

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Тертерян Роман Самвелович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Обґрунтування варіанту системи адаптивного автоматичного регулювання
напруги сільських електричних мереж 0,38 кВ
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня бакалавр

кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Тертерян Р.С.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Гончаренко Юрій Павлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2023

АНОТАЦІЯ

Тертерян Р.С. Обґрунтування варіанту системи адаптивного автоматичного регулювання напруги сільських електричних мереж 0,38 кВ. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2023.

У роботі розглянута питання адаптивного автоматичного регулювання величини напруги в центрах живлення та на трансформаторних підстанціях сільських електричних мереж.

Ключові слова: адаптивне регулювання напруги, автоматизована система контролю та управління електроенергією, втрати електроенергії, споживачі електроенергії.

ABSTRACT

Terteryan R.S. Justification of the variant of the system of adaptive automatic regulation of the voltage of rural electric networks of 0.38 kV. Qualifying work for obtaining a bachelor's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polish National University, Zhytomyr, 2023.

The paper deals with the issue of adaptive automatic voltage regulation in power centers and transformer substations of rural electrical networks.

Keywords: adaptive voltage regulation, automated power control and management system, power losses, power consumers.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СИСТЕМ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ У СІЛЬСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 0,38 кВ	6
1.1 Вплив рівня напруги на роботу електроприймачів	6
1.2 Основні проблеми регулювання напруги у сільських електричних мережах 0,38 кВ	8
1.3 Класифікація способів та засобів регулювання напруги в електричних мережах 0,38 кВ	11
Висновки по розділу 1	15
РОЗДІЛ 2. РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В МЕРЕЖІ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРИНЦИПІВ АДАПТИВНОГО КЕРУВАННЯ	16
2.1 Принципи адаптивного управління в установках регулювання під навантаженням з використанням інтелектуальних регуляторів	16
2.2 Принципи адаптивного управління в центрах живлення з використанням інтелектуальних регуляторів	20
Висновки по розділу 2	28
РОЗДІЛ 3 ОБГРУНТУВАННЯ СПОСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ У СІЛЬСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 0,38 кВ	29
3.1 Аналіз параметрів, що характеризують зміну напруги у різних точках електричної мережі	29
3.2 Обґрунтування нових способів адаптивного автоматичного регулювання напруги в електричній мережі 0,38 кВ шляхом автоматичного регулювання на підстанції.	31
Висновки по розділу 3	38
ВИСНОВКИ	39
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	40

ВСТУП

Невідповідність рівня напруги нормативним документам у сільських електричних мережах призводить до зниження енергоефективності електричних мереж, порушень технологічного процесу у споживачів електроенергії, скорочення ресурсу як мережного електрообладнання, так і обладнання на об'єктах споживачів. У масштабах країни це викликає велику щорічну матеріальну шкоду. Регулювання напруги в сільських електричних мережах проводиться найчастіше за допомогою пристроїв перемикачів без збудження (ПБЗ) і є нерегулярним, недостатньо точним і, крім того, викликає збитки від недовідпуску електроенергії споживачам, пов'язані з необхідністю відключення силового трансформатора на час виконання перемикачів ПБЗ.

Цю проблему можна вирішити, використовуючи автоматичні пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН) у ТП 10/0,4 кВ або за допомогою вольтододаткових трансформаторів (бустерів) в лініях електропередачі (ЛЕП), а також інших засобів автоматичного регулювання напруги. Але існуючі способи такого регулювання використовують як вхідні сигнали, значення напруги в точці установки відповідних пристроїв і значення струму навантаження, підключеної до ТП (або ЛЕП), що далеко не завжди дозволяє виконувати регулювання з достатньою точністю. З урахуванням того, що сільські ЛЕП мають часто завищену, порівняно з рекомендованою, довжину, реальні значення напруги на введеннях споживачів, підключених до даних ЛЕП, навіть за умови автоматичного регулювання напруги, можуть виходити за значення, що регламентуються нормативними документами.

Тому розробка систем адаптивного автоматичного регулювання напруги, що враховують значення напруги на введення споживачів являє **актуальністю роботи.**

Метою роботи є розробка системи адаптивного автоматичного регулювання напруги у сільських електричних мережах 0,38 кВ, що дозволяє враховувати значення фактичної напруги на введення споживачів.

Об'єктом дослідження є ЛЕП 0,38 кВ у системах електропостачання сільських споживачів та якість електроенергії у них.

Предмет дослідження – способи та засоби автоматичного регулювання напруги у сільських електричних мережах 0,38 кВ.

Перелік публікацій автора за темою дослідження:

Тертерян Р.С. ОСНОВНІ ПРОБЛЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В СІЛЬСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 0,38 кВ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ – 2023», 01.05.2023, Житомир, Україна.
С. 69-71

Гончаренко Ю.П., Тертерян Р.С. ПРИНЦИПИ АДАПТИВНОГО УПРАВЛІННЯ В УСТАНОВКАХ РЕГУЛЮВАННЯ ПІД НАВАНТАЖЕННЯМ З ВИКОРИСТАННЯМ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ РЕГУЛЯТОРІВ..

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ – 2023», 01.05.2023, Житомир, Україна.
С. 69-71

РОЗДІЛ 1.

АНАЛІЗ СИСТЕМ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ У СІЛЬСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 0,38 кВ

1.1 Вплив рівня напруги на роботу електроприймачів

Стрімкий розвиток промисловості та техніки спричинило значне зростання споживання електроенергії. На виробництві почали з'являтися дедалі складніші технологічні процеси, у яких задіяні точні комп'ютеризовані системи з урахуванням мікропроцесорного устаткування, які дуже вимогливі до якості електричної енергії.

Проблем підвищення якості електроенергії та регулювання напруги в електричних мережах присвячені роботи Баркан Я.Д., Мельникова Н.А., Будзько І.А, Лещинської Т.Б., Попова Н.М., Солдаткіної Л.А., Шидловського О. К., Жежеленко І.В. та багатьох інших вчених.

Неякісна електроенергія, а саме електроенергія з відхиленням параметрів якості в електричній мережі від значень, що нормуються згідно з ДСТУ 3466—96 «Якість електричної енергії» та ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» (EN 50160:2010, IDT). [1,2], є не меншою проблемою для споживача, ніж позапланові відключення електроенергії. Невідповідність параметрів якості нормованим значенням ДСТУ може негативно позначатися точності проведених операцій та роботі устаткування загалом, і до виходу його з ладу. Так, для електропечей, зниження рівня напруги в електричній мережі в межах норми підвищує час технологічного процесу за рахунок зменшення їх потужності і значно підвищує витрати пов'язані з витратою електроенергії. При відхиленні напруги на 10% від номінального в первинній обмотці трансформатора дугової електропечі, за умови, що підтримується постійна потужність, порушуються тепловий та технологічний режим, збільшуючи втрати електричної потужності на 23%. [3]. Зниження напруги на зварювальному апараті погіршує якість зварювального шва.

Підтримка необхідного рівня напруги є важливим завданням і в процесі електролізу при виробництві алюмінію, де від зміни напруги залежить величина струму, яка потрібна для стабільності процесу. Зниження напруги спричиняє зменшення струму та порушення процесу електролізу з такими негативними моментами як зростання споживання електроенергії та вартості виробленого алюмінію при зниженні продуктивності, а також ризиків, пов'язаних із браком виробленої продукції та зниженням її якості.

Не слід забувати і про те, що зміна рівня напруги та її неоднорідність так само негативно позначаються і на роботі асинхронних електродвигунів, поширених у сільському господарстві, які використовуються у верстатах і конвеєрних стрічках. Зниження напруги ускладнює запуск асинхронних двигунів. Так, при відхиленні напруги на -5% швидкість обертання падає лише на 0,2%, а при відхиленні напруги в 20% може становити 1,6%. [3]

Якщо говорити про негативний вплив рівня напруги на світлотехнічне обладнання, яке надається, то, перш за все воно проявляється в скороченні терміну служби, викликаючи тим самим економічний збиток, пов'язаний із заміною виходу з ладу ламп і перевитратами електроенергії. [4]

При використанні ламп розжарювання підвищення напруги на 1% вище від номінального скорочує їх термін служби на 15%, а при відхиленні напруги на 5% збільшується споживана потужність на 7-15%, термін служби скорочується вдвічі. Для люмінесцентних ламп, які все частіше застосовують у сільському господарстві, збільшення напруги на 5% зменшує корисний термін служби в середньому на 20-30%, а при більш різких падіннях напруги до 20-30% від номінальної напруги стабільна робота газорозрядних та люмінесцентних ламп тільки не гарантується, але і стає неможливою через нездатність ламп запалитися і працювати при такій низькій напрузі. Слід зазначити, що згубним впливом для люмінесцентних ламп є підвищення напруги, а й його зниження.

З іншого боку, зниження напруги викликає зменшення потужності, отже й зменшення світлового потоку ламп. Так, згідно з [5], зниження напруги на 1%

знижує корисний світловий потік ламп розжарювання на 2,7%, а для люмінесцентних ламп на 1,25%. Дані зміни світлових характеристик погіршують санітарно-гігієнічні умови, в яких перебуває людина, призводячи до швидкого перевтоми її очей і зниження продуктивності праці, а при тривалому впливі цих умов і погіршення зору.

