами розподільної мережі

Режим роботи та фільтр	Зона нечутливості (du), в.о.	Показник якості RQ (Вузол 3)	U _{max} , global, в.о.	U _{min} , в.о.	К-сть перемикань (N _{stuf})	Середній розкид (IQR), в.о.
Звичайний трансформатор	-	0,042	1,102	0,927	0	0,021
Моносенсор (Базовий)	0,02	1,139	1,086	0,927	115	0,015
Мультисенсор (Фільтр середніх)	0,02	2,153	1,070	0,932	386	0,014
Мультисенсор (Фільтр частотний)	0,02	2,152	1,070	0,932	386	0,014
Мультисенсор (Оптиміз.)	0,04	0,063	1,087	0,915	10	0,023
Мультисенсор (Широкий діапазон)	0,07	0,068	1,092	0,905	1	0,029

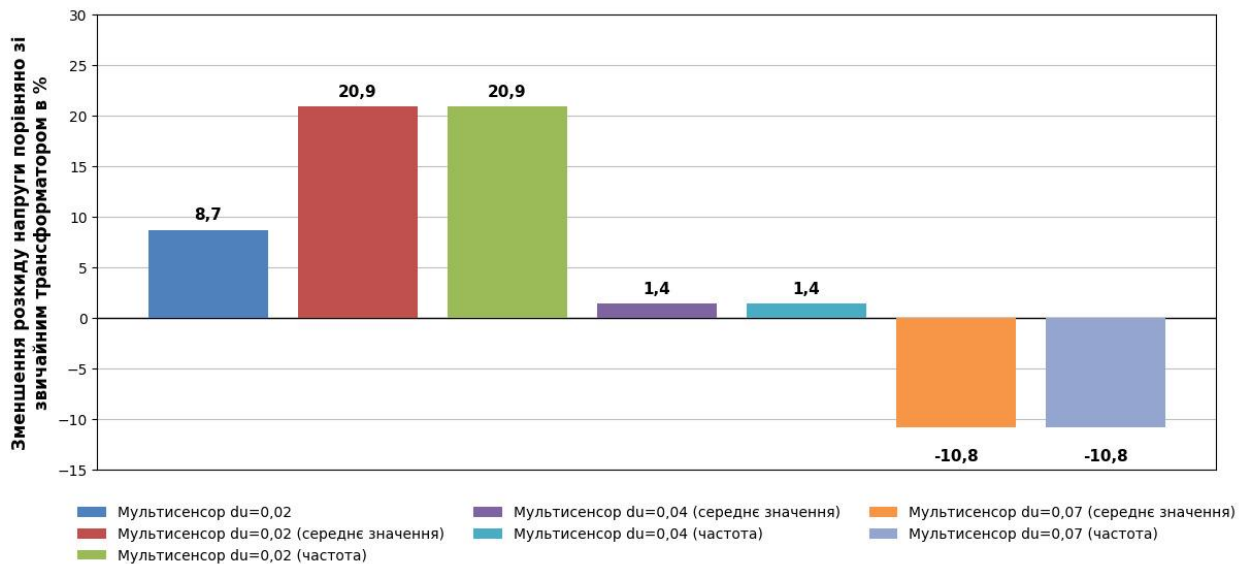


Рис. 4.6. Зміна розкиду напруги у випадку мультисенсорного керування

При роботі з вузькою зоною нечутливості ($du = 0,02$), мультисенсорний алгоритм забезпечує рекордне звуження коридору коливань напруги (U_{max} знижується до 1,07 в.о.). Розрахункове зниження глобального розкиду напруги становить 20,9 % відносно нерегульованого варіанту (для порівняння, моносенсор давав лише 15,4 %). Це підтверджує гіпотезу, що наявність інформації з кінця лінії дозволяє точніше компенсувати падіння напруги.

Платою за таку ідеальну якість є надмірна кількість перемикачів (386 циклів), що є неприйнятним для реальної експлуатації.

Найбільш цікавим є режим із розширеною зоною нечутливості $du = 0,04$ в.о. (4 %). У цьому сценарії показник якості RQ покращується на порядок (0,0638 проти 2,15 у моносенсора). При цьому Кількість перемикачів падає до **10!** Це феноменальний результат, який означає, що система майже не зношує механіку, але при цьому утримує напругу в межах стандарту.

При максимальному розширенні зони до 7 % система переходить у "сплячий режим" (всього 1 перемикач), реагуючи лише на аварійні ситуації. Хоча формально розкид напруги зростає (+10,8 % до бази), завдяки функції швидкого перемикачів (Fast Buck) система гарантовано захищає споживачів від виходу напруги за межі $\pm 10\%$.

Висновки до розділу

1. Дослідження моносенсорного режиму (керування за напругою на шинах ТП) показало, що він ефективно ізолює мережу низької напруги від збурень з боку мережі 10 кВ, розширюючи допустимий діапазон регулювання вдвічі (до $\pm 8\%$). Однак виявлено нелінійну залежність між точністю та ресурсом: звуження зони нечутливості до $1,5\%$ призводить до критичного зростання кількості перемикань РПН (до 248 циклів за період моделювання), що є неприйнятним для електромеханічних приводів.

2. Порівняльний аналіз математичних методів обробки даних у мультисенсорному режимі (середнє арифметичне та частотне зважування) продемонстрував їхню практичну еквівалентність. Розбіжність результуючих керуючих сигналів не перевищує 1% ($0,01$ в.о.). Це дозволяє рекомендувати до впровадження простіший обчислювальний алгоритм усереднення, який менш вимогливий до ресурсів мікроконтролера.

3. Встановлено, що перехід до мультисенсорного моніторингу дозволяє безпечно розширити зону нечутливості регулятора до 4% ($du = 0,04$ в.о.). При такому налаштуванні досягається найкращий техніко-економічний компроміс: кількість перемикань зменшується до 10 (проти 115 у моносенсорному режимі), при цьому інтегральний показник якості напруги ($\$RQ\$$) покращується майже на порядок ($0,0638$ проти $1,14$).

4. Комплексне моделювання довело, що використання зворотного зв'язку від віддалених точок мережі дозволяє зменшити глобальний розкид напруги на $20,9\%$ порівняно з нерегульованою мережею (проти $15,4\%$ для моносенсорного режиму). Це свідчить про суттєве підвищення пропускну здатності мережі та її здатності інтегрувати нові навантаження без порушення стандартів якості.

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ

Експлуатація розподільних мереж напругою 0,4 кВ, оснащених засобами автоматичного регулювання напруги, пов'язана з ризиками впливу на персонал небезпечних виробничих факторів. Домінуючу загрозу для життя та здоров'я оперативного персоналу становить ймовірність ураження електричним струмом. Специфіка робіт з налаштування контролерів та датчиків напруги вимагає суворого дотримання норм техніки безпеки.

Під терміном електробезпека розуміють комплексну систему організаційних та технічних заходів, а також засобів, спрямованих на захист персоналу від шкідливого та небезпечного впливу електричного струму, електричної дуги, електромагнітних полів та статичної електрики. Правовою основою для цих заходів є чинні Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) та Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕС).

Фундаментальними принципами запобігання електротравматизму є:

1. Ізоляція струмопровідних частин: Забезпечення недоступності для випадкового прямого дотику шляхом використання основної, додаткової або посиленої ізоляції, а також захисних оболонок та бар'єрів.

2. Безпечна наднизька напруга: Використання для живлення кіл керування та автоматики напруги, що не перевищує 42 В змінного струму (наприклад, 12 В або 24 В для живлення мікропроцесорних блоків).

3. Захист при непрямому дотику: Усунення ризику ураження при появі напруги на відкритих провідних частинах (корпусах обладнання) внаслідок пошкодження ізоляції.

4. Засоби індивідуального захисту (ЗІЗ): Використання діелектричних рукавичок, бот, килимків та інструменту з ізольованими ручками як допоміжних заходів безпеки.

Для захисту людей від ураження електричним струмом у разі пробою ізоляції на корпус електроустаткування застосовують методи захисного заземлення, занулення та автоматичного вимкнення живлення.

Захисне заземлення – це навмисне електричне з'єднання металевих неструмопровідних частин електроустановки, які можуть опинитися під напругою, із землею або її еквівалентом. Фізична сутність захисту полягає у зниженні напруги дотику та крокової напруги до безпечних значень.

Оскільки електричний опір тіла людини у розрахунках приймається рівним 1000 Ом, а опір заземлюючого пристрою є значно меншим, то у разі аварії основна частина струму стікає в землю через заземлювач, минаючи людину.

Згідно з нормативними вимогами, для електроустановок напругою до 1000 В із глухозаземленою нейтраллю (системи TN), опір заземлюючого пристрою в будь-яку пору року не повинен перевищувати:

- 4 Ом – для джерел живлення потужністю понад 100 кВА;
- 10 Ом – для джерел потужністю 100 кВА і менше.

Заземлюючий пристрій складається з заземлювача (провідника, що має безпосередній контакт з ґрунтом) та заземлюючих провідників.

Заземлювачі класифікують на:

- Природні: металеві комунікації, прокладені під землею (водопровідні труби, крім труб горючих рідин), обсадні труби свердловин, свинцеві оболонки кабелів, арматура залізобетонних фундаментів будівель.
- Штучні: спеціально змонтовані конструкції з вертикальних електродів (сталеві кутники, стрижні) та горизонтальних з'єднувачів (сталеві смуги), які заглиблюються в ґрунт і з'єднуються методом зварювання.

Залежно від розташування розрізняють виносні (зосереджені) та контурні (розподілені) заземлювачі. Для забезпечення безпеки у виробничих приміщеннях, де встановлюються шафи керування регуляторами напруги, перевагу віддають контурному заземленню, яке забезпечує вирівнювання

потенціалів. Всі металеві корпуси приєднуються до магістралі заземлення, яка повинна мати не менше двох з'єднань із зовнішнім контуром.

У чотирипровідних мережах трифазного струму напругою до 1000 В з глухозаземленою нейтраллю основним заходом захисту є занулення. Це навмисне електричне з'єднання відкритих провідних частин електроустановки з глухозаземленою точкою генератора або трансформатора.

В сучасних електромережах (системи TN-C-S, TN-S) функції нульового провідника чітко розділені:

- N (Neutral) – нульовий робочий провідник, призначений для живлення споживачів (створення кола для однофазних навантажень 220 В).
- PE (Protective Earth) – нульовий захисний провідник (жовто-зеленого кольору), який використовується виключно для цілей електробезпеки. Використання робочого провідника N як захисного у сучасних установках заборонено (крім магістральних ліній системи TN-C).

Метою занулення є перетворення пробою ізоляції на корпус в однофазне коротке замикання (КЗ) між фазним провідником та захисним провідником PE. Виникнення струму КЗ великої величини викликає спрацювання апаратів захисту (автоматичних вимикачів або плавких запобіжників), що призводить до автоматичного відключення пошкодженої ділянки мережі.

Час автоматичного вимкнення живлення для групових кіл 0,4 кВ не повинен перевищувати 0,4 с (для системи TN). Це забезпечується правильним вибором номіналу захисного автомата та перерізу провідників, що гарантує достатню величину струму КЗ.

Для підвищення рівня безпеки, особливо при експлуатації пересувних приладів та обладнання, що живиться через штепсельні розетки (наприклад, діагностичне обладнання для налаштування регуляторів), обов'язковим є

застосування Пристроїв Захисного Вимкнення (ПЗВ) або диференційних автоматів.

ПЗВ реагують на струм витоку на землю (диференційний струм) і відключають живлення за час, що не перевищує 0,04–0,1 с, ще до того, як струм досягне фібриляційного значення (30 мА). Це єдиний засіб захисту, що ефективний при прямому дотику людини до струмопровідних частин.

Організаційні заходи при роботі з розробленою системою регулювання включають: оформлення наряду-допуску, проведення інструктажів, вивішування плакатів «Не вмикати! Працюють люди», перевірку відсутності напруги перед початком робіт та встановлення тимчасових заземлень на відключених струмопровідних частинах.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено актуальне науково-прикладне завдання підвищення якості електричної енергії в розподільних мережах напругою 0,4 кВ шляхом розробки та дослідження адаптивної системи керування з мультисенсорним зворотним зв'язком отримано наступні результати:

1. На основі аналізу режимів роботи розподільних мереж встановлено, що традиційні методи регулювання (зокрема, струмова компаундація) втрачають ефективність у сучасних умовах. Доведено, що в мережах 0,4 кВ, які характеризуються значною протяжністю та резистивним характером опору ($R \gg X$), відсутність контролю напруги у кінцевого споживача призводить до систематичних порушень стандарту ДСТУ EN 50160, викликаючи прискорений знос обладнання та зростання технологічних втрат.

2. Розроблено та науково обґрунтовано метод адаптивного автоматичного регулювання напруги із замкненим контуром зворотного зв'язку. Його новизна полягає у використанні даних від розподілених датчиків (Smart Meters) та обчисленні інтегрального показника відхилення, що дозволяє знаходити парето-оптимальний режим роботи трансформатора, мінімізуючи сумарну похибку напруги для всієї групи абонентів.

3. Створено алгоритм функціонування мікропроцесорного контролера, який, на відміну від існуючих аналогів, включає блок часової селекції. На базі статистичного аналізу 186 аварійних подій обґрунтовано вибір уставки часової затримки на рівні 1 хвилини. Це забезпечує фільтрацію короточасних динамічних завад (пускові струми, зварювання) та адекватну реакцію системи на повільні зміни режиму.

4. У середовищі MATLAB Simulink розроблено повнофазну модель ділянки розподільної мережі ("Цифровий двійник"), яка враховує несиметрію навантажень та параметри реального трансформатора з 9-ступінчастою системою РПН. Моделювання підтвердило, що при значній несиметрії (струм нейтралі до 2,75 А) пасивні методи стабілізації є неефективними.

5. Порівняльний аналіз стратегій керування довів перевагу розробленого мультисенсорного підходу. Встановлено, що впровадження системи дозволяє зменшити глобальний розкид напруги в мережі на 20,9 % (проти 15,4 % при моносенсорному керуванні).

6. Визначено оптимальні налаштування регулятора для мультисенсорного режиму. Розширення зони нечутливості до 4 % ($du = 0,04$ в.о.) дозволяє досягти компромісу між якістю напруги та ресурсом обладнання, зменшивши кількість перемикачів РПН у 10 разів (з 115 до 10 циклів за розрахунковий період) при збереженні високого показника якості регулювання ($RQ \approx 0,06$).

7. Запропоноване рішення дозволяє нівелювати негативний ефект «навантаження з постійною потужністю», створюваний побутовими стабілізаторами, підвищити пропускну здатність мережі (Hosting Capacity) для підключення нових споживачів та забезпечити надійне електропостачання без необхідності повної реконструкції ліній електропередачі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кваліфікаційна робота магістра : метод. рекомендації до змісту, структури та оформлення кваліфікаційної роб. : для студ. спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плешков, К. Г. Петрова, Н. Ю. Гарасьова та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 74 с.
2. Шкрабець, Ф. П. Основи електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. - Кіровоград : РВЛ КНТУ, 2010. - 408 с.
3. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» за освітньо-професійними програмами «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Енергетичний менеджмент» / [П. Г. Плешков, Н. Ю. Гарасьова, А. І. Котиш] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2017 - 48 с.
4. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності: ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT). [Чинний з 1.10.2014]. - К.: Держстандарт України, 2014. – 27 с.
5. Правила улаштування електроустановок. – К.: Мінрегіонвугілля України, 2017. – 617 с.
6. Electrical Power Systems Quality. Second Edition / R. Dugan, M. McGranaghan, S. Santoso, W. Beaty. – Boston : McGraw-Hill, 2003. – 525 p.
7. Жежеленко І. В., Саєнко Ю. Л. Показники якості електроенергії та їх контроль на промислових підприємствах: навч. посіб. – Маріуполь: ПДТУ, 2015. – 286 с.
8. Шидловський А. К., Кузнєцов В. Г. Якість електричної енергії в системах електропостачання. – Київ: Наукова думка, 2012.

9. Жаркін А. Ф., Палагин В. А., Новський В. О. Аналіз методів та засобів підвищення якості електроенергії в розподільних мережах // Технічна електродинаміка. – 2019. – № 4. – С. 56–62.

10. Кириленко О. В. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. – Київ: Інститут електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.

11. Kerber H., Witzmann R. Voltage limitation by low voltage on-load tap changers / 20th International Conference on Electricity Distribution (CIRED). – Prague, 2009. – Paper No. 0588.

12. Procopiou A. T., Ochoa L. F. Voltage Control in Low Voltage Networks: An OPF Approach with Line Drop Compensation / IEEE Transactions on Power Systems. – 2016. – Vol. 32, No. 2. – P. 1234–1244.

13. Kulmala A., Repo S., Jarventausta P. Coordinated Voltage Control in Distribution Networks Including Several Distributed Energy Resources / IEEE Transactions on Smart Grid. – 2014. – Vol. 5, No. 4. – P. 2010–2020.

14. Bletterie B., Kadam S., Bolleri R. Local Voltage Control by On-Load Tap Changers in Low Voltage Networks: A comprehensive analysis / Electric Power Systems Research. – 2017. – Vol. 143. – P. 39–48.

15. Caldon R., Sannino A. Multi-sensor voltage control strategies for distribution networks with distributed generation / IET Generation, Transmission & Distribution. – 2018. – Vol. 12, No. 11. – P. 2673–2680.

16. Liu Y., Wu Q. Remote Sensing Based Voltage Control in Low Voltage Distribution Networks / IEEE Access. – 2020. – Vol. 8. – P. 45678–45689.

17. Smith J., Dugan R. Smart Meter Data Analytics for Voltage Regulation in Active Distribution Networks / IEEE Transactions on Industry Applications. – 2019. – Vol. 55, No. 1. – P. 220–228.

18. Wang S., Li Z. Impact of Phase Unbalance on Low Voltage Distribution Networks and Mitigation Strategies / International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2021. – Vol. 125. – 106478.

19.Karnama A., Yan R., Saha T. K. Real-time voltage regulation in unbalanced LV networks using OLTC / IEEE Power & Energy Society General Meeting. – 2018. – P. 1–5.

20.Giraldo J. S., Castrillon J. A. Microgrid voltage control using a distributed consensus algorithm / Electric Power Systems Research. – 2019. – Vol. 177. – 105996.

21.Sartori A., Tommasini R. Comparative analysis of deadband control strategies for LV-OLTC transformers / Energies. – 2022. – Vol. 15, No. 3. – 890.

22.MathWorks. Simscape Electrical User's Guide. – The MathWorks, Inc., 2023.

23.Kundur P. Power System Stability and Control. – McGraw-Hill Education, 1994 (reprinted 2020).