

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки і електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

Шляхи удосконалення інтелектуального управління режимом розподільчої
мережі
(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2м курсу, групи ДЕА-Е23мг
спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/ Сергій РОМАЩЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/ Ірина ПАНТЄЛЄВА
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/ Олександр ГУЛЕЙ
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль _____/ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/ Ігор КИРИСОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2024 рік

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА

Навчально – науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки та електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Електричні станції, мережі та системи

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Артем ЧЕРНЮК
(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

« ____ » _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти

здобувачу вищої освіти Сергію РОМАЩЕНКУ

1. Тема «Шляхи удосконалення інтелектуального управління режимом розподільчої мережі»

затверджена наказом по академії №4801-5/3345 від «12» 10 2024 р.

2. Термін здачі закінченої роботи « 10 » 12 2024 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: параметри нормального режиму електрообладнання; режими роботи мережі; параметри режимів роботи електричної мережі; типи електричних станцій в мережі

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):
ВСТУП; РОЗДІЛ 1. АВТОМАТИЧНЕ СЕКЦІОНУВАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 6(10) КВ; РОЗДІЛ 2. ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ ТА МІСЦЬ УСТАНОВКИ СЕКЦІОНУЮЧИХ ПУНКТИВ; РОЗДІЛ 3.ІНТЕЛЕКТУАЛЬНЕ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМОМ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ; ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

5.Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

Слайди презентації

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання « 12 » _____ 10 _____ 2024 р.

Керівник

(підпис)

Ірина ПАНТЕЛЄЄВА

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

_____ Сергій РОМАЩЕНКО

(підпис)

(ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/ п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження	02.10.24 – 05.10.24	
2	Проведення аналізу наукової літератури	06.10.24 – 15.10.24	
3	Виконання першого розділу дипломної роботи	16.10.24 – 29.10.24	
4	Виконання другого та третього розділу дипломної роботи	30.10.24 – 26.11.24	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.24 – 07.12.24	

Студент (ка)

(підпис)

Сергій РОМАЩЕНКО

(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль

(підпис)

Юлія ОЛІЙНИК

(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Реферат до магістерської роботи з теми «Шляхи удосконалення інтелектуального управління режимом розподільчої мережі» магістрантом Сергієм РОМАЩЕНКОМ

Магістерська робота виконана на _____ сторінок, містить _____ таблиць, _____ рисунків, що характеризують результати дослідження, використано _____ літературних джерел.

Автоматичне секціонування розподільних мереж на базі мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики в поєднанні з сучасною комутаційною апаратурою та засобами зв'язку забезпечує підвищення надійності електропостачання споживачів, знижує трудовитрати на обслуговування таких мереж.

У світі вище сказаного, основною задачею при експлуатації розподільної електричної мережі є забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів при найменших матеріальних, трудових та грошових витратах.

Мета дослідження: проведення аналітичного дослідження шляхів підвищення надійності електропостачання споживачів повітряної розподільної мережі 6(10) кВ за допомогою використання автоматичного секціонування.

Об'єкт дослідження: процес передачі та розподілу електроенергії в розподільних мережах 6(10) кВ. .

Предмет дослідження: підвищення надійності електропостачання споживачів даного рівня напруги.

Ключові слова: електроенергія, розподільна мережа, розподілена генерація, моніторинг, електрична мережа, реклоузер, секціонування

ABSTRACT

for the master's thesis on the topic " Ways to improve intelligent management of the distribution network regime" by master's student Serhiy ROMASHCHENKO

The master's work is executed on ____ pages, contains ____ tables, ____ drawings, which characterize the results of research, used literary sources____.

Automatic sectioning of distribution networks based on microprocessor-based relay protection and automation devices in combination with modern switching equipment and communication means ensures increased reliability of power supply to consumers, reduces labor costs for servicing such networks.

In the world of the above, the main task in the operation of a distribution electrical network is to ensure reliable and high-quality power supply to consumers with the lowest material, labor and financial costs.

Purpose of the study: conducting an analytical study of ways to increase the reliability of power supply to consumers of the 6(10) kV overhead distribution network by using automatic sectioning.

Object of the study: the process of transmission and distribution of electricity in 6(10) kV distribution networks. .

Subject of the study: increasing the reliability of power supply to consumers of a given voltage level.

Keywords: electricity, distribution network, distributed generation, monitoring, electrical network, recloser, sectioning

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. АВТОМАТИЧНЕ СЕКЦІОНУВАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 6(10) кВ

1.1. Принципи управління конфігурацією електричної мережі та задачі її реалізації

1.2. Удосконалення схеми пристрою секціонування лінії електропередачі 0,4 кВ

1.3. Схема пристрою розділення електричної мережі на ділянки

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

РОЗДІЛ 2. ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ ТА МІСЦЬ УСТАНОВКИ СЕКЦІОНУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ

2.1. Вибір кількості секціонуючих пунктів по критерію надійності електропостачання

2.2. Критерії оптимізації місця установки реклоузера в розподільній мережі 6(10) кВ

2.3. Підвищення надійності електричних мереж 6(10) кВ через застосування автоматичних пунктів секціонування

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

РОЗДІЛ 3. ІНТЕЛЕКТУАЛЬНЕ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМОМ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ

3.1. Алгоритми інтелектуального управління мережею

3.2. Застосування автоматичного секціонування з метою підвищення надійності електропостачання споживачів повітряної розподільної мережі

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

СПИСОК ПОСИЛАНЬ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ЕЕС – електроенергетична система

ТЕЦ – теплова електроцентрально

КЗ – коротке замикання

ЕС – енергосистема

РЗА – релейний захист та автоматика

АВР – автоматичне включення резерву

АПВ – автоматичне повторне включення

СЕП – система електропостачання

ПРМ – повітряна розподільча мережа

АПС - автоматичний пункт секціонування

ПЛ - повітряна лінія

МКС - мультиконтактні комутаційні системи

ЛР - лінійний роз'єднувач

РПН – регулювання під навантаженням (коефіцієнта трансформації)

ТП – трансформаторна підстанція

ГЗП – головна знижувальна підстанція

ІЕЕЕ - Інститут інженерів з електротехніки та радіоелектроніки

РПВ – ручне повторне включення

КА - комутаційні апарати

ВСТУП

Актуальність теми роботи

Стаціонарний або автоматичний розподіл мереж виконується зазвичай у системах зовнішнього електропостачання у зв'язку зі збільшенням кількості та потужності джерел електричної енергії як в енергосистемах, так і на власних теплоелектроцентралях (ТЕЦ).

Необхідність розподілу мережі виникає у тих випадках, коли рівень струмів коротких замикань (КЗ) у вузлах навантаження перевищує допустимий рівень по параметрам електрообладнання, що знаходиться в експлуатації. Розподіл мережі суттєво впливає на експлуатаційні режими, стійкість та надійність роботи енергосистем (ЕС), а також на втрати потужності та енергії в мережах.

Використовують також автоматичне секціонування – розподіл лінії або шини на декілька ділянок за допомогою комутаційних апаратів, які працюють автоматично. Доцільність секціонування ліній, вибір місця установки та типу відповідного апарату визначаються, виходячи з трьох умов:

- Забезпечення чутливого, селективного та швидкодіючого релейного захисту;
- Підвищення надійності електропостачання та зменшення збитків у споживачів при перерві живлення;
- Підвищення культури експлуатації електрообладнання.

Можна встановлювати декілька комутаційних апаратів на відгалуженнях від основної лінії (паралельне секціонування) або декілька апаратів, включених послідовно (послідовне секціонування). Однак в останньому випадку встановлення двох або більше комутаційних апаратів небажане, тому що це може привести до збільшення часу спрацювання релейного захисту головної ділянки лінії.

Необхідність секціонування ліній з умов релейного захисту визначається під час розрахунку захисту лінії. У тих точках лінії, де значення

струму двофазного КЗ вже не забезпечує чутливості, яка потребується цим захистом, встановлюється секційний вимикач зі своїм релейним захистом.

Встановлення апаратів, які секціонують, зменшує також час виявлення місць замикання на землю, підготовки ремонтних робіт, тощо.

У якості вимикача, що секціонує, доцільно використовувати вакуумні реклоузери. Функції релейного захисту та автоматики (РЗА) в реклоузерах достатні для автоматичного секціонування розподільних мереж. Наприклад, можуть передбачатись наступні функції РЗА:

- Чотири ступінчастий направлений струмовий захист;
- Захист від замикань на землю;
- Автоматичне частотне розвантаження;
- Автоматичне включення резерву (АВР) із зазначенням сторони джерела та навантаження;
- Триразове автоматичне повторне включення (АПВ).

Автоматичне секціонування розподільних мереж на базі мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики в поєднанні з сучасною комутаційною апаратурою та засобами зв'язку забезпечує підвищення надійності електропостачання споживачів, знижує трудовитрати на обслуговування таких мереж.

У системі електропостачання (СЕС) найбільш вразливою ділянкою є повітряні розподільні мережі (ПРМ) 6(10) кВ. Загальна протяжність такої мережі на території України складає більше 250 тис. км, а це практично 80% від протяжності електричних мереж всієї СЕС.

ПРМ напругою 6(10) кВ є заключним етапом на шляху електричної енергії до споживача. Такі мережі передають та розподіляють електроенергію по всім сільсько- господарчим та виробничим об'єктам. Всі споживачі зацікавлені у надійності та якості електропостачання, однак по статистичним даним 70% від усіх порушень електропостачання приходить саме на мережі цієї напруги, при цьому пошкодження будь-якої ділянки даної ПРМ тягне за собою проблеми з надійністю електропостачання всіх споживачів.

У світі вище сказаного, основною задачею при експлуатації розподільної електричної мережі є забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів при найменших матеріальних, трудових та грошових витратах.

Мета дослідження: проведення аналітичного дослідження шляхів підвищення надійності електропостачання споживачів повітряної розподільної мережі 6(10) кВ за допомогою використання автоматичного секціонування.