Електронно-обчислювальна техніка також чутлива до зміни напруги в електричній мережі. Провали напруги є найбільш поширеною проблемою в електричній мережі, яка зустрічається в 87% випадків.[5]. Частими наслідками зміни напруги у комп'ютерів є втрата інформації, нестабільність роботи, перегрів та вихід з ладу блоків живлення. Напруга живлення впливає і на коректність виведення зображення на дисплеї моніторів. Посилюється мерехтіння екрана, змінюється яскравість, форма і чіткість картинки.[5]

Можна зробити такі висновки:

- для більшості силових електроприймачів відхилення напруга не більше 5% є найбільш прийнятною. Відхилення напруги більше 5% негативно впливає на переважну кількість електрообладнання приводячи до передчасного зносу, а в деяких випадках виходу з ладу.

- Зміна напруги впливає на потужність і точність обладнання в промисловому і сільськогосподарському виробництві і може впливати на кінцевий продукт, що виготовляється. Для мінімізації збитків від недовипуску продукції або збитків, пов'язаних із браком продукції, а також непрямих збитків, пов'язаних із скороченням терміну служби обладнання, необхідно підтримувати напругу однорідною і не допускати її зміну понад 5% від номінальної напруги в електричній мережі.

1.2 Основні проблеми регулювання напруги у сільських електричних мережах 0,38 кВ

В даний час в електричних мережах 10/0,4 кВ використовують трансформатори з перемиканням без збудження (ПБЗ). Відомо, що при такому вигляді регулювання трансформатор на час перемикання відключається від

мережі, а разом з ним і споживачі електроенергії, що саме по собі є великим недоліком даного способу регулювання. Такі регулювання мають сезонний характер і нездатні забезпечити стабільну напругу в споживачів.

З 1 липня 2014 року почав діяти ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» згідно з якими допустимий рівень відхилення напруги підвищився з $\pm 5\%$ до $\pm 10\%$ від номінальної напруги. З огляду на цю зміну можна сказати, що вся відповідальність за підтримання напруги стабільним лягає на споживача електричної енергії як на зацікавлену в цьому особу.

У цьому випадку можна сказати, що пристрої автоматичного регулювання напруги будуть користуватися попитом, однак пристрої автоматичного регулювання напруги на трансформаторних підстанціях на основі РПН є дуже витратним, а громіздкими і не досконалими пристроями. [6]. Крім того, вони не забезпечують необхідну точність регулювання напруги, а в окремих випадках регулювання напруги може дати негативні наслідки.

Засоби регулювання напруги під навантаженням (РПН) на трансформаторних підстанціях при тому, що мають можливість автоматизації процесу регулювання та за рахунок регулювання напруги в мережі без зняття напруги на трансформаторі та без відключення споживачів, так і не знайшли широкого застосування в мережах 10/0,4кВ з огляду на велику вартість пристрою РПН і пристроїв їх автоматизації. Так, наприклад, вартість трансформатора з РПН приблизно в 2,5 рази більша за вартість аналогічного за потужністю і класом напруги трансформатора з ПБЗ. При цьому коефіцієнт подорожчання лише збільшуватиметься в міру зниження потужності трансформатора, оскільки збільшуватиметься вартість перемикаючого пристрою по відношенню до вартості витрачених матеріалів. [7]

Використання вольтододаткових трансформаторів у сільських електричних мережах так само не завжди є виправданим та дешевим рішенням для підтримки напруги у нормі у споживачів.

Також в електричних мережах практикується зміна відхилення напруги за допомогою компенсації реактивної потужності батареями статичних конденсаторів та зміною реактивного опору поздовжніх елементів електричної мережі. Даний спосіб цілком підходить для регулювання напруги в мережах з навантаженнями, що плавно змінюються, але і цей спосіб має ряд істотних недоліків. [7]

З огляду на те, що централізоване регулювання напруги в сільських електричних мережах 0,38 кВ найчастіше не використовується, напруга фази часом опускається до значень 150-160 замість визначених 220В.[8].

Регулювання напруги за допомогою компенсуючих пристроїв можливе лише при достатньому запасі реактивної потужності регульованої електричної лінії, так як при підвищенні напруги в мережі спостерігається і зростання споживання реактивної потужності. Регулювання напруги за допомогою компенсуючих пристроїв є не доцільним, так як передача реактивної потужності вимагає збільшення пропускної здатності мережі за рахунок збільшення перерізу проводу, що збільшує витрати, спричинені втратами електроенергії, реактивної та активної потужності, а також напруги в мережі, в якій проводиться регулювання. [5]

Найбільшим недоліком, що поєднує всі перелічені відомі способи регулювання напруги є те, що всі вони проводять регулювання за розрахунковими параметрами і не враховують фактичну напругу на введення споживачів електричної енергії. При цьому не вирішується кінцева мета проведення регулювання напруги і в даному випадку страждає споживач електричної енергії, в мережі якого і може спостерігатися зниження якості електроенергії, що видається йому, а зокрема напруги.

В електричних мережах 10/0,4 кВ з неоднорідним навантаженням і графіком навантажень, як правило, здійснювати регулювання напруги, використовуючи тільки засоби централізованого регулювання неможливо. Дана проблема розв'язується об'єднанням ліній зі схожими навантаженнями в групи з подальшою запиткою від іншого трансформатора або встановленням

додаткового вольтододаткового трансформатора або інших засобів місцевого регулювання. При цьому використання програмних комплексів може спростити процес регулювання напруги, максимально автоматизувавши процеси, дозволивши ефективно поєднувати централізоване та місцеве регулювання напруги. Серйозною проблемою сільських електричних мереж є їхнє моральне застаріння та спрацювання. Більшість мереж було побудовано ще до 1976 р., під час масової електрифікації країни. Так зношування ліній напругою 10 кВ становить 91%, а ліній напругою 0,38 кВ - 61%. [9]

Не менш істотною проблемою, що впливає на ефективність регулювання напруги в електричних мережах і рівень напруги в них є протяжність самих ліній. Так, згідно [9] оптимальною величиною протяжності повітряних ліній напругою 0,38кВ є не більше 1-2 км при тому, що в даний час середнє значення довжин ліній становить 1,2 км, але при цьому максимальна довжина лінії може становити часом та 5-6 км. Відповідно до технічної політики НКРЕУ довжина магістралі ЛЕП 0,38 кВ має бути понад 500м.

Виходячи з ситуації, можна зробити висновок, що на даний момент електричні мережі потребують реконструкції з повним технічним переозброєнням підстанцій, оптимізацією протяжностей ліній електропередач 0,4 ... 10кВ з використанням самонесучих проводів СП, і повсюдному використанні засобів автоматики і релейного захисту. Дані заходи дозволять скоротити втрати електроенергії в електричних мережах і отримати економічний ефект від підтримки якості електроенергії, що відпускається споживачам.

1.3 Класифікація способів та засобів регулювання напруги в електричних мережах 0,38 кВ

В даний час в електричних мережах для підтримки належного рівня напруги використовують зустрічне регулювання напруги на районній розподільній підстанції у поєднанні з місцевим регулюванням напруги на споживчих підстанціях. [10]

Регулювання напруги в електричній системі поділяється на:

- централізоване;
- місцеве.

За способом регулювання напруги поділяється на:

- регулювання напруги зміною коефіцієнта трансформації трансформаторів;
- регулювання напруги за допомогою компенсуючих пристроїв;
- регулювання напруги зміною параметрів мережі.

Сільські та міські розподільні електричні мережі виконані у вигляді повітряних ліній електропередач ПЛ 6-10кВ, трансформаторних підстанцій з напругою 10/0,4 та 6/0,4 кВ та ліній напругою 0,38/0,22 кВ, що відходять. Електрична енергія розподіляється до них від центрів живлення (ЦП), потужніших електричних підстанцій. [10]

Такі електричні мережі найбільш поширені, тому на них прийнято встановлювати порівняно прості та дешеві пристрої регулювання напруги – пристрій перемикачів без збудження (ПБЗ). Цей пристрій не дуже зручний з огляду на те, що регулювання числа відпайок на трансформаторі можна проводити тільки при відключеному навантаженні. Регулювання напруги із застосуванням ПБЗ відбувається при сезонному регулюванні, не частіше 1-2 разів на рік. Це з неможливістю регулювання напруги без відключення споживачів у зв'язку з конструктивною особливістю.

Іншим методом регулювання напруги споживачів є використання конденсаторних батарей (КБ). Спосіб, при якому конденсаторні батареї підключаються в мережу паралельно навантаженню, називається поперечною компенсацією. Спосіб відрізняється простотою виконання, надійністю, малими втратами потужності та відносною дешевизною. Використання конденсаторних батарей при поперечній компенсації не забезпечує плавність регулювання напруги в мережі, крім того, батареї мають високу пожежну небезпеку.

Якщо КБ підключається послідовно, спосіб називається поздовжньою компенсацією. Поздовжня компенсація забезпечує автоматичне регулювання напруги залежно від струму навантаження. Однак при використанні поздовжньої компенсації можливе виникнення аварійних режимів, пов'язаних із внутрішніми пошкодженнями конденсаторів, виникнення ферорезонансних коливань у мережі, перенапруги конденсаторних батарей при розшунтуванні. [3]

Також для регулювання напруги як в одній, так і на кількох лініях використовують лінійні регулювальні трансформатори (ЛР) та послідовні вольтододаткові трансформатори (ВДТ). Дані трансформатори часто застосовують при реконструкції вже існуючих мереж, в яких раніше використовувалися силові трансформатори без можливості регулювання під навантаженням (РПН).

Лінійний регулювальний трансформатор складається з живильного трансформатора ТР і послідовного трансформатора.

При використанні вольтододаткових трансформаторів на виході за допомогою щаблів здійснюють регулювання, як на підвищення, так і на зниження напруги.

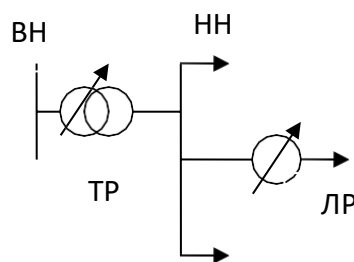


Рисунок 1.3 – Однолінійна схема включення ЛР

Істотним недоліком даних пристроїв є їх перемикаючі пристрої, які повинні бути розраховані на робочий струм лінії з огляду на те, що регулювання напруги здійснюється в послідовній обмотці. Цей тип пристроїв

можна використовувати лише на низькій напрузі, зважаючи на слабку ізоляцію рухливих перемикаючих частин пристроїв щодо землі. [6,9]

Застосування дорогих існуючих пристроїв автоматичного регулювання напруги на розподільних трансформаторних підстанціях 10/0,4кВ зараз є нерентабельними через високу вартість обладнання та неточність визначення параметрів електричної мережі. [5]

Однак підтримання необхідного рівня напруги в нормі у споживачів сільських розподільчих мереж вимагає розробки, створення та введення в експлуатацію нових пристроїв, які відрізнятимуться відносною дешевизною, простотою конструктивного виконання та точністю регулювання, що базується на вимірюваннях напруги у віддалених та наближених споживачів за допомогою нових технологій зв'язку.

Розроблено безліч пристроїв для автоматичного регулювання напруги під навантаженням із застосуванням РПН на трансформаторних підстанціях високої напруги, але вони засновані на старих перемикаючих пристроях. Прикладом такого пристрою може бути трифазний перемикач відгалужень обмоток трансформатора, запатентований ВАТ «Українським науково-дослідним, проектно-конструкторським та технологічним інститутом трансформаторобудування» ВАТ «ВІТ». [11]

Недоліком даного пристрою є висока вартість і великі габарити, так як для регулювання такого пристрою необхідний додатковий виконавчий орган, який проводитиме перемикання обмоток трансформатора і набір автоматики, що контролює та задає процес автоматичного регулювання напруги. Так само істотним недоліком є те, що регулювання проходить відповідно до виміряної величини струму, а не за фактичною напругою віддаленого та наближеного споживачів. Важливими та відповідальними в РПН вважаються приводні механізми, при цьому вони є найменш надійними вузлами і часто спричиняють вихід з ладу пристрою. Механічні шарнірні з'єднання та приводи необхідно змащувати та обслуговувати у зв'язку зі зносом та захищати від пилу та вологи

що тягне до витрат на обслуговування та збільшує ризики виходу всієї системи з ладу.

Висновки по першому розділу

Проведений аналіз виявив, що відхилення напруги негативно впливає на роботу обладнання споживачів, знижуючи корисний термін його служби, збільшуючи необґрунтовану витрату електричної енергії.

Було визначено необхідність підвищення якості електричної енергії з огляду на те, що деякі електричні прилади, у тому числі і мікропроцесорні пристрої, дуже чутливі, а їх стійкість і безвідмовність у роботі залежить в цілому від якості отримуваної ними електричної енергії.

РОЗДІЛ 2

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В МЕРЕЖІ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРИНЦИПІВ АДАПТИВНОГО КЕРУВАННЯ

2.1 Принципи адаптивного управління в установках регулювання під навантаженням з використанням інтелектуальних регуляторів

Існуючі принципи вибору уставок регулювання під навантаженням (РПН) для забезпечення допустимого рівня напруги в примикаючій до центру регулювання мережі засновані на виконанні розрахунків режимів, що встановилися поза контуром управління на очікувані навантаження. При цьому за способом зустрічного регулювання розрахунок уставок виконується для характерних режимів зимового максимуму та літнього мінімуму. Потім для цих режимів визначаються втрати електроенергії. Для мінімізації втрат виконуються різні оптимізаційні заходи щодо зниження втрат, які вимагають виконання варіантних розрахунків режиму, що встановився.

Недоліки існуючих принципів регулювання напруги за допомогою РПН усуваються шляхом створенням інтелектуальних регуляторів (ІР) напруги трансформаторів на підстанціях живлення. Створення ІР здійснюється на основі нових інформаційних технологій та алгоритмів вибору уставок РПН у режимі реального часу з урахуванням реальної ситуації щодо напруги в прилеглий мережі [12].

Алгоритми вибору бажаної напруги в мережі припускають виконання розрахунків режиму, що встановився, в контурі управління за даними інформації про параметри споживання потужності в контрольованих вузлах. Виконання розрахунків встановленого режиму за розрахунковими моделями, що формуються, в режимі реального часу здійснюється на основі принципів адаптивного управління.

Вибір уставок РПН на основі принципів адаптивного регулювання напруги в електричній мережі забезпечує наступні цілі [12]:

- оптимальна та стабільна напруга на шинах електроприймачів відповідно до ДСТУ EN 50160 (відхилення $\pm 5\%$);

- мінімізацію втрат потужності за оптимального рівня напруги в мережі:

$$P(U) \rightarrow \min \quad (2.1)$$

Перша умова забезпечує раціональне енергозбереження та мінімальне зношування обладнання. Це завдання в даний час споживач може вирішувати самостійно, використовуючи для підтримки бажаної напруги на шинах живлять нормалізатори напруги.

Суть методу полягає у застосуванні вольтододааткового трансформатора, потужність якого значно менша за потужність навантаження. Вторинна обмотка цього трансформатора включається послідовно із навантаженням. Первинна обмотка входить у мережу регулювання. Напруга на навантаженні, згідно з другим законом Кірхгоффа, дорівнює векторній сумі напруги мережі та ЕРС, індукованої первинною обмоткою у вторинній обмотці. Змінюючи коефіцієнт трансформації бажаним чином, змінюється напруга на навантаженні, струм і потужність у навантаженні та в мережі. ККД пристрою близько 99,7%.

Друга умова забезпечує мінімальні втрати в мережі прилеглого району за допустимого режиму напруги у всіх вузлах мережі, якісну напругу у всіх вузлах навантаження, максимум пропуску електроенергії. Це завдання успішно вирішується компенсацією реактивної потужності у вузлах споживання, при якій знижуються перетікання реактивної потужності лініями електропередачі.

Для досягнення вищевказаних цілей нині ефективно використовується регулювання напруги у центрі живлення за достатнього обсягу інформації, тобто. при повному спостереженні за мережею.

Напруги у вузлах мережі прилеглого до вузла включення генерації чи іншого джерела реактивної потужності району можуть визначатися як наслідок непрямих вимірювань за локальними режимними параметрами. Так, напруга з боку віддалених кінців, що примикають до вузла підключення генерації ліній, може визначатися:

- розрахунковим шляхом з вимірюванням активної, реактивної потужності по лінії, напрузі у вузлі підключення генерації та відомих параметрів лінії;

- з використанням спеціальних схем виміру напруги на віддалених кінцях ліній (з фізичним моделюванням падінь напруги в лінії, так званих «фантомних схем»).

Втрати потужності та пропуск по прилеглому району мережі можуть визначатися як результат непрямих вимірювань за локальними параметрами для вузлів підключення генерації на основі відомих залежностей втрат холостого ходу від напруги, навантажувальних втрат від струму в трансформаторах і лініях прилеглому району.

Стабілізація напруги на бажаному рівні в деяких вузлах мережі, підтримка бажаного рівня напруги в деяких вузлах мережі або районі в цілому можуть здійснюватися на принципі зворотного зв'язку щодо відхилення від уставки.

Регулювання за умовами мінімуму втрат у прилеглому до вузла підключення генерації районі мережі або максимуму пропуску енергії районом мережі може здійснюватися на принципі зворотного зв'язку з реакції вимірюваного параметра на зміну реактивної потужності генератора.

Регулювання напруги мережевою компанією може здійснюватися централізовано на основі наступних способів [13]:

- шляхом завчасного планування уставок локальних засобів регулювання з урахуванням прогнозу режимів роботи мережі з урахуванням участі у процесі регулювання напруги активних споживачів та розподіленої генерації;

- шляхом управління пристроями регулювання напруги у реальному часі з урахуванням участі у процесі регулювання напруги активних споживачів та розподіленої генерації.

Реалізація принципу адаптивного регулювання напруги на центрах живлення наведена на рисунку 1.

Як було зазначено вище, використання інтелектуальних регуляторів здійснюється створенням технічних засобів зі збору, передачі інформації та

програмних засобів щодо їх обробки та видачі управління на об'єкти управління.

Для вирішення завдання регулювання напруги в розподільчих мережах інформаційна підсистема забезпечує інтелектуальний регулятор з наступною вихідною інформацією:

а) локальна інформація про значення напруги та струму на головних ділянках фідерів, підключених до вихідних шин трансформаторів на підстанції;

б) мережева інформація про значення потужності навантаження в контрольованих вузлах відповідно до добових графіків навантаження;

в) інформація про схему мережі при планових та аварійних ремонтах.

Надходження інформації про групам:

а) безперервно за циклом оновлення телеметричної інформації;

б) циклічно до характерних зон доби: максимуми, мінімуми середні за добу за протоколом обміну з автоматизованими інформаційно-вимірювальними системами комерційного обліку (АІВСКО).

в) спорадично при змінах схеми протоколу обміну з автоматизованою системою контролю напруги (АСКН).

Для досягнення вищевказаних цілей нині ефективно використовується регулювання напруги у центрі живлення за достатнього обсягу інформації, тобто. при повному спостереженні мережі.

Основним елементом функціональної схеми інтелектуального регулятора є алгоритм вибору бажаної напруги на виході трансформатора на шинах фідера підключеної ділянки мережі ($U_{\text{рпн}}$). Алгоритм визначає бажану напругу шляхом виконання варіантних розрахунків режимів, що встановилися, з використанням розрахункової моделі мережі, що формується за даними вимірювання потужності навантаження в режимі реального часу. За відсутності такої інформації пропонується використовувати актуальні добові

графіки, що формуються АСКН або АІВСКО. Обґрунтування можливості використання такої інформації наведено у наступних розділах.

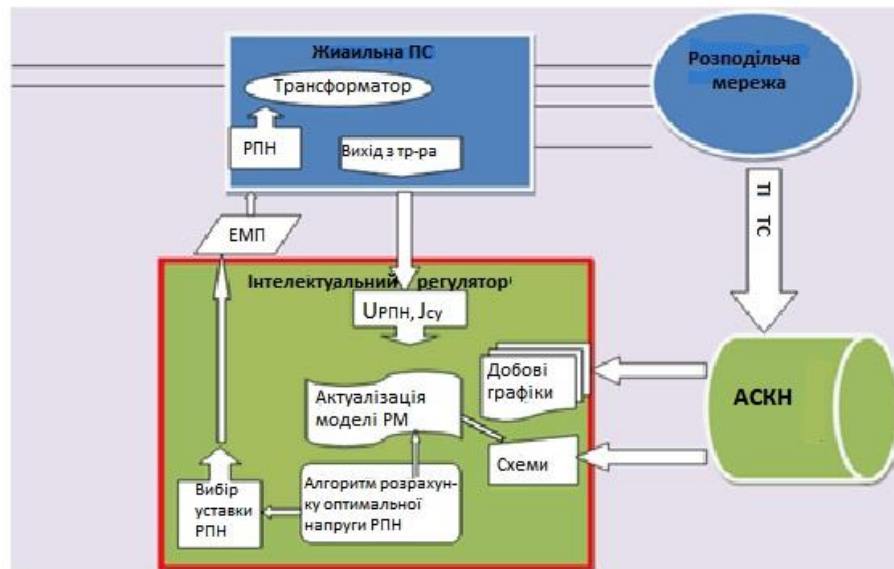


Рисунок 2.1- Функціональна схема регулятора

Для розрахунку встановлених режимів пропонується використовувати алгоритми визначення вектора напруги у вузлах навантаження при заданому векторі потужності у вузлах і заданій схемі заміщення мережі. Відомі алгоритми розрахунку режимів, що встановилися, реалізується на ітераційних процедурах пошуку невідомого вектора напруги шляхом мінімізації небалансу у вузлах мережі. Найбільш ефективним визнано метод Ньютона – Рафсона. У нашому випадку за відсутності поперечних провідностей та розімкнутої мережі може ефективно використовуватися безітраційні алгоритми з використанням матричних методів розрахунку напруги при відомих струмах навантаження у вузлах.

Блок розрахунку втрат і вибору варіанта розрахунку з мінімальними втратами є вирішальним елементом алгоритму вибору оптимального рівня напруги у вузлах.

2.2 Принципи адаптивного управління в центрах живлення з використанням інтелектуальних регуляторів

Завданням регулювання напруги в електричних мережах є забезпечення нормальних технічних умов та економічності спільної роботи електричних мереж, електроприймачів та пов'язаних із ними виробничих механізмів. Питання балансу та розподілу реактивної потужності, вибору та розміщення її джерел, підвищення коефіцієнта потужності та економічності роботи електричних мереж повинні розглядатися спільно з питаннями регулювання напруги.

Основним способом регулювання напруги у розподільчих мережах 6-35 кВ є регулювання у центрах живлення (ЦЖ). Під ЦЖ маються на увазі шини 6-35 кВ розподільних пристроїв понижувальних підстанцій або електричних станцій. У нормальних умовах в ЦЖ слід здійснювати зустрічне регулювання, при якому забезпечується компенсація втрати напруги в мережі. Для розподільних електричних мереж з електроприймачами, які характеризуються практично однотипними графіками змін навантажень часу можна обмежитися регулюванням напруги на ТП. Якщо таке регулювання не забезпечує необхідної якості напруги окремих груп споживачів, слід застосовувати засоби місцевого регулювання напруги.

Для здійснення місцевого регулювання напруги можуть застосовуватися:

- 1) автоматично керовані конденсаторні батареї;
- 2) лінійні регульовальні автотрансформатори;

На шинах ЦЖ має здійснюватися зустрічне регулювання напруги, у якому напруга підтримується тим вище, що більше навантаження трансформатора.

На рис. 2.2 вказаний діапазон змін напруги на шинах ЦЖ при змінах навантаження трансформатора від максимального до мінімального.

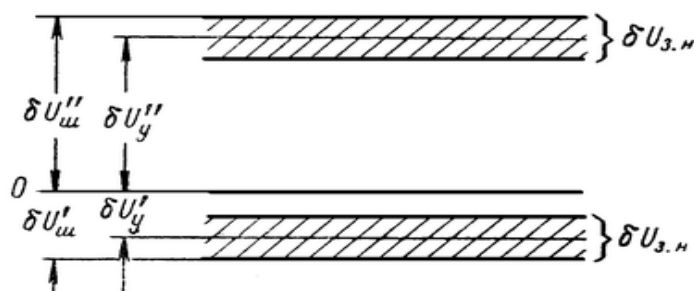


Рисунок 2.2 - Діаграма напруги на шинах ЦЖ при зустрічному регулюванні

Тут:

$\delta U''_u$ - відхилення напруги на шинах ЦЖ при найбільшому навантаженні трансформатора (верхня межа зони нечутливості), %;

$\delta U'_u$ - Відхилення напруги на шинах ЦЖ при найменшому навантаженні трансформатора (нижня межа зони нечутливості), %;

$\delta U''_y$ - Відхилення напруги, що відповідає середній величині напруги при найбільшому навантаженні трансформатора, %;

$\delta U'_y$ - те саме при найменшому навантаженні трансформатора, %;

$\delta U_{з.н}$ - зона нечутливості регулюючого пристрою, % (величини, що відносяться до режиму максимальних навантажень, відзначаються двома штрихами, до мінімальних навантажень - одним штрихом).

Зоною нечутливості називається діапазон змін напруги, у якому немає спрацьовування апаратури регулювання.

Розмір зони нечутливості приймається на 0,5-0,7% більше ступеня регулювання. На рис. 2.3 представлена схема ЦЖ та лінії розподільної мережі 6-35 кВ, до якої приєднані трансформатори з коефіцієнтом трансформації 6-35/0,23-0,69 кв. Передбачається, що електроприймачі приєднуються лише до мереж напругою до 1000 В.

Параметри мережі та діапазон регулювання на шинах ЦЖ повинні бути обрані таким чином, щоб для всіх електроприймачів забезпечувалося виконання умови

$$\delta U_{(+)} \geq \delta U \geq \delta U_{(-)}$$

де δU - відхилення напруги на затискачах електроприймача, %;
 $\delta U_{(+)}$ та $\delta U_{(-)}$ - найбільші відповідно позитивне та негативне відхилення напруги на затискачах електроприймачів, %.

У найбільш важких умовах можуть опинитися в залежності від режиму роботи мережі або найближчі до трансформатора електроприймачі A_1, A_2, \dots або найбільш віддалені B_1, B_2, \dots . Якщо умова (2.1) буде задоволена для цих приймачів для всіх режимів роботи мережі, то воно також задовольнятиметься для інших приєднаних до мережі приймачів.

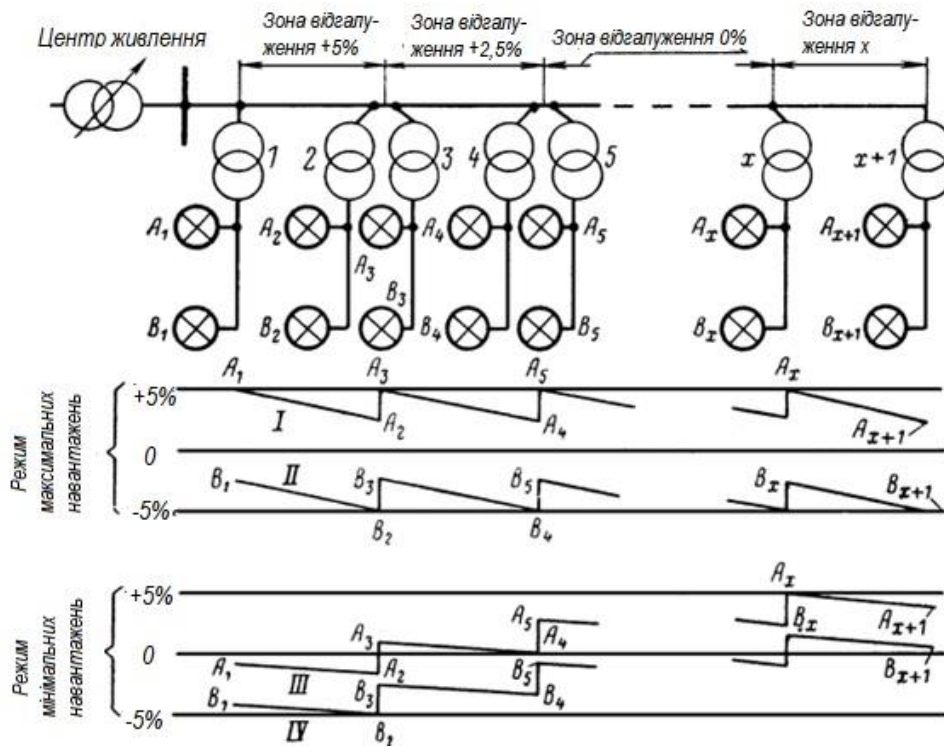


Рисунок 2.3 - Діаграма відхилень напруги на затискачах найближчих та найбільш віддалених електроприймачів при зустрічному регулюванні на шинах ЦЖ

На рис. 2.3 представлені діаграми відхилень напруги на затискачах найближчих та найбільш віддалених приймачів для режимів максимальних та мінімальних навантажень. Ці діаграми побудовані в припущенні, що приєднане до мережі однорідне навантаження і графіки змін активних і реактивних навантажень у часі однакові для всіх груп електроприймачів. При цій умові відношення втрат напруги при режимах мінімальних та максимальних навантажень буде у всіх елементах мережі однаковим і рівним відношенню мінімального I' і максимального I струмів трансформатора в ЦЖ:

Розподільні трансформатори мають п'ять відгалужень: основне та чотири додаткових $\pm 2 \times 2,5$

$$K = \frac{I'}{I''} \quad (2.2)$$

%, перемикання яких можливе лише при відключеному від мережі трансформаторі («перемикання без збудження» - ПБЗ). Кожному відгалуженню відповідає певна величина добавки напруги трансформатора, яка визначається за формулою

$$\delta U_T = \frac{U_{+2H} - U_{+1H}}{U_{+1H}} \cdot 100, \% \quad (2.3)$$

де U_{+2H} - відносна величина номінальної напруги вторинної обмотки трансформатора;

U_{+1H} - відносна величина номінальної напруги первинної обмотки з урахуванням використаного відгалуження.

Величини добавок напруги для розподільних трансформаторів наведено у табл. 2.1.

Таблиця 2.1- Величини добавок напруги трансформаторів

Відгалуження первинної обмотки трансформатора, %	Розмір добавки напруги трансформатора, %			
	Номінальна напруга вторинної обмотки трансформатора,			Округлене значення добавки, %
	230	400	630	
+5	-0,43	0,25	- 0,43	0
+2,50-2,5-5	2,04,557,2310,05	2,705,267,9610,80	2,004,557,2310,05	2,557,510

Лінія розподільної мережі 6-35 кВ може бути розбита по довжині на зони, кожна з яких відповідає певному відгалуженню обмотки трансформатора. Найближча до ЦЖ зона відповідає відгалуженню +5%, для якого найменша добавка напруги; за нею розташовуються зони наступних відгалужень. Зміни напруги в мережах до 1000 на межі двох сусідніх зон (відрізки A_2 , A_3 , A_4 і т. д. на діаграмах напруг на рис. 2.3) рівні різниці добавок напруг відгалужень цих зон.

Для однорідних навантажень можуть бути визначені діапазон зустрічного регулювання напруги на шинах ЦП від $\delta U'_y$ до $\delta U''_y$, допустимі втрати напруги в мережах до 1000 В ΔU_{10} і в мережі 6-20 кВ ΔU_{60} , а також число розподільчих трансформаторів, що використовують відгалуження.

При виведенні наступних формул приймається, що втрати напруги у всіх розподільчих трансформаторах і кожного трансформатора до найближчого електроприймача рівні.

На рис. 2.4 вказані вирази, що визначають втрати напруги в елементах мережі від шин ЦЖ до затискачів електроприймачів, що знаходяться в найбільш несприятливих умовах роботи. Величини втрат напруги в трансформаторах зменшені на величину добавок напруги, які відповідають прийнятим відгалуженням обмоток. У чисельниках дробів вказані вирази, які стосуються режиму максимальних навантажень, у знаменнику – режиму мінімальних навантажень.

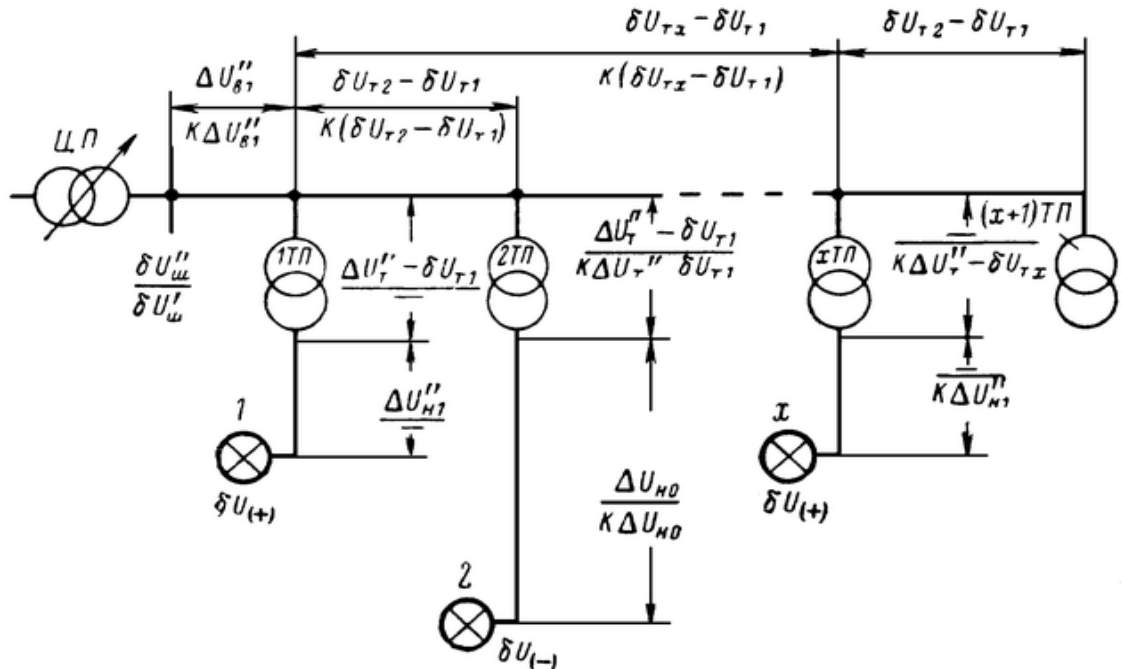


Рисунок 2.4 - Втрати напруги в мережі в режимах максимальних та мінімальних навантажень

1. Найбільше відхилення напруги на шинах ЦЖ при режимі максимальних навантажень обмежується умовою, що відхилення напруги на затискачах

найближчого до ЦЖ електроприймача не перевищує допустимого (рис. 2.4)

$U_{(+)}$:

$$\delta U''_{us} \leq \delta U_{(+)} + \delta U''_{B1} + \Delta U''_{T1} + \delta U_{T1} + \Delta U''_{H1}, \% \quad (2.4)$$

де $\Delta U''_{B1}$ - втрата напруги в мережі 6-35 кВ від ЦЖ до найближчої ТП, %;

$\Delta U''_T$ - втрата напруги в трансформаторі, %;

$\Delta U''_{H1}$ - втрата напруги від вторинної сторони розподільного трансформатора до найближчого електроприймача, %;

$\delta U''_{T1}$ - додатак напруги для відгалуження +5%.

2.3 діаграми напруги на рис. 2.3 видно, що найнижча напруга в режимі максимальних навантажень буде на затискачах приймача B_2 , що отримує живлення від трансформатора 2, приєднаного до мережі 6-35 кВ в кінці зони відгалуження +5%. Напруга на цьому приймачі залишатиметься в межах допустимої при виконанні умови (див. рис. 2.1 та 2.3)

$$\delta U''_{us} - \delta U_{3.n} \geq \delta U_{(-)} + \delta U''_{B1} + (\delta U_{T2} - \delta U_{T1}) + \Delta U''_T - \delta U_{T1} + \Delta U_{HO}, \%$$

де δU_{T2} - Додаток напруги при відгалуженні обмотки трансформатора +2,5, %.

Звідси визначається величина допустимої втрати напруги в мережі до 1000 В:

$$\Delta U_{HO} \leq \delta U''_{us} - \delta U_{3.n} - \delta U_{(-)} - \delta U''_{B1} - \delta U_{T2} + 2\delta U_{T1} + \Delta U''_T, \% \quad (2.5)$$

3. Найменше відхилення напруги на шинах ЦЖ в режимі мінімальних навантажень обмежується умовою, що відхилення напруги на затискачах електроприймача B_2 не виходить із допустимих меж (див. рис. 2.3 та 2.4):

$$\delta U''_{us} - \delta U_{3.n} \geq \delta U_{(-)} + K(\Delta U''_{B1} + \delta U_{T2} - \delta U_{T1} + \Delta U_{HO}) - \delta U_{T1}, \% \quad (2.6)$$

В останній формулі в дужках зазначена сумарна втрата напруги від ЦЖ до електроприймача 2 при режимі максимальних навантажень, а коефіцієнт K , що визначається за формулою (2.2), враховує зменшення зазначеної втрати напруги при режимі мінімальних навантажень.

4. Номер відгалуження x останньої зони визначається з умови, що відхилення напруги на затискачах електроприймача A_x в режимі мінімальних навантажень не перевищує допустимого $\delta U_{(+)}$ (рис. 2.3 і 2.4):

$$\delta U''_{ш} \leq \delta U_{(+)} - \delta U_{3.H} + K(\Delta U''_{B1} + \delta U_{Tx} - \delta U_{T1} + \Delta U''_T + \Delta U''_{H1}) - \delta U_{Tx}, \% \quad (2.7)$$

де δU_{Tx} - добавка напруги для відгалуження x обмотки трансформатора, %.

Звідси

$$\delta U_{Tx} \leq \frac{\delta U_{(+)} - \delta U''_{ш} - \delta U_{3.H} + K(\Delta U''_{B1} + \delta U_{Tx} - \delta U_{T1} + \Delta U''_T + \Delta U''_{H1})}{1 - K}, \% \quad (2.8)$$

Із табл. 2.1 підбирається номер відгалуження, для якого добавка не перевищує величини, отриманої за формулою (2.8).

Підставивши уточнене значення добавки δU_{Tx} в формулу (12.7), отримаємо верхню межу допустимих відхилень напруги на шинах ЦЖ в режимі мінімальних навантажень $\delta U'_{ш.B}$. Нижню межу цього відхилення $\delta U'_{ш.H}$ було визначено вище за формулою (2.6).

Таким чином, у режимі мінімальних навантажень відхилення напруги на шинах ЦЖ повинні задовольняти умови

$$\delta U'_{ш.H} \leq \delta U'_{ш} \leq \delta U'_{ш.B} \quad (2.9)$$

5. Величина допустимої втрати напруги в мережі 6-35 кВ визначається кінцем зони відгалуження x обмотки трансформатора (рис. 2.4):

$$\Delta U_{BO} \leq \Delta U''_{B1} + \delta U_{Tx} + \delta U_{T2} - 2\delta U_{T1}, \% \quad (2.10)$$

6. Середні величини напруги в режимах максимальних і мінімальних навантажень можуть бути визначені відповідно за формулами (див. рис. 2.2):

$$\delta U''_y = \delta U''_{ш} - 0,5\delta U_{3.H}, \% \quad (2.11)$$

$$\delta U'_y = \delta U'_{ш} + 0,5\delta U_{3.H}, \% \quad (2.12)$$

Висновки по другому розділу

На сьогоднішній момент в електричних мережах при централізованому регулюванні напруги часом виникає суперечлива ситуація, викликана неузгодженістю регулювання, у разі коли приймається рішення підвищити

напругу в лінії з недоліком напруги, то централізоване регулювання зачіпає також лінії з нормальною або підвищеною напругою. Нездатність споживчих підстанцій в автоматичному режимі реагувати та підлаштовуватися під зміни мережі живлення вимагає більш широкого впровадження, використання та розробки нових типів пристроїв автоматичного регулювання, які будуть дешевшими і простішими в експлуатації.

РОЗДІЛ 3

ОБГРУНТУВАННЯ СПОСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ У СІЛЬСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 0,38 кВ

3.1 Аналіз параметрів, що характеризують зміну напруги у різних точках електричної мережі

Для того щоб зрозуміти як і якими засобами слід проводити регулювання напруги в мережі, необхідно розуміти характер даних змін напруги. Для цього потрібно проаналізувати залежності напруги від супутніх параметрів електричної мережі та інших факторів.

Перша та найбільш головна причина зміни напруги в електричній мережі - це її природна зміна, викликана споживанням електроенергії та зміною електричних навантажень. Навантаження під час розрахунків електричних мереж прийнято ділити на активну і реактивну[14].

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = UI,$$

де S - повна електрична потужність, ВА; P – активна потужність, Вт; Q – реактивна потужність, вар; I - Струм, А; U - напруга, В.

Активна потужність це корисна потужність, що витрачається на проведення роботи, пов'язаної з потребами споживачів. Збільшення споживання активної потужності знижує рівень напруги.

$$P = S \cos \varphi = U \cdot I \cos \varphi, \quad (3.2)$$

де $\cos \varphi$ - коефіцієнт активної потужності.

Реактивна потужність безпосередньо впливає на рівень напруги в електричній мережі. Так, при нестачі реактивної потужності напруга у споживачів стає нижчою за номінальні значення, а при надлишку реактивної потужності напруга у споживачів підвищується. Для зменшення впливу реактивної потужності на рівень напруги мережі необхідно компенсувати зміни реактивної потужності [14].

$$Q = S \sin \varphi = U \cdot I \sin \varphi, \quad (3.3)$$

де $\sin \varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності.

Струм в електричній мережі, як невід'ємна складова повної потужності, також впливає на зміну рівня напруги.

$$I_i = \frac{S_{\Sigma i}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}, \quad (3.4)$$

де I_i - струм i -ї ділянки електричної мережі, А; S_i - повна потужність i -ї ділянки, ВА; $U_{\text{НОМ}}$ - номінальна напруга мережі, кВ.

Зі збільшенням навантаження в електричній мережі збільшуються й втрати напруги. Втрати напруги у трифазній електричній мережі легко обчислюються за формулою (3.5)

$$\Delta U = \frac{[Pr_0 + Qx_0] \cdot l}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (3.5)$$

де P – активна потужність, [кВт];

Q – реактивна потужність, [кВАр];

l - Довжина лінії електропередачі, км;

r_0 – активний опір лінії, Ом/км,

x_0 – індуктивний опір лінії, Ом/км.

З формули видно, що протяжність лінії електропередачі так само значно впливає на втрати напруги при передачі електроенергії, що в цілому відбивається на рівні напруги.

Велика протяжність сільських електричних мереж найчастіше ускладнює процес регулювання. Створюється ситуація, коли на віддаленому споживачі через відбір потужностей та більшої протяжності лінії напруга не відповідає нормованим значенням. Не рідкісні випадки, коли напруга у споживача ледве сягає 150 В. При цьому можливість якось вплинути централізовано на напругу, підвищивши ступінь трансформатора відсутня. Велика довжина лінії створює великі втрати напруги і при тому, що напруга на початку лінії може бути істотно завищена, але це не вирішує всієї проблеми з низькою напругою у кінцевого споживача.

Так само на напругу в електричній мережі цілком здатні впливати такі параметри, як опір лінії, який може залежати як від внутрішніх, так і від зовнішніх факторів.

Опір провідника залежить від того, з якого матеріалу зроблено провідник (щільність металу) та від перерізу проводу. Активна та реактивна складові опору враховуються при розрахунку втрат напруги.

До зовнішніх факторів можна віднести температуру довкілля. Відомо, що з підвищенні температури пропусканна здатність провідника знижується рахунок збільшення опору провідника.

$$\rho = \rho_0 \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T), \quad (3.6)$$

де ρ_0 - питомий опір провідника при 20°C ,

α - температурний коефіцієнт опору,

ΔT – різниця між температурою до нагрівання и температурою, при якій виконується вимірювання.

Зміна частоти також безпосередньо відбивається лише на рівні напруги. Так при зниженні на 1% частоти напруга на вторинній обмотці ферорезонансного стабілізатора знижується в середньому на 1,5% [15] .

3.2 Обґрунтування нових способів адаптивного автоматичного регулювання напруги в електричній мережі 0,38 кВ шляхом автоматичного регулювання на підстанції.

При аналізі літературних джерел та постановці завдань дисертаційної роботи було виявлено, що найбільш суттєвими недоліками існуючих нині пристроїв автоматичного регулювання напруги на трансформаторних підстанціях 10/0,4кВ – це висока вартість та великі габарити даних пристроїв, і те, що регулювання відбувається відповідно до розрахункового значенням напруги, отриманим сумою напруги на шині підстанції та напруги струмової компенсації, а не за фактичною напругою споживачів, що негативно позначається на точності проведеного регулювання напруги.

Також слід зазначити, що на трансформаторах напругою 10/0,4 кВ регулювання здійснюється за допомогою ПБЗ, а використання пристроїв РПН обмежено та застосовується тільки на виробництві з нерівномірним навантаженням протягом дня. Аналіз способів здійснення автоматичного регулювання напруги також показав, що застосовувані на сьогоднішній день способи недостатні і не можуть повною мірою забезпечити точне, надійне регулювання та підтримання заданої напруги у споживачів.

У зв'язку з цим необхідна розробка нових, високонадійних засобів і засобів автоматичного регулювання напруги на трансформаторних підстанціях 10/0,4кВ. Дані способи повинні забезпечувати можливість регулювання з урахуванням фактичної напруги на введеннях споживачів так, щоб регулювання дозволило знизити відхилення напруги у всіх споживачів, підключених до електричної мережі. Способи повинні бути простими, а обладнання, що застосовується для їх реалізації, забезпечувати автономність, точність регулювання, мати високу надійність, при цьому не вимагати великих капіталовкладень. Перелічені властивості сприятимуть широкому впровадженню та їх повсюдному використанню на трансформаторних підстанціях 10/0,4кВ.

При розробці способів автоматичного регулювання напруги на ТП 10/0,4кВ необхідно розробити алгоритм, при якому пристрій автоматичного регулювання напруги розпізнаватиме величину та напрямок відхилення напруги, порівнювати ці значення із заданими, і на основі порівняння формувати керуючий сигнал і подавати його на виконавчий пристрій .

У попередньому розділі був проведений аналіз статистичних даних по максимальним значенням відхилення напруги, що встановилися. На основі даного аналізу можна зробити висновок, що найбільше таких відхилень припадає на діапазон напруг $+5\% \dots +7,5\%$ і воно становить 68. На діапазон $+7,5\% \dots +10\%$ припадає 17 відхилень. Виходячи з цього, можна стверджувати, що для надійного регулювання напруги на трансформаторній підстанції буде достатньо шести ступенів обмоток трансформатора з регулюванням ступеня

напруги в 2.5% і що ці шаблі регулювання обґрунтовані у зв'язку з великою частотою появи максимальних відхилень напруги у споживача саме в цих діапазонах. Це стандартні шаблі регулювання напруги, що дозволить використовувати систему, що розробляється, спільно з існуючими пристроями регулювання напруги, зокрема з РПН трансформаторів 10/0,4 кВ. Також крок регулювання 2,5% дозволяє уникнути зайво частого включення пристрою регулювання порівняно з меншим кроком регулювання.

У розробленому способі задають співвідношення між напругою у найближчих і найбільш віддалених споживачів одержують живлення від ліній електричної підстанції, що відходять, на якій здійснюється регулювання напруги, напругою вторинної обмотки трансформатора електричної підстанції, вимірюють фактичну напругу у найближчих і найбільш віддалених споживачів, вимірюють фактичне, порівнюють їх з нормативними значеннями, у разі відхилення фактичної напруги у споживачів від нормативних значень визначають фактичне відхилення співвідношення між заданими і фактичними напругами в контрольних точках, отримане відхилення напруги використовують як зазначений сигнал.

Суть пропонованого способу пояснюється рисунком 3.1, на якому представлена структурна схема, що реалізує спосіб.

Схема складається з: Т1 трансформатора з пристроєм регулювання під навантаженням (РПН); пристрої зв'язку та передачі даних; РО – робочого органу; ВП - виконуючого пристрою; П – підсилювача; СУ – системи управління; ДН_м – датчика напруги трансформатора; ДН_н – ДН_в – датчика напруги найбільш віддаленого та наближеного споживачів; ЗП - задаючого пристрою.

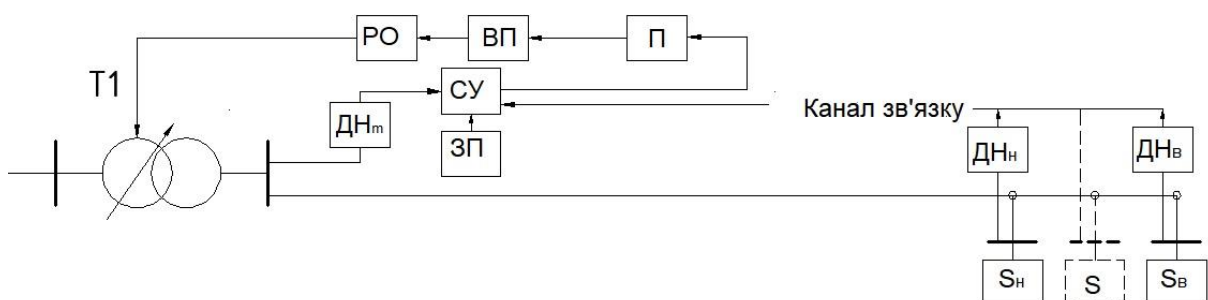


Рисунок 2.1 - Спосіб автоматичного регулювання напруги електричної підстанції

Робота автоматичного регулювання напруги електричної підстанції забезпечується слідуючим чином.

За допомогою пристрою ЗП задають співвідношення між напругою у найближчих і найбільш віддалених споживачів які отримують живлення від ліній електричної підстанції, що відходять, на якій здійснюється регулювання напруги, напругою вторинної обмотки трансформатора електричної підстанції. Далі здійснюється автоматизований збір динамічних даних по напрузі з датчиків напруги ДНн – ДНв віддалених та наближених споживачів електроенергії Sn-Sв, та датчика напруги ДНм встановленого на низькій стороні трансформаторної підстанції за допомогою каналу зв'язку сучасних провідних/бездротових засобів зв'язку та передачі даних. Зібрані дані від споживачів Sn-Sв, датчика напруги трансформатора ДНм і пристрою ЗП аналізуються пристроєм системою управління СУ на наявність відхилень фактичної напруги у споживачів від нормативних значень, далі визначають фактичне відхилення співвідношення між заданими і фактичними напругами в контрольних точках, отримане відхилення напруги використовують у як коригувальний сигнал який обробляється підсилювачем, а потім надходить на виконуючий пристрій ВП, який в свою чергу впливає на робочий орган РО.

Таким чином, відбувається підтримання в нормі основних параметрів якості електроенергії за рахунок використання як контрольованого параметра тільки лінійних напруг, а також підвищення точності регулювання напруги енергії за рахунок розширення функціональних можливостей опитування даних по напрузі.

До кожної ТП приєднано кілька споживачів. Кінцевим завданням регулювання є приведення параметра відхилення напруги кожного з цих споживачів до нормативних значень. Відхилення даного значення від норми в різних споживачів, підключених до однієї й тієї ж ТП, може мати як позитивне, і негативне значення. Регулювання необхідно проводити в тому випадку, якщо

рівень відхилення напруги, що установився (діючого) хоча б у одного зі споживачів виходить за нормативні значення. При виході відхилення напруги, що встановилося за нормативні значення, слід вибирати, на яке значення необхідно змінити його коефіцієнт регулювання. Це повинно робитися так, щоб мінімізувати відхилення напруги, що діють, від нормативних значень одночасно у всіх споживачів. Отже, виявивши наявність відхилень, слід визначити сумарне значення відхилення в усіх споживачів. Якщо при цьому сума відхилень набуває позитивного значення, слід регулювати напругу у бік зменшення його значення в ТП і навпаки. Якщо сума відхилень діючої напруги дорівнює нулю, навіть у разі коли відхилення напруги більше нормативного значення, то регулювання здійснювати не слід, так як це призведе до ще більших відхилень. Далі необхідно визначити коефіцієнт регулювання, який буде здійснювати регулювання. При позитивному сумарному відхиленні для вирішення цього завдання вирішується наступне рівняння:

$$B_1 = \left(\frac{\sum_{i=1}^n A_n}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\Delta U_d}{100} + 1 \right)} - 1 \right) \cdot 100, \quad (3.7)$$

де B_1 – коефіцієнт, що показує на яке значення необхідно змінити рівень відхилення діючої напруги в ТП при його позитивному відхиленні від нормативного значення, %;

ΔU_d - рівень відхилення чинного значення відхилення напруги на межі балансового розмежування споживача та електромережевої організації, %;
[97]

A_n - n -на точка балансового розмежування споживача та електромережевої організації, шт.

При цьому B_1 набирає значення від -1 до 0, негативне значення показує, що регулювання необхідно проводити у бік зменшення значення напруги.

При негативному відхиленні напруги коефіцієнт, що показує на яке значення необхідно змінити ПKE при його відхиленні від нормативного значення набуде вигляду:

$$B_2 = \left(\frac{\sum_{i=1}^n A_n}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\Delta U_d}{100} - 1 \right)} + 1 \right) \cdot 100, \quad (3.8)$$

де B_2 – коефіцієнт, що показує на яке значення необхідно змінити рівень відхилення діючої напруги в ТП при його негативному відхиленні від нормативного значення, %;

В цьому випадку B_2 набуває значення від 0 до 1, позитивне значення показує, що регулювання необхідно проводити у бік збільшення значення напруги.

При використанні технічних засобів підвищення рівня напруги необхідно враховувати характеристики конкретного технічного пристрою, що здійснює регулювання. Не завжди вплив на технічний засіб призводить до пропорційної зміни напруги.

Отже, необхідно враховувати коефіцієнт пропорційності, що враховує особливості кожного з пристроїв. При цьому можна визначити коефіцієнт регулювання, який набуде вигляду, при позитивному сумарному відхиленні напруги, що встановилася:

$$K_{1\text{рег.}} = K_{\text{ТУ}} \cdot B_1 ; \quad (3.9)$$

При негативному сумарному відхиленні ПКЕ

$$K_{2\text{рег.}} = K_{\text{ТУ}} \cdot B_2 ; \quad (3.10)$$

де $K_{1\text{рег.}}$, $K_{2\text{рег.}}$ - коефіцієнт регулювання при позитивному та негативному сумарному відхиленні відповідно, %;

$K_{\text{ТУ}}$ - коефіцієнт пропорційності, що залежить від типу застосовуваного пристрою регулювання, що приймається для РПН, вольтододаткових трансформаторів та стабілізаторів напруги рівним $w/\%$ (w -кількість витків обмотки трансформатора, на який треба переключити РПН (пристрій у ВДТ, стабілізаторі) для зміни вихідної напруги на 1%). Для батарей конденсаторів $K_{\text{ТУ}}$ дорівнює $C/\%$, де C – ємність батареї конденсаторів, на які треба переключити пристрій регулювання ємності зміни вихідної напруги на 1%.

Для практичної реалізації запропонованого вище способу автоматичного регулювання напруги на ТП розроблено алгоритм, представлений рисунку 3.2. Алгоритм складено з використанням принципів викладених у [2,3,6]. Початок алгоритму передбачає введення нормованого значення напруги $U_{\text{норм}}$ та кількість споживачів. Зазначені дані зберігаються в блоці 2. Блоком 3 проводиться визначення наявності стійкого відхилення напруги ΔU_d . Блок 4 визначає рівень відхилення напруги. Блок 5 здійснює порівняння рівня стійкого відхилення напруги з нормованим значенням. При відхиленні рівня напруги більше нормованого сигнал надходить на блок 6, який визначає суму відхилень напруг. Якщо відхилення менше нормованого значення, сигнал надходить на початок блоку 3. Блоки 7,8 виконують функцію визначення напрямку регулювання. Якщо сумарне відхилення більше нуля, сигнал надходить на блок 10, який визначає коефіцієнт, що показує на яке значення необхідно змінити відхилення напруги, що встановилося, при його відхиленні від нормативу. Блоками 12,14 визначається коефіцієнт пропорційності та коефіцієнт регулювання. Інформація з блоку 14 надходить на блок 15, який дає виконавчий сигнал початку регулювання. Якщо умова блоку 7 не виконується, сигнал надходить на блок 8. У цьому випадку схема працює за аналогічним алгоритмом із застосуванням блоків 9,11,13. Якщо умови блоків 7,8 не виконуються, сигнал з блоку 8 надходить на початок блоку 3. Таким чином, даний алгоритм дозволяє автоматично визначати коефіцієнт регулювання і застосовувати відповідні технічні засоби для регулювання діючого відхилення напруги в ТП. Він може бути реалізований із застосуванням мікропроцесорів, наприклад AVR [5,7].

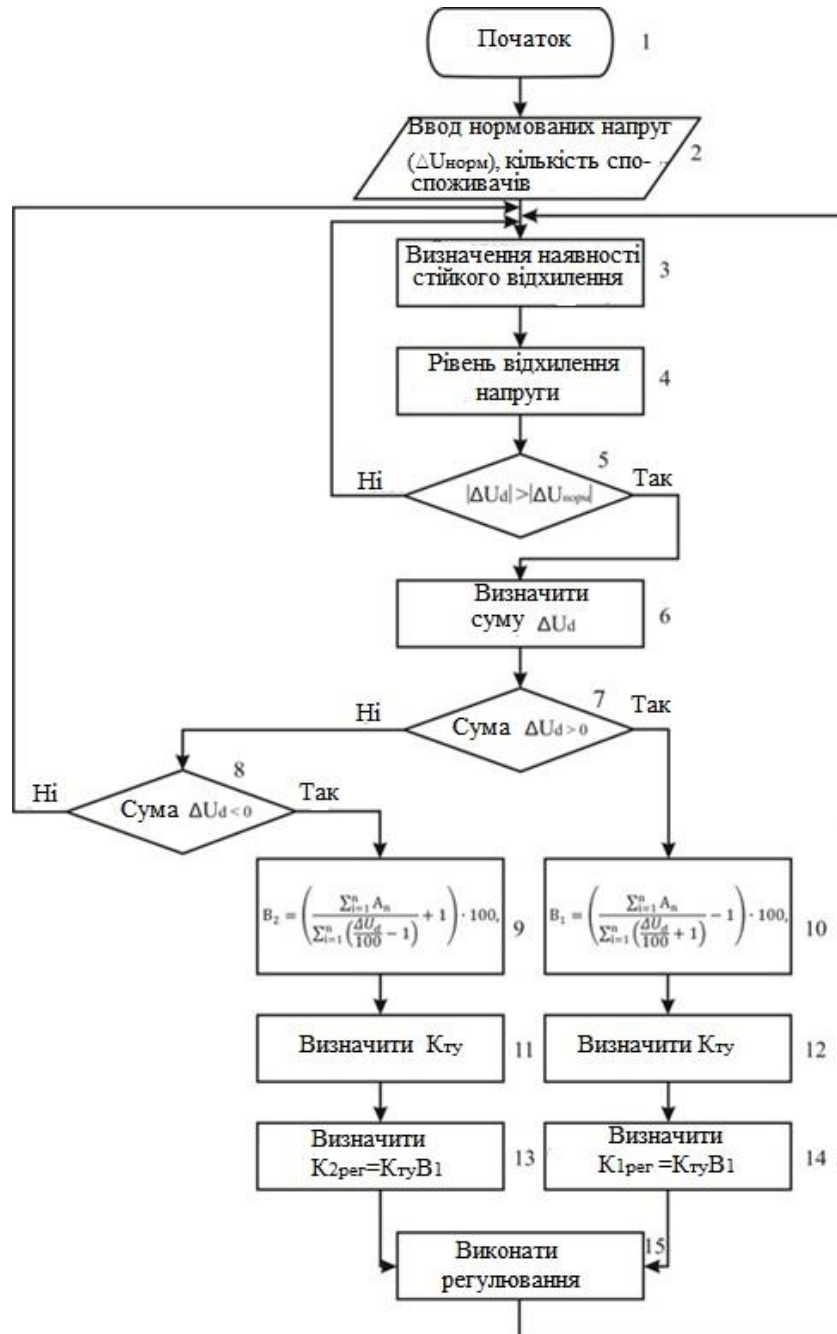


Рисунок 3.2 - Алгоритм регулювання напруги в ТП з використанням коефіцієнта регулювання

Висновки по третьому розділу

Застосування додаткових технічних пристроїв місцевого регулювання у складі централізованої системи автоматичного регулювання напруги дозволять вирішити проблему регулювання напруги віддалених споживачів, що є гострою проблемою для протяжних сільських електричних мереж.

ВИСНОВКИ

Зроблений аналіз існуючих способів регулювання напруги та їх параметрів, якими проводиться регулювання, показав, що:

Регулювання напруги за рахунок зміни напруги генераторів електростанцій не в змозі забезпечити точне регулювання напруги з урахуванням вимог, що висуваються на даний момент. Те саме можна сказати і про пристрої автоматичного регулювання напруги, що використовують принцип струмової компенсації для визначення напруги на віддаленому споживачі. Регулювання струмової компенсацією напруги дозволяє врахувати фактичне напруга споживачів, цим знижуючи точність виробленого регулювання. Очевидно, що подальший розвиток системи автоматичного регулювання напруги має базуватися на широкому застосуванні різних технічних засобів групового (централізованого) регулювання, що діє на підставі фактичних даних щодо напруги у споживачів.

Застосування додаткових технічних пристроїв місцевого регулювання у складі централізованої системи автоматичного регулювання напруги дозволять вирішити проблему регулювання напруги віддалених споживачів, що є гострою проблемою для протяжних сільських електричних мереж.

Розроблені способи адаптивного автоматичного регулювання напруги дозволяють мінімізувати відхилення напруги у всіх споживачів підключених до регульованої електричної мережі 0,38 кВ.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДСТУ 3466—96 «Якість електричної енергії»
2. ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» (EN 50160:2010, IDT)/ НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ.
3. Константинов Б.А., Допустимі відхилення напруги у електроприймачів [Текст] / Б. А. Константинов // Регулювання напруги в електричних мережах / Міненерго СРСР, Гол. технічне упр. з експлуатації енергосистем, Всесоюзний держ. трест з організації та раціоналізації районних електричних станцій та мереж. - Москва: Енергія, 1068. - 181-187с.
4. Кіреєва Е.А. Раціональне використання електроенергії у системах промислового електропостачання - М.: НТФ «Енергопрогрес», 2000. - 47-48с
5. Лопухін А.А. Джерела безперебійного харчування без секретів. - М: А і Т Системи, 2002.
6. Вайнштейн Р.А., Основи управління режимами енергосистем за частотою та активною потужністю, за напругою та реактивною потужністю: навчальний посібник / Р. А. Вайнштейн, Н. В. Коломієць, В. В. Шестакова; Національний дослідницький політехнічний університет (ТПУ). - Томськ: Вид-во ТПУ, 2010. - 95 с.: іл. - Бібліогр.: с. 95
7. Гусейнов А.М. Розрахунок у фазних координатах несиметричних усталених режимів у складних системах. Електрика, 1989 № 3.
8. Воротницький В.Э., Повышение эффективности управления распределительными сетями Текст./В.Э. Воротницький // Энергосбережение. - 2005. № 10.
9. Смолоник С., Халілов Ф. Вибір оптимальних довжин і перерізів, робочої напруги і потужності, що передається в мережах 0,38-110 кВ // Праці Кольського наукового центру . - 2011. - № 2 (5). - С. 24-29

10. Ананічева С.С. Якість електроенергії. Регулювання напруги та частоти в енергосистемах: навчальний посібник / С. С. Ананічева, А. А. Алексєєв, А. Л. Мизін.; 3-тє вид., Випр. Єкатеринбург: УрФУ 2012. 93 с
11. Патент UA 2267827 C2, кл. H01F29/04, H01H19/12. Трифазний перемикач відгалужень обмоток трансформатора/Вайнштейн Анатолій Львович, Ангоріна Роза Анатоліївна, Андросов Микола Федорович, Синіцина Тамара Миколаївна; опубл. 10.01.2006
12. Гам А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок І.М., Коркіна О.С. Розвиток алгоритмів оцінювання стану електроенергетичної системи// Електрика.-2009.-№6.- С.2-9.
13. Гам А. З., Колосок І. Н. Удосконалені алгоритми оцінювання стану електроенергетичних систем // Електрика. - 2011. - № 11. - С. 25-29.
14. Будзько І.А., Лещинська Т.Б., Сукманов В.І. Електропостачання сільського господарства. - М.: Колос, 2000. -356с.: Іл.
15. Беляєв Б.В., Вплив змін частоти на роботу ферорезонансних стабілізаторів напруги / Автомат. та телехутро., 9:1 1948 - 59–73
16. Carlos A. Smith, Principles and Practice of Automatic Process Control – Wiley 1997.
17. Mikell P. Groover, Automation, Production Systems, and Computer-Integrated Manufacturing (3rd Edition) - Prentice Hall, 2007
18. Jack Purdum, Beginning C for Arduino – Apress, 2012