Для досягнення мети необхідно вирішити наступні задачі:

- визначити показники надійності електропостачання, які застосовуються у світовій практиці організаціями, що постачають електроенергію;
- визначити принципи управління конфігурацією електричної мережі та задачі по їх реалізації;
- розглянути критерії оптимізації місць установки реклоузерів та їх кількість;
- розглянути конструкцію вакуумних реклоузерів, проаналізувати їх параметри, та представити їх класифікацію;
- розробити схему пристрою розділення електричної мережі на ділянки – автоматичне секціонування;
- визначити шляхи підвищення надійності електричних мереж 6(10) кВ.

Об'єкт дослідження: процес передачі та розподілу електроенергії в розподільних мережах 6(10) кВ.

Предмет дослідження: підвищення надійності електропостачання споживачів даного рівня напруги.

Методи дослідження: комбінований метод аналізу надійності розподільних мереж; теорія надійності технічних систем; методи математичної статистики та теорії ймовірності; методи комп'ютерного моделювання; методи стохастичного моделювання; теорія імітаційного моделювання.

РОЗДІЛ 1. АВТОМАТИЧНЕ СЕКЦІОНУВАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Розподільні мережі напругою 6-10 кВ на підприємствах відзначаються слабкою оснащеністю комутаційними апаратами. Тому при пошкодженні будь-якої ділянки лінії тривало відключаються всі приєднані споживачі.

На практиці системи електропостачання (СЕР) нафтогазового чи гірничого підприємств мають схему, показану на рис.1.1.

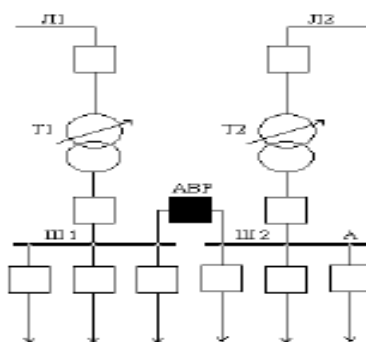


Рисунок 1.1 – Схема СЕР гірничого (нафтогазового) підприємства

Ця схема забезпечує вимоги правил улаштування електроустановок (ПУЕ) з електропостачання споживачів першої категорії. На даний момент СЕР підприємств експлуатуються значний термін і почастишали випадки відмови однієї з ліній під час простою іншої. Як наслідок, підприємства зазнають збитків [1].

Резервування є ефективним способом підвищення надійності СЕР, що дозволяє створювати системи, надійність яких може бути вище надійності елементів, що входять до її складу.

У цьому випадку система проектується таким чином, що з появою відмови елемента вона перебудовується і відновлює свою працездатність шляхом виключення елемента, що відмовив, та забезпечення живленням елементів, що залишилися від резервного джерела.

Дослідження показали, що СЕП з об'єднаними системами збірних шин на електропідстанції (рис.1.2) значно надійніше за СЕП традиційного виконання.

Оцінка показників надійності схем електропостачання показала, що об'єднання систем збірних шин на стороні 6-10 кВ електропідстанцій із використанням засобів автоматичного вводу резерву (АВР) приводить до зниження частоти відмов у 1,8 разів та зменшує час відновлення у 1,4 рази.

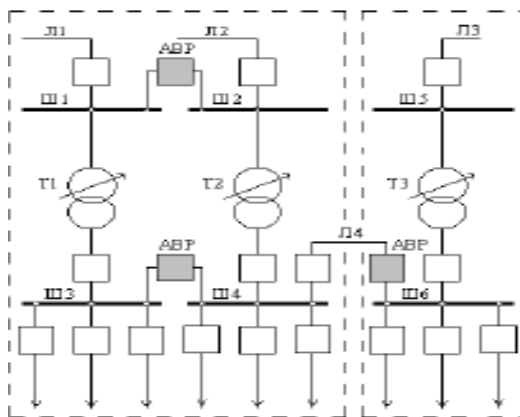


Рисунок 1.2 – Схема СЕП з автоматичним резервуванням

Таким чином, СЕП зі з'єднаними підстанціями значно надійніше за систему традиційного виконання. Якщо підстанцій n та їх системи збірних шин на стороні 6-10 кВ об'єднати засобами АВР, то надійність електропостачання

окремих споживачів зросте ще більшою мірою. Витрати на будівництво додаткових ліній електропередачі та АВР, та їх експлуатацію компенсує збитки від порушення електропостачання споживачів.

Існуючі у розподільчих мережах засоби релейного захисту та комутаційні апарати не дозволяють виконати об'єднання кількох територіально розосереджених підстанцій. Таке об'єднання можливе при реалізації у повітряних розподільчих мережах автоматичного секціонування повітряних ліній електропередачі на основі децентралізованого алгоритму роботи багатофункціональних автоматичних пунктів секціонування.

Апаратом, що відповідає всім вимогам децентралізованого підходу, є автоматичний пункт секціонування (АПС) або реклоузер. АПС виконує оперативні перемикання в розподільній мережі (місцева та дистанційна реконфігурація), автоматичне відключення пошкодженої ділянки, автоматичне повторне включення лінії (АПВ), автоматичне виділення пошкодженої ділянки, автоматичне відновлення живлення на непошкоджених ділянках мережі (АВР), збирання, оброблення та передачу інформації про параметри режимів роботи мережі та стан власних елементів. На протязі усього терміну служби АПС не обслуговується.

Набір функцій мікропроцесорної системи релейного захисту та автоматики АПС забезпечує ефективну реалізацію децентралізованої автоматизації у повітряних розподільчих мережах 6-10 кВ.

Основним ефектом від застосування децентралізованої системи секціонування є автоматичне селективне відключення та локалізація пошкодженої ділянки, та автоматичне відновлення живлення непошкоджених споживачів.

Автоматичний пункт секціонування – це нове покоління комутаційного обладнання, що об'єднало в собі передові технології мікропроцесорного релейного захисту, автоматики та комутаційної техніки.

Можливі різні алгоритми функціонування автоматичних пунктів секціонування для організації децентралізованого управління аварійними режимами роботи мереж. У кожному випадку вирішуються конкретні завдання підвищення надійності електропостачання споживачів [2].

1. Заданий рівень надійності фідера. За відсутності на лінії споживачів, які потребують високої надійності електропостачання, АПС можуть бути встановлені як пункти секціонування, що забезпечують розподіл повітряної лінії на кількох ділянках (рис.1.3). Таке розміщення апаратів дозволяє забезпечити заданий рівень надійності по фідеру в цілому, полегшити пошук місця пошкодження та скорочення прискорити відновлення живлення.

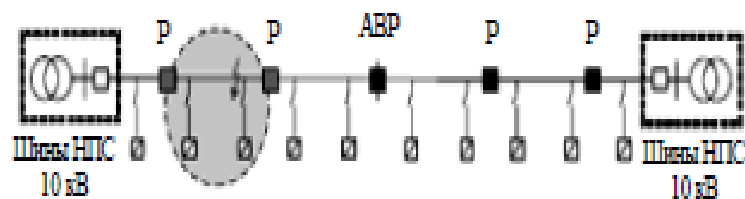


Рисунок 1.3 - Алгоритм децентралізованої автоматизації «заданий рівень надійності»

2. Максимальний захист конкретного споживача. У разі наявності споживачів, які потребують високої надійності електропостачання, пропонується установка реклоузерів. У цій схемі за наявності двох джерел живлення та при КЗ на будь-якій ділянці лінії електропостачання споживачів зберігається. У даному варіанті можна забезпечити максимально високу надійність.

3. Комбінований варіант. Комбінуючи перші два варіанти встановлення реклоузерів на лінії, можна досягти необхідної надійності електропостачання споживачів. При такому розташуванні реклоузерів у лінії можна забезпечити узгоджений рівень надійності фідера в цілому, а також максимально високу надійність електропостачання будь-якого споживача.

Проблема енергозбереження стає все більш гострою у зв'язку зі зростанням цін на паливо та обмеженнями екологічного характеру. Ця проблема має дві сторони – технічну, спрямовану на зниження витрати енергії, та організаційну, спрямовану на обмеження безгосподарного витрачання енергоресурсів, зокрема отриманих шляхом їх укриття від обліку.

Виробники електроенергії намагаються домогтися підвищення надійності обліку відпущеної споживачам електроенергії за допомогою комплексного підходу до проблем енергопостачання. Однією з найважливіших частин розробленої системи є концепція підвищення точності обліку відпущеної електроенергії. Ефективним вирішенням цієї

проблеми є встановлення автоматичного пункту секціонування спільно з пунктом комерційного обліку у безпосередній близькості від відпаювання повітряної лінії. Адже чим ближче лічильник розташований до відпаювання, тим точніше облік.

Конструктивно до складу пункту комерційного обліку входять: високовольтний модуль із вбудованими трансформаторами струму та напруги; низьковольтний модуль (шафа обліку) для установки приладу обліку, апаратів захисту, а також місце для апаратури пристрою передачі інформації; з'єднувальний кабель; монтажний комплект для встановлення пункту комерційного обліку на опорі лінії ПЛ.

У пункті комерційного обліку електроенергії реалізовано дистанційну передачу даних про кількість спожитої електроенергії. Таким чином, у диспетчера з'явиться можливість у режимі реального часу контролювати кількість споживаної електричної енергії, а у разі перевищення зазначеної в технічних умовах на приєднання потужності, вводити режим обмеження електропостачання споживача. Дистанційна передача даних із лічильника також дозволить вести комерційні розрахунки зі споживачем без виїзду контролера до місця встановлення засобу обліку та візуального знімання показань.

Таким чином, автоматичне секціонування ліній із застосуванням сучасних пунктів секціонування дає можливість забезпечити необхідний рівень надійності електропостачання як по мережі загалом, так і заданий рівень надійності електропостачання конкретних споживачів. Можливість вибірково підвищувати надійність електропостачання окремих споживачів дозволяє підприємствам, що експлуатують електричні мережі, впроваджувати заходи щодо підвищення надійності електропостачання адресно, тим самим підвищуючи їхню ефективність.

1.1.Принципи управління конфігурацією електричної мережі та задачі їх реалізації

Конфігурація електричних мереж - одна із головних чинників, які впливають на показники надійності електропостачання, якості електроенергії, доступності інфраструктури електромережі. Представники науково-дослідної спільноти та експлуатаційних організацій активно використовують цей термін, проте до цього часу відсутнє загальноприйняте трактування. Ця обставина призводить до відсутності єдиного визначення поняття конфігурацій електричних мереж. У різних джерелах електричні мережі з однаковою структурою, топологією класифікуються по-різному з погляду їхньої конфігурації [3]. На основі вищесказаного, в результаті аналізу понять, що входять до терміна «Конфігурація електричної мережі», пропонується наступне формулювання: «Конфігурація електричної мережі – це характеристика електричної мережі за взаємним розташуванням на схемі та у просторі, що входять до її складу, електроустановок, електроустаткування, а також по співвідношенню між собою їх технічних характеристик» [4]. Відповідно «Управління конфігурацією електричних мереж – це процес цілеспрямованого впливу оперативного персоналу, який обслуговує електричну мережу, засобів релейного захисту та автоматики, засобів дистанційного керування на обладнання електричної мережі для досягнення необхідних параметрів конфігурації електричної мережі». При цьому «Параметри конфігурації – схема електричної мережі, просторове розташування елементів електричної мережі, технічні характеристики електроустаткування електричної мережі, параметри роботи електричної мережі» [4].

Конфігурацією слід керувати, впливаючи на кожен із її параметрів окремо, або комплексно на кілька параметрів. У таблиці 1.1 наведено основні способи управління конфігурацією електричної мережі.

Таблиця 1.1 - Основні способи керування конфігурацією електричної мережі

№	Параметр конфігурації, що змінюється	Спосіб впливу
1.	Схема електричної мережі	1. Ручна, або автоматична зміна стану (перемикання) комутаційних апаратів. 2. Реконструкція / модернізація електричної мережі із зміною її схеми.
2.	Просторове положення елементів електричної мережі	1. Реконструкція / модернізація електричної мережі зі зміною просторового стану елементів мережі. 2. Ручна, або автоматична зміна стану (перемикання) комутаційних апаратів (зміна просторового становища у разі відносно, наприклад, змінюється положення джерела живлення щодо якоїсь точки мережі при включенні резервного джерела, що впливає на параметри режимів роботи мережі)
3.	Технічні характеристики електроустаткування електричної мережі	1. Заміна електроустаткування, елементів електричної мережі, у тому числі проводів, опор, трансформаторів, засобів релейного захисту та автоматики тощо. 2. Здійснення ручного або автоматичного регулювання технічних характеристик обладнання, наприклад, зміна положення перемикача ПБВ, РПН на силовому трансформаторі, зміна уставки спрацьовування реле, автоматичного вимикача тощо.
4.	Параметри режимів роботи електричної мережі	1. Ручна, або автоматична зміна стану (перемикання) комутаційних апаратів. 2. Здійснення ручного або автоматичного регулювання технічних характеристик обладнання. 3. Зміна значення та характеру навантаження, підключеного до мережі, наприклад, підключення установок компенсації реактивної потужності, додаткових навантажень (переважно це здійснюється перемиканням комутаційних апаратів, але слід розглядати цей спосіб управління окремо у зв'язку з особливостями на параметри режимів роботи мережі). 4. Зміна параметрів електроенергії, що видається джерелами, підключеними до мережі, наприклад, зміна значення напруги, частоти

Основною метою управління конфігурацією електричної мережі є скорочення кількості та тривалості перерв в електропостачанні споживачів, кількості випадків та тривалості невідповідності якості електроенергії, що поставляється, вимогам норм і договірних умов, а також забезпечення доступності електромережної інфраструктури, тобто забезпечення можливості приєднання нових споживачів до електричних мереж та скорочення термінів здійснення приєднань. У роботах [5,6] докладно розглянуто структуру часу перерв в електропостачанні, часу невідповідності якості електроенергії та часу здійснення технологічних приєднань та їх складових.

Так, час перерв в електропостачанні $t_{пер}$, год представлено наступним чином:

$$t_{пер} = t_{відн} + t_{пл} , \quad (1.1)$$

де $t_{відн}$ - час відновлення електропостачання після відмови, год; $t_{пл}$ - час планових відключень та ремонту, г.

Час відновлення електропостачання $t_{відн}$, г, своєю чергою, представлено:

$$t_{відн} = t_{отр.інф} + t_{роз.інф} + t_{рем} + t_{узг.вкл} , \quad (1.2)$$

де $t_{отр.інф}$ - час отримання інформації, г, (тимчасовий інтервал з моменту виникнення відмови до моменту часу отримання інформації про нього диспетчерською електромережною службою організації, що експлуатує електричну мережу, в якій (було ушкодження);

$t_{роз.інф}$ - час на розпізнавання інформації, г, (тимчасовий інтервал на визначення місця пошкодження, підготовку необхідних матеріалів та інструментів для ремонту, рух бригад до місця пошкодження тощо, що відраховується з моменту отримання інформації про пошкодження до моменту початку ремонту);

трем – час на ремонт, г, (тимчасовий інтервал на проведення ремонтних робіт, що відраховується з моменту початку ремонту, включаючи підготовку робочого місця, до моменту його закінчення);

тузг.вкл – час на узгодження включення та виключення, г, (тимчасовий інтервал на погодження включення відключеного раніше обладнання та безпосередньо включення даного обладнання, що відраховується з моменту закінчення ремонту до моменту повного відновлення електропостачання).

Мінімізувати ці часові інтервали можна за рахунок управління конфігурацією електричних мереж на різних рівнях, у тому числі на рівні організації інтелектуальних електричних мереж, що передбачає реалізацію принципів спостереження, керованості, гнучкості конфігурації, сегментованості, інтелектуалізації обладнання та інтегрованості в економіку.

При цьому керування конфігурацією передбачає наявність мети для керуючого впливу та наявність зворотного зв'язку для контролю результатів впливу. Ціль впливу з'являється при такій зміні режиму роботи електричної мережі, за якого слід змінити конфігурацію мережі. Ця зміна режиму характеризується відповідними параметрами, які необхідно вчасно виявити. Отже, необхідне оснащення електричних мереж, у тому числі сільських, системами, технічними засобами контролю, моніторингу параметрів режимів роботи, а також технічного стану обладнання мережі, положення комутаційних апаратів, встановлених у ній. Це забезпечить виконання принципу спостереження мережі.

Інформація, що отримується від засобів та систем моніторингу параметрів режимів роботи електричної мережі має бути структурована для раціонального використання її засобами та системами керування конфігурацією електричної мережі. Наявність систем моніторингу дозволяє своєчасно реагувати на зміну режиму роботи електричної мережі, у тому числі на виникнення аварійних відключень у ній, неприпустиме відхилення показників якості електроенергії тощо. Так, проведене дослідження [6]

показало, що за відсутності систем моніторингу час відновлення електропостачання в середньому становить більше чотирьох-п'яти годин, причому час на отримання інформації про відключення становить 1,01 год. Під час здійснення моніторингу цей час можливо скоротити в десятки разів, мінімальне його значення обмежуватиметься швидкістю передачі інформації від датчика системи моніторингу до диспетчера електричної мережі та швидкістю його реакції на отримання даної інформації. У розглянутому прикладі час отримання інформації за наявності системи моніторингу скоротився з 1,01 год до 0,0044 год, тобто у 230 разів.

Однак до структури часу перерв в електропостачанні входять також інші складові – час на розпізнавання інформації, час на ремонт, час на погодження та включення [6,7]. Наявність у мережі засобів моніторингу дозволяє скоротити час розпізнавання інформації, оскільки локалізує місце пошуку пошкоджень у електричній мережі. У розглянутому дослідженні [8] час розпізнавання інформації про пошкодження скоротився з 2,94 год до 0,55 год, тобто 5,33 разів. Інші складові часу за рахунок засобів моніторингу скоротити не вдається. Також неможливо скоротити за рахунок здійснення моніторингу та час планових перерв у електропостачанні, хоча і можливо скоротити значення збитків від цих перерв, оскільки з'являється можливість складання графіка планових відключень з урахуванням часу мінімальних навантажень у мережі.

Подальше скорочення часу відновлення електропостачання, часу невідповідності якості електроенергії, що поставляється, вимагає реалізації наступного принципу - керованості мережі. Для цього встановлені в мережі комутаційні апарати, а інше обладнання оснащується засобами його автоматичного, дистанційного керування. Це, у разі застосування засобів секціонування та резервування мережі, дає можливість реалізовувати принцип гнучкості конфігурації мережі, тобто можливість її зміни при зміні режимів роботи мережі. Наприклад, реалізація цього принципу дозволяє ізолювати пошкоджені ділянки мережі та подати живлення від резервного

джерела на непошкоджені (за наявності резервних джерел). При цьому час відновлення непошкоджених ділянок скорочується до часу здійснення автоматичного включення резерву (ABR). Скорочення часу відновлення мережі, для пошкоджених ділянок становило 2,8 разів, а для непошкоджених за рахунок ABR - 32,5 разів. Такий ефект можна отримати за рахунок установки в електричних мережах пристроїв секціонування та резервування, у тому числі мультиконтактних комутаційних систем (МКС), що являють собою комутаційні апарати з двома та більш незалежними контактними групами [8], секційних пунктів (СП), універсальних секційних пунктів.

Наступний принцип керування конфігурацією електричної мережі, реалізація якого дозволяє скорочувати час перерв у електропостачанні та час невідповідності якості електроенергії – сегментованість мережі. Суть цього принципу полягає в тому, що мережа має бути здатною працювати як спільно з централізованою системою електропостачання, так і поділятися на ділянки, що працюють автономно за відсутності зв'язку з іншими ділянками мережі та централізованої системою електропостачання. При цьому кожна ділянка мережі повинна мати своє джерело електропостачання, у якості якого можуть виступати джерела електроенергії, у тому числі відновлювані (ВДЕ). Ці джерела, при роботі паралельно з мережею повинні синхронізуватися з нею. Оскільки мережа сегментується за допомогою встановлених у ній комутаційних апаратів, таких як МКС, то синхронізація, зокрема, має виконуватися у точці установки даних апаратів. Виконання принципу сегментації мережі, таким чином, вимагає розробки нових способів і технічних засобів управління конфігурацією електричних мереж з урахуванням такої «віддаленої» синхронізації.

Реалізація принципу керованості мережі, як було показано вище, дозволяє здійснювати дистанційне та автоматичне управління її конфігурацією. Однак, при побудові електричних мереж із застосуванням технологій Smart Grid, має реалізовуватися наступний принцип управління конфігурацією електричної мережі – інтелектуалізація обладнання. Це

означає, що обладнання, що встановлюється в мережі, таке як СП, МКС, трансформаторне обладнання підстанцій має оснащуватися інтелектуальними системами моніторингу, контролю, обліку та управління, що дозволяють інтегрувати це обладнання до структури інтелектуальної мережі. Передбачається при цьому, що обладнання самостійно реагує на зміну ситуації в мережі та приймає рішення про перемикання з метою оптимізації режиму роботи. Для цього блоки керування обладнанням у своїх алгоритмах роботи повинні мати елементи штучного інтелекту; бути здатними до самонавчання. Оснащення обладнання інтелектуальними системами моніторингу, контролю, обліку та управління дозволить забезпечити виконання всіх зазначених вище принципів управління мережею, але, також, і дотримуватися принципу інтегрованості електричної мережі в економіку. Це означає, що на основі інформації з систем моніторингу, контролю та обліку можуть прийматися рішення щодо управління конфігурацією мережі, не пов'язані з режимами роботи мережі, а й з економічними чинниками.

Реалізація управління конфігурацією сільських електричних мереж із застосуванням зазначених принципів вимагає розробки систем та технічних засобів управління конфігурацією, які повинні базуватись на застосуванні систем моніторингу параметрів режимів роботи електричної мережі та систем управління комутаційними апаратами, що встановлюються в ній, у тому числі мультиконтактними комутаційними системами та пристроями секціонування та резервування. Це дозволить підвищити ефективність систем електропостачання сільських споживачів, скорочуючи витрати на функціонування при зменшенні часу перерв у їхньому електропостачанні, часу невідповідності якості електроенергії, що постачається, і часу здійснення технологічних приєднань до сільських електричних мереж.

Запропоновані та розглянуті вище принципи повинні мати можливість практичного застосування до електричних мереж. Проілюструємо їх застосування на прикладі електричної мережі, показаної на рисунку 1.4. У

мережі встановлено два джерела електропостачання І1 та І2, у якості яких можуть виступати як силові трансформатори трансформаторних підстанцій (або однієї двотрансформаторної підстанції), які отримують живлення від централізованої системи електропостачання, так і невеликі електростанції, у тому числі на основі поновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Для забезпечення можливості керування конфігурацією мережа оснащена комутаційними апаратами, які можуть керуватися автоматично або дистанційно. Це: керовані комутаційні апарати УКА1 – УКА6; мультиконтактні комутаційні системи МКС-4 і МКС-3 (цифрами в МКС позначені контактні групи, літерою з цифрою, наприклад, В1, В2 - Номери виводів). На введенні всіх споживачів S1 - S47 встановлені вступно-обліково-розподільчі пристрої (ВОРП1 – ВОРП47), що забезпечують можливість дистанційного та автоматичного керування ними.

Принцип спостереження у схемі реалізується так. Джерела І1,І2, а також МКС-4, МКС-3 та всі ВОРП оснащуються вбудованими в блоки їх управління датчиками параметрів режимів роботи мережі (ДПРР), за рахунок чого контролюють режим роботи мережі в їх точці установки. Інформація з ДПРР, встановлених у всіх МКС, ВОРП, І, передається каналами зв'язку у віртуальну електростанцію, що є блоком управління мережею (БУМ), що обробляє вхідну інформацію та виробляючий на її підставі команди управління відповідним обладнанням, встановленим у мережі. Також інформація з ДПРР передається диспетчеру мережі, який може блокувати роботу БУМ, або коригувати вироблені ним команди управління, перекладати мережу на ручне керування.

Застосування у схемі УКА, МКС дозволяє забезпечити гнучкість конфігурації мережі. Припустимо, що нормальним режимом є режим, при якому живлення споживачів S1-S23 здійснюється від І1, а - споживачів S24-S47 – від І2. При цьому всі контактні групи МКС-4 замкнуті, контактна група 1 МКС-3 розімкнена, а контактні групи 2, 3 МКС-3 замкнуті. У цьому випадку лінія електропередачі (ЛЕП-1), що утворюється ділянками L1.1-L1.4,

живиться від І1, а ЛЕП-2, утворюється дільницями L1.5-L1.6. Включений стан джерел І1, І2, контактних груп МКС, контактів УКА у таблиці 1.2 показано як 1, вимкнене – 0. Для спрощення таблиці положення ВОРП не показано, передбачається, що вони включені у будь-якому випадку. У таблиці наведено далеко не всі можливі варіанти.

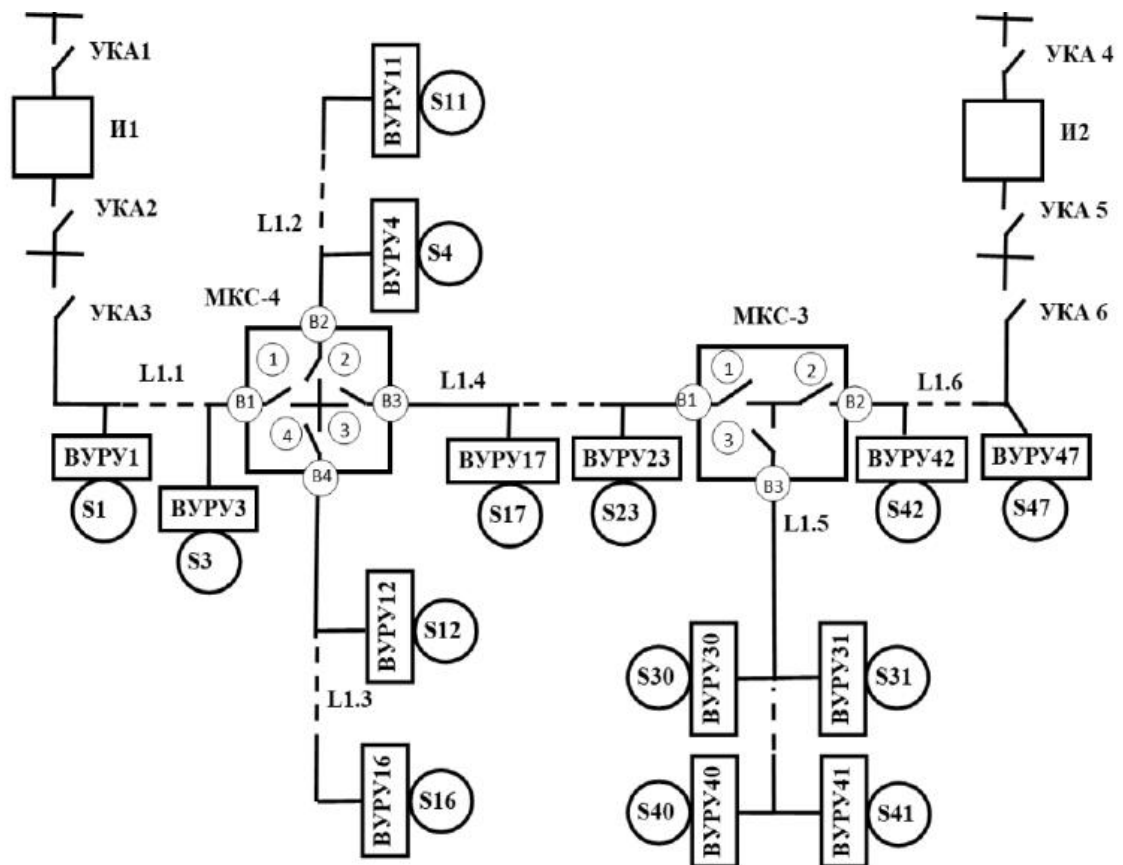


Рисунок 1.4 - Схема електричної мережі з керованою конфігурацією

Таблиця 1.2 - Деякі варіанти зміни конфігурації електричної мережі

[illegible]

Код стану4: Конфігур.4 ЛЕП1-2	0	1	0	0	0	1	1	1111	111
-------------------------------------	---	---	---	---	---	---	---	------	-----

Таким чином, перемикання контактних груп МКС, а також перемикання УКА дозволяє формувати ЛЕП із різних ділянок мережі, здійснювати переведення живлення ліній від різних джерел, забезпечуючи гнучкість конфігурації мережі.

Принцип інтегрованості в економіку виконується за рахунок оснащення ВОРП, МКС, і можливостями розумного обліку електроенергії. Зокрема, ВОРП дозволяє здійснювати ступеневе відключення навантаження споживача при перевищенні заданого рівня споживаної потужності на даний пристрій, можна закласти функції коригування вартості електроенергії в залежності від її якості. Тобто при спотворенні якості електроенергії з вини енергопостачальної організації електроенергія автоматично знижується для споживача, а при спотворенні з вини споживача – підвищується. Аналогічно реалізується механізм коригування вартості електроенергії у залежності від надійності електропостачання.

Можливе впровадження механізмів, що автоматично визначають необхідні компенсаційні виплати за перерви в електропостачанні споживачів, які визначатимуться у залежності від кількості та тривалості перерв за заданий інтервал часу. Таким чином, розглянутий варіант побудови схеми електропостачання із застосуванням керованих комутаційних апаратів, пристроїв МКС та ВОРП дозволяє реалізовувати всі основні принципи управління конфігурацією електромережі.

Тим не менш, на сьогоднішній день недостатньо опрацьовані питання оснащення електричних мереж 0,4 кВ засобами управління конфігурацією. На ринку практично відсутні пристрої для секціонування та резервування мереж 0,4 кВ [8], у тому числі МКС, засоби моніторингу параметрів режимів роботи мереж, автоматизовані вступно-обліково-розподільні пристрої. В основному це обладнання є у вигляді експериментальних, дослідних зразків,

потрібне отримання досвіду експлуатації для організації їх серійного виробництва.

Управління конфігурацією електричних мереж дозволяє скорочувати кількість та час перерв в електропостачанні споживачів, кількість випадків та час невідповідності якості електроенергії, що постачається споживачам, і, побічно, підвищувати доступність енергетичної інфраструктури. До основних принципів управління електричною конфігурацією мережі слід відносити спостережуваність, керованість, гнучкість конфігурації, сегментованість електричної мережі, а також інтелектуалізацію обладнання та інтегрованість в економіку. Впровадження зазначених принципів потребує великої роботи з розробки нових технічних засобів моніторингу параметрів режимів роботи електричних мереж, у тому числі низької напруги, а також нових пристроїв секціонування та резервування, засобів регулювання показників якості електроенергії та інших.

1.2. Удосконалення схеми пристрою секціонування лінії електропередачі 0,4 кВ

Реалізація принципів управління конфігурацією сільських електричних мереж вимагає розробки засобів секціонування та резервування. Їх застосування дає можливість підвищити надійність електропостачання споживачів, скоротивши кількість та тривалість перерв у електропостачанні [6,7,8]. Застосування засобів секціонування та резервування дозволяє скоротити, у деяких випадках, час відновлення електропостачання для пошкоджених ділянок у 2,8 разів, а для непошкоджених – у 32,5 рази.

Запропоновані різними вченими варіанти застосування запобіжників та автоматичних вимикачів для секціонування електричних мереж [8,9] не знаходять широкого застосування через неможливості моніторингу роботи цих апаратів та дистанційного керування їх роботою. Є напрацювання щодо створення нових пристроїв захисту лінії електропередачі від віддалених коротких замикань (КЗ), а також перевантажень, в яких застосовуються

комутаційні елементи, у тому числі і автоматичні вимикачі. Передбачено у них і функцію моніторингу результатів роботи [7, 8]. Водночас не забезпечується можливість дистанційного керування комутаційним елементом, що входить до складу пристрою.

Тому актуальною є розробка пристроїв секціонування, які надади б можливість здійснювати секціонування та мали меншу, порівняно із зазначеними вище пристроями, вартість. Розроблений новий пристрій секціонування електричної мережі (пристрій розподілу мережі (ПРМ)), в якому цей недолік враховано та ліквідовано [10]. Як недолік цього пристрою можна відзначити

складність виведення даного пристрою в ремонт, тому що в ньому не передбачені комутаційні апарати ручного управління для забезпечення розриву між ділянкою ЛЕП та комутаційним елементом пристрою. Також деякі блоки пристрою можна поєднати в один для спрощення його конструкції та зниження габаритних розмірів.

Пристрій, за рахунок оснащення його засобами зв'язку, може інтегруватися в систему телемеханіки електричної мережі, працювати у взаємодії з іншими засобами автоматизації мережі. Залежно від вибору комутаційного елемента, яким може виступати контактор, вакуумний контактор, вакуумний контактор з можливістю відключення струмів КЗ, наприклад, автоматичний вимикач з функцією дистанційного керування, змінюється вартість та функціонал роботи пристрою.

Приклад електричної мережі з установкою в неї пристрою, що розробляється (позначено як УДС) для секціонування ЛЕП, показано на рисунку 1.5.

Отримуючи інформацію про результати роботи УДС у мережі, диспетчер мережі оперативно приймає рішення про подальші дії, що дозволяє скоротити час перерв у електропостачанні споживачів. Також пристрій дозволяє запобігти необґрунтованим перервам в електропостачанні споживачів та підвищує електробезпеку, забезпечуючи відключення

віддалених струмів коротких замикань, виділяючи пошкоджену ділянку. Можливість ручного відключення УДС дозволяє підвищити електробезпеку та скоротити перерви в електропостачанні споживачів при плановому ремонті та обслуговуванні ділянки ЛЕП за УДС при його використанні для секціонування, або з обох сторін від пристрою при його застосуванні в кільцевій мережі.

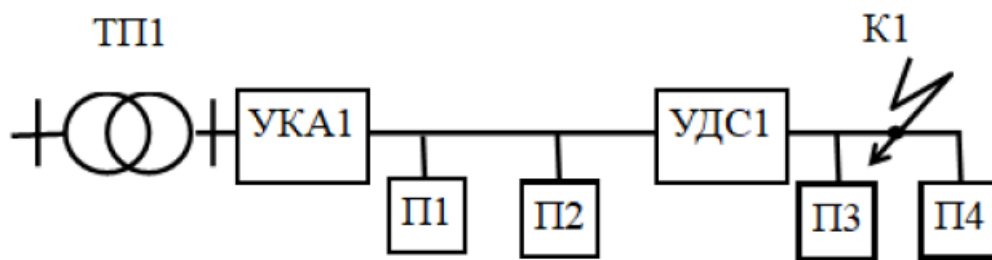


Рисунок 1.5 - Приклад електричної мережі із встановленням у неї УДС для секціонування ЛЕП

ТП1 – трансформаторна підстанція; УКА1 - комутаційний апарат; П1-П4 - споживачі, чи його групи; УДС1 - пристрій розподілу мережі (секціонування); К1 – точка короткого замикання.

Огляд існуючих засобів секціонування та резервування електричних мереж 0,4 кВ показав необхідність розробки нових пристроїв секціонування, що мають відносно невисоку вартість та дозволяють виконувати функції поділу мережі 0,4 кВ на ділянки. Раніше був розроблений такий пристрій, проте він має низку недоліків. Тому даний пристрій секціонування удосконалено в порівнянні з розробленою раніше за рахунок суміщення функцій частини блоків в одному, введення в схему комутаційних апаратів із ручним керуванням.

Пропонований пристрій дозволяє здійснити секціонування лінії електропередачі у різних ситуаціях, забезпечує інформування диспетчера мережі про відключення пристрою секціонування із зазначенням причин відключення, що забезпечує підвищення ступеня автоматизації електричної

мережі за рахунок забезпечення можливості інтеграції пристрою секціонування сполучену роботу з іншими пристроями, встановленими в електричній мережі.

Також пристрій підвищує спостереження електричної мережі та її керованість, скорочує час перерв в електропостачанні споживачів при аварійних відключеннях та при плановому обслуговування лінії електропередачі.

1.3.Схема пристрою розділення електричної мережі на ділянки

Влаштування поділу електричної мережі на ділянки дозволяє проводити секціонування лінії електропередачі, забезпечує інформування диспетчера мережі про відключення як самого пристрою із зазначенням причин, так і про параметри режимів роботи електричної мережі в точці встановлення пристрою.

За рахунок пристрою підвищуються можливості автоматизації електричних мереж 0,4 кВ, особливо з врахуванням інтеграції пристрою в роботу з іншими пристроями, встановленими в електричній мережі. Зрештою застосування пристрою розподілу електричної мережі на ділянки підвищує спостереження електричної мережі та її керованість, сприяючи скороченню часу перерв в електропостачанні споживачів при аварійних відключеннях та при плановому обслуговуванні лінії електропередачі

На рис.1.6 приведена схема УДС, а в таблиці 1.3 – її обладнання.

Таблиця 1.3 – Обладнання схеми

Найменування	Обладнання	Кількість, шт
QF1 – QF2	Автоматичний вимикач	2
QW1 – QW3	Вимикач навантаження	3
FV1	Обмежувач перенапруги	1
TA1 – TA3	Датчики струму	3
HL1 – HL7	Сигнальні лампи	7
KM1	Комутаційний апарат	1

БУЗ	Блок управління та зв'язку	1
-----	----------------------------	---

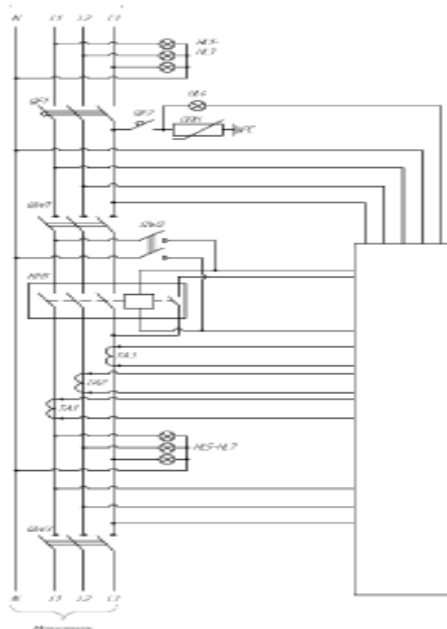


Рисунок 1.6 - схема УДС

Основним елементом пристрою розподілу електричної мережі на ділянки є блок управління та зв'язку БУЗ, який планується виконати у пластиковому корпусі з отворами для клемників. Корпус пристосований для кріплення на стандартну 35 мм Din-рейку. Матеріал корпусу – пластик PETG.

Пристрій встановлюється в розрив лінії електропередачі в розрахунковому місці, яке визначається залежно від безпосереднього призначення пристрою.

У БУЗ закладено алгоритми керування пристроєм секціонування [11], а також моніторингу параметрів режимів роботи електричної мережі у точці установки пристрою за співвідношенням значень напруги до і після КМ1, значення струму визначає випадки відключення напруги на головній ділянці ЛЕП (напруга зникне з двох сторін від КМ1 за відсутності струму КЗ), випадки відмови КМ1 (напруга зникне після КМ1, струм короткого замикання був відсутній), ручного відключення пристрою та інші. На

підставі цього БУЗ формує, за потреби, команди управління КМ1, повідомлення для системи телемеханіки електричної мережі.

Отримуючи інформацію про результати роботи УДМ у мережі, диспетчер мережі оперативно приймає рішення про подальші дії, що дозволяє скоротити час перерв у електропостачанні споживачів. Розроблена схема дозволяє запобігти необґрунтованим перервам в електропостачанні споживачів та підвищує електробезпеку, забезпечуючи відключення віддалених струмів коротких замикань, виділяючи пошкоджену ділянку. Можливість ручного відключення дозволяє підвищити електробезпеку та скоротити перерви в електропостачанні споживачів при плановому ремонті та обслуговуванні ділянки ЛЕП за УДМ при його використанні для секціонування, або з обох сторін від пристрою при його застосуванні в кільцевій мережі.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1:

Автоматичне секціонування ліній із застосуванням сучасних пунктів секціонування дає можливість забезпечити необхідний рівень надійності електропостачання як по мережі загалом, так і заданий рівень надійності електропостачання конкретних споживачів. Можливість вибірково підвищувати надійність електропостачання окремих споживачів дозволяє підприємствам, що експлуатують електричні мережі, впроваджувати заходи щодо підвищення надійності електропостачання адресно, тим самим підвищуючи їхню ефективність.

Управління конфігурацією електричних мереж дозволяє скорочувати кількість та час перерв в електропостачанні споживачів, кількість випадків та час невідповідності якості електроенергії, що постачається споживачам, і, побічно, підвищувати доступність енергетичної інфраструктури.

До основних принципів управління електричною конфігурацією мережі слід відносити спостережуваність, керованість, гнучкість конфігурації, сегментованість електричної мережі, а також інтелектуалізацію обладнання та інтегрованість в економіку.

Розроблена схема дозволяє запобігти необґрунтованим перервам в електропостачанні споживачів та підвищує електробезпеку, забезпечуючи відключення віддалених струмів коротких замикань, виділяючи пошкоджену ділянку. Можливість ручного відключення дозволяє підвищити електробезпеку та скоротити перерви в електропостачанні споживачів.

РОЗДІЛ 2. ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ ТА МІСЦЬ УСТАНОВКИ СЕКЦІОНУЮЧИХ ПУНКТІВ

2.1.Вибір кількості секціонуючих пунктів по критерію надійності електропостачання

При перевищенні лініями електропередачі (ЛЕП) рекомендованої довжини, раціонально використовувати секціонування даних ЛЕП за допомогою секційних пунктів (СП). Це дозволяє підвищити чутливість захисту ЛЕП. Саме чутливість захисту визначає максимально можливу відстань від трансформаторної підстанції до СП по довжині лінії. У той же час, секціонування ЛЕП 0,4 кВ дозволяє і підвищити надійність електропостачання споживачів, підключених на ділянці ЛЕП до СП, а у разі спільного використання СП та засобів автоматичного включення резерву або споживачів, підключених на ділянці ЛЕП до СП.

Тому при виборі місця встановлення СП важливо враховувати критерій надійності електропостачання споживачів. Цей критерій враховує ефект від секціонування, тобто з його допомогою визначається, наскільки змінюється надійність електропостачання споживачів під час встановлення у мережі СП.

Після вибору кількості та місць встановлення секціонуючих пунктів та АВР за критерієм чутливості захистів, необхідно зробити вибір за критерієм надійності електропостачання. Для цього намічаємо попередні місця встановлення СП та АВР з урахуванням критерію чутливості захисту та з урахуванням розподілу навантажень (точок підключення споживачів по лінії). Розподіл точок підключення споживачів впливає безпосередньо на ефект секціонування, оскільки змінюється потужність підключеної до кожної ділянки ЛЕП навантаження, а кожна ділянка ЛЕП має свої показники надійності, такі як потік відмов, інтенсивність відмов. Відповідно, завдання зводиться до того, щоб на тих ділянках, де підключено велике навантаження або підключені відповідальні споживачі, надійність електропостачання була вище. Приклад мережі із СП наведено рисунку 2.1.

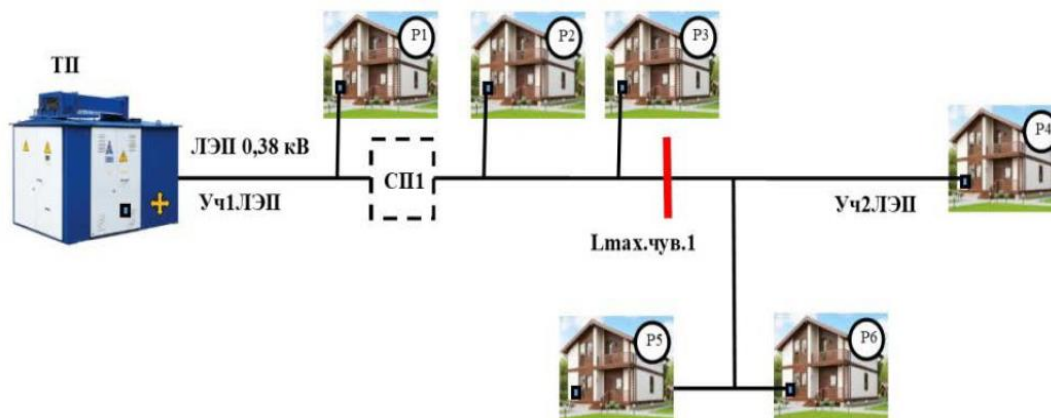


Рисунок 2.1 – Приклад електричної мережі з секціонуванням

Кількість годин перерв від аварій протягом року на ділянці 1 ($T_{д1ЛЕП}$, год/рік) за точкою секціонування можна знайти за формулою:

$$T_{д1ЛЕП} = T_{Вд1ЛЕП} \cdot \omega_{0д1ЛЕП} \cdot l_1 / 100, \quad (2.1)$$

де l_1 – довжина, км; $T_{Вд1ЛЕП}$ – середній час відновлення ЛЕП, г; $\omega_{0д1Л}$ - параметр потоку відмов ЛЕП на ділянці 1, 1/100км рік.

Кількість годин перерв від аварій протягом року на ділянці 2 ($T_{д2ЛЕП}$, год/рік) за точкою секціонування можна знайти по формулі:

$$T = T_{Вд2ЛЕП} \cdot \omega_{0д2ЛЕП} \cdot l_2 / 100 + T_{ВСП} \cdot \omega_{0СПд2ЛЕП} / 100, \quad (2.2)$$

де $T_{ВСП}$ - час відновлення секційного пункту, год; $T_{Вд2ЛЕП}$ - час відновлення ЛЕП на ділянці 2 ЛЕП, год; $\omega_{0д2ЛЕП}$ – параметр потоку відмов на ділянці 2 ЛЕП, 1/100км·год; $\omega_{0СП}$ – параметр потоку відмов секційних пунктів, 1/100шт·рік; l_2 - довжина ділянки 2 ЛЕП 0,4 кВ (за точкою секціонування з обліком відпайок).

Час відновлення секційного пункту можна приймати рівним 1 годину (експериментальні дані), якщо відсутні дані щодо конкретної модифікації

СП. Параметр потоку відмов секційних пунктів приймається рівним 2/100шт·рік, якщо відсутні дані щодо конкретної модифікації СП.

Загальну кількість годин аварійних перерв на всій лінії без секціонування $T_{\text{ЛЕП}}$ можна знайти за формулою:

$$T_{\text{ЛЕП}} = T_{\text{ВЛЕП}} \cdot \omega_{0\text{ЛЕП}} \cdot L / 100, \quad (2.3)$$

де $T_{\text{ВЛЕП}}$ – час відновлення ЛЕП, г; L - довжина всієї ЛЕП 0,4 кВ з урахуванням відпайок; $\omega_{0\text{ЛЕП}}$ – параметр потоку відмов на ЛЕП, 1/100км·рік. Слід зазначити, що час відновлення на різних ділянках ЛЕП може прийматись однаковим, зазвичай воно приймається рівним 4 години. Також, при наявності даних статистики, або на підставі розрахунків для конкретної ЛЕП, воно може набувати іншого значення. Параметри потоку відмов на різних ділянках ЛЕП можуть прийматись однаковими чи різними залежно від конструктивного виконання цих ділянок.

Визначаємо оптимальні точки секціонування за умовою максимального скорочення збитків. Для цього знаходимо ефект секціонування для кожної наміченої точки встановлення СП по формулі:

$$E_C = 3 \text{ сд}2\text{ЛЕП} \cdot T_{\text{д}2\text{ЛЕП}} / T_{\text{ЛЕП}} \quad (2.4)$$

де E_C – ефект секціонування (показує, наскільки скорочується збиток при секціонуванні в цій точці), грн.

Зазвичай під час розгляду питання секціонування ЛЕП не враховують ефект, який виходить за рахунок скорочення часу планових ремонтів ЛЕП. Однак цей ефект є, оскільки за наявності СП з'являється можливість обслуговувати ЛЕП по ділянках.

При цьому якщо обслуговування ділянки передбачено після СП, то споживачі, підключені до СП, не зазнають перерви в електропостачанні. У той же час, якщо в мережі є резервування, то наявність СП та АВР дозволяє фактично усунути перерви в електропостачанні споживачів за рахунок

обслуговування та ремонту ЛЕП по ділянках. СП у свою чергу оснащується перекидним рубильником для забезпечення можливості під час його обслуговування робити його шунтування. Таким чином, при обслуговуванні СП споживачі також не зазнають перерв у електропостачанні. Тому слід враховувати ефект і від скорочення часу планових ремонтів при використанні СП у мережі.

Середній час одного планового ремонту визначається [10]:

$$T_{пл.сер.} = 1/\sum m_{ц} \cdot \sum m_i \cdot T_{плj} , \quad (2.5)$$

де $m_{ц}$ - кількість планових ремонтів протягом ремонтного циклу; m_i – кількість планових ремонтів протягом ремонтного циклу для i -го елемента (обладнання, ділянки ЛЕП), у послідовному ланцюзі; $T_{плj}$ - тривалість планової перерви елемента, максимальна з усіх, що відключаються в j -му простої.

Коефіцієнт планового простою послідовного ланцюга можна визначити так:

$$q_{пл} = \sum T_{плi} \cdot m_i , \quad (2.6)$$

де $T_{плi}$ – час планових перерв i -го елемента (обладнання, ділянки ЛЕП), послідовного ланцюга.

Рационально визначати сумарний ефект від секціонування за рахунок скорочення як часу відновлення, так і за рахунок скорочення часу планових перерв в електропостачанні.

Цей ефект можна визначити як суму ефектів для кожної наміченої точки секціонування:

$$E_{сум} = E_{с} + E_{с.пл} \quad (2.7)$$

Для визначення оптимальних точок секціонування при використанні кількох пристроїв потрібно знайти ефективності секціонування ЕС для всіх можливих варіантів встановлення. Варіант із максимальним економічним ефектом буде оптимальним.

Максимальний економічний ефект забезпечується при використанні автоматичного секціонування разом із автоматичним резервуванням. При виборі місця встановлення пункту АВР користуються тими самими виразами визначення часу перерв в електропостачанні та збитків, але з урахуванням тієї ділянки, для якої проводиться розрахунок. Завдання зводиться до того, щоб з наявних пристроїв, що забезпечують підвищення надійності електропостачання, вибрати таке їх поєднання, яке б забезпечувало споживачів за мінімальних загальних витратах на проведення цих заходів.

Можна сказати, що:

- при перевищенні лінії електропередачі 0,4 кВ рекомендованої довжини раціонально використовувати секціонування даних ЛЕП за допомогою секційних пунктів. Це дозволяє отримати ефект не лише за рахунок підвищення чутливості захисних апаратів, встановлених у ЛЕП, а і за рахунок підвищення надійності електропостачання споживачів;
- при визначенні ефекту від секціонування раціонально визначати ефект від скорочення часу відновлення електропостачання споживачів, і від скорочення часу планових перерв на обслуговування та ремонт ЛЕП.

2.2. Критерії оптимізації місця установки реклоузера в розподільній мережі 6(10) кВ

На сьогоднішній день одним із перспективних технічних заходів щодо підвищення рівня надійності розподільних електричних мереж є використання пристроїв автоматизації (технологія Smart Grids для керування аварійними режимами), що дозволяє суттєво зменшити кількість відключень та час відновлення електропостачання споживачів [12]. У зв'язку з цим дослідження у цьому напрямі є вельми актуальними.

Що є інтелектуальною мережею з точки зору підвищення надійності електропостачання споживачів? Повітряна лінія (ПЛ) представлена на рис.2.2, отримує живлення від підстанції ПС-1. На лінії встановлені пункти автоматичного секціонування (ПАС1–ПАС3), які поділяють її на ряд ділянок.

У точці нормального струмозподілу встановлено пункт автоматичного введення резерву (АВР).

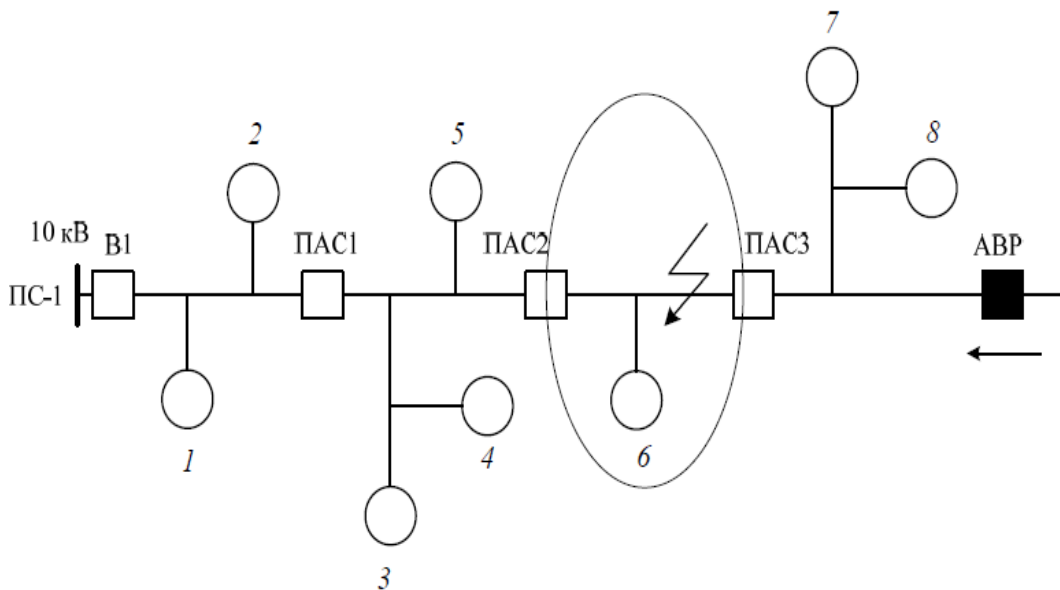


Рисунок 2.2 - Автоматизація розподільчої електричної мережі:

ПС-1 - живильна підстанція № 1; В1 – вимикач на ПС-1; ПАС - пункт автоматичного секціонування ПЛ 10 кВ; АВР – пункт автоматичного введення резерву ПЛ 10 кВ; 1–8 – номери трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ

У нормальному режимі мережа працює як розімкнена. У разі пошкодження будь-якої ділянки або центру живлення він від'єднується найближчим ПАС, а на непошкоджену частину подається напруга від лінії, що живиться від іншої підстанції чи іншої секції шин тієї ж підстанції. Така схема резервування отримала назву мережевого АВР.

Дослідження проводилися на моделі ПЛ 10 кВ із двома реклоузерами (рис.2.3): один реклоузер встановлений як ПАС; другий – у точці нормального струмозподілу як пункт АВР.

Реклоузер ПАС ділить ПЛ на дві ділянки з довжинами L_1 та L_2 , відповідно, сумарна довжина ПЛ 10 кВ дорівнює L . Причому ділянкою ПЛ 10 кВ вважається частина ПЛ, яку можна виділити із схеми лінії відключенням комутаційних апаратів, і подальший її поділ неможливий.

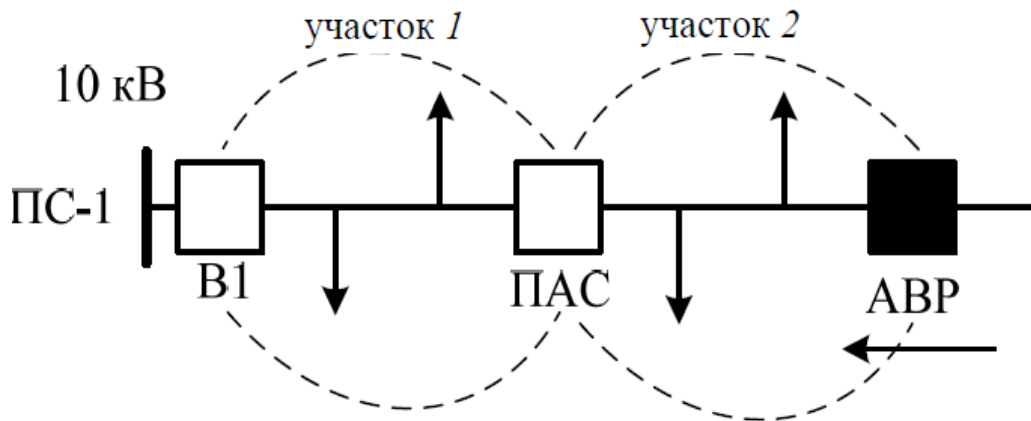


Рисунок 2.3 - Модель ПЛ 10 кВ з двома реклоузерами

Розрахунок кількості пошкоджень ПЛ 10 кВ M виконується за формулою:

$$\begin{aligned}
 M_{10} = & \omega_{з.о.г} (n_{д.о} + n_{д.о.б} + n_{б.о}) + \omega_{дер} (n_{д.о} + n_{д.о.б}) + \omega_{б.п} n_{д.о.б} + \omega_{б.о} n_{б.о} + \\
 & + \omega_{ф.и} n_{ф.и} + \omega_{с.и} n_{с.и} + \omega_{к.п} (n_{ф.и} + n_{с.и}) + \omega_{а.м} L_{а.м} + \omega_{а.б} L_{а.б} + \omega_{а.с} L_{а.с} + \\
 & + \omega_{ст} L_{ст} + \omega_{к} L_{к} + \omega_{РСА} n_{РСА} + \omega_{АСА} n_{АСА} + \omega_{РВ} n_{РВ} + \omega_{РТ} n_{РТ} + \\
 & + \omega_{МП} \cdot n_{МП} + \omega_{КТП} \cdot n_{КТП} + \omega_{ЗТП} \cdot n_{ЗТП},
 \end{aligned}$$

Де $\omega_{з.о.г}$, $\omega_{дер}$, $\omega_{б.п}$, $\omega_{б.о}$, $\omega_{ф.и}$, $\omega_{с.и}$, $\omega_{к.п}$ – параметри потоку відмов (ППВ) закріплений опір у ґрунті, дерев'яних опорах, залізобетонних приставках, залізобетонних опорах, фарфорових ізоляторів, скляних ізоляторів, кріпленнях проводів, відповідно; $\omega_{а.м}$, $\omega_{а.б}$, $\omega_{а.с}$, $\omega_{ст}$, $\omega_{к}$ – ППВ алюмінієвих проводів перерізом 35 мм² та нижче, алюмінієвих проводів перетином 50 мм² і вище, сталю-алюмінієвих проводів, сталевих дротів, кабелю, відповідно; $\omega_{РСА}$, $\omega_{АСА}$, $\omega_{РВ}$, $\omega_{РТ}$ – узагальнені ППВ щоглової, комплектної та закритої ТП 10/0,4 кВ, відповідно, що враховують ушкодження виносного роз'єднувача, проводів спуску до прохідних ізоляторів, прохідних ізоляторів, вентильного (трубчастого) розрядника та запобіжників 10 кВ; $n_{д.о}$, $n_{д.о.б}$, $n_{б.о}$ – кількість дерев'яних опор, дерев'яних

опор на залізобетонних приставках та залізобетонних опор, відповідно, шт.;
 $n_{ф.і}$, $n_{с.і}$ – кількість фарфорових та скляних ізоляторів, відповідно, шт.; $L_{а.м}$,
 $L_{а.б}$, $L_{а.с}$, $L_{ст}$, $L_{к}$ - протяжність ПЛ 10 кВ з проводами А-35 і нижче, А-50 і
 вище, сталевалюмінієвими, сталевими проводами та кабелем, відповідно, км;
 $n_{РСА}$, $n_{АСА}$, $n_{РВ}$, $n_{РТ}$ – кількість лінійних секційних апаратів з ручним та
 автоматичним керуванням, вентильних та трубчастих розрядників,
 відповідно, шт.; $n_{МТП}$, $n_{КТП}$, $n_{ЗТП}$ – кількість щоглових, комплектних та
 закритих ТП 10/0,4 кВ, відповідно, шт.

У разі відсутності на ПЛ 10 кВ пристроїв автоматики кількість
 відключень споживача N_{10} дорівнює кількості пошкоджень на ПЛ 10 кВ
 M_{10} , тобто:

$$N_{10} = M_{10}. \quad (2.9)$$

У разі наявності на ПЛ 10 кВ мережевого АВР здійснюється
 автоматичне керування аварійними режимами, та при деяких пошкодженнях
 на лінії 10 кВ не відбуватиметься відключення приєднаних до неї
 споживачів, тобто $N_{10} < M_{10}$.

Розрахунок кількості відключень ПЛ з урахуванням установки
 мережевого АВР виконується за формулою:

$$N_{10} = M_{10} \left(\frac{L_{ч}^П}{L} + (q_{ПАС} + q_{АВР}^{10}) \frac{L_{ч}^Г}{L} + q_{ПАС} \frac{L_{ч}^{За}}{L} \right),$$

Де: P - довжина ділянки ПЛ 10 кВ, до якого підключений споживач P ,
 км; L - повна довжина ПЛ 10 кВ, км; $q_{ПАС}$ - ймовірність відмови ПАС;
 $q_{10АВР}$ - можливість відмови пристрою АВР; Γ – протяжність частини ПЛ
 10 кВ між ПС-1 та ПАС на початку ділянки, до якої приєднаний споживач P ,
 км; $За$ - протяжність частини ПЛ 10 кВ між першим ПАС за ділянкою, до
 якої приєднаний і наступною за ним, кінцем лінії, км.

Змінюючи довжину першої ділянки L_1 від $0,1L$ до $0,9L$ (другої ділянки L_2 - від $0,9L$ до $0,1L$, відповідно), розраховуємо кількість відключень ПЛ:

– за формулою (2.10) розраховується кількість відключень споживачів, підключених до першої ділянки ПЛ $N_{10(1)}$;

– за формулою (2.10) розраховується кількість відключень споживачів, підключених до другої ділянки $N_{10(2)}$;

- Визначається середньозважене значення кількості відключень:

$$N_{10}^{SG} = \frac{N_{10(1)} \cdot L_1 + N_{10(2)} \cdot L_2}{L_1 + L_2}.$$

Визначається, наскільки відсотків знижується кількість відключень ПЛ порівняно з ПЛ без автоматики:

$$\delta N_{10} = \frac{N_{10} - N_{10}^{SG}}{N_{10}} 100 \%,$$

де: N_{10} – кількість відключень ПЛ 10 кВ без автоматики; SG – кількість відключень ПЛ 10 кВ, оснащеної мережевим АВР.

Залежність $\delta N_{10} = f(L_1/L_1+L_2)$ представлена на рис.2.4. Оптимальним місцем установки ПАС, з точки зору зниження кількості відключень, є середина лінії, кількість відключень ПЛ у разі зменшиться на 44,5 %.

Змінюючи довжину першої ділянки L_1 від $0,1L$ до $0,9L$ (другої ділянки L_2 - від $0,9L$ до $0,1L$), виконаємо розрахунок величини $\delta\tau$. Залежність $\delta\tau = f(L_1/L_1 + L_2)$ представлена на рис. 2.5.

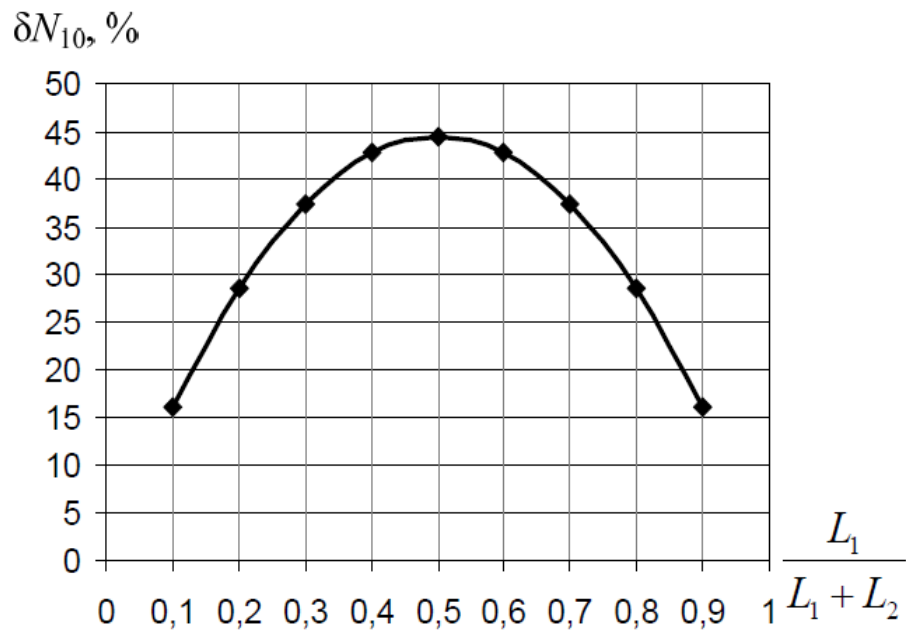


Рисунок 2.4 - Зниження кількості відключень на ПЛ 10 кВ
залежно від місця встановлення ПАС

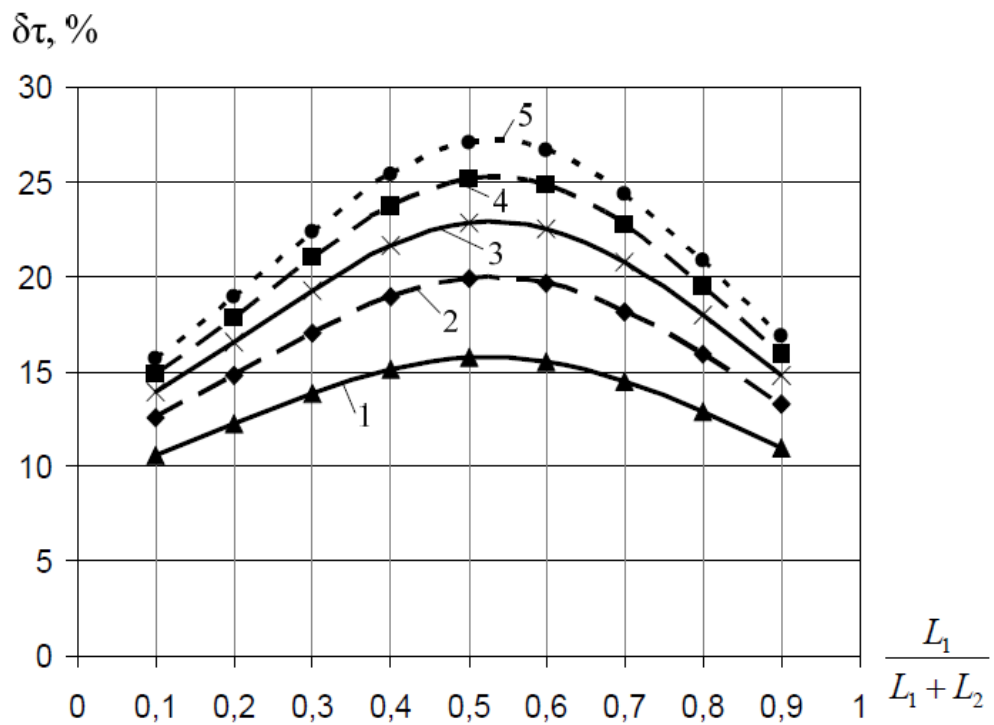


Рисунок 2.5 - Зниження часу відновлення ПЛ 10 кВ
в залежності від лінії: 1- $L = 5$ км; 2- $L = 10$ км; 3- $L = 15$ км; 4- $L = 20$
км; 5- $L = 25$ км

В результаті можна зробити висновок:

1. Оптимальним місцем встановлення ПАС є середина лінії. Установка реклоузера в середині лінії дозволить отримати максимальне зниження як кількості відключень ПЛ, так і часу відновлення її працездатного стану.

2. Для розглянутої моделі ПЛ 10 кВ установка двох реклоузерів – ПАС у середині ПЛ та АВР у точці нормального струмозподілу – дозволить знизити:

- кількість відключень на 44,5 % стосовно випадку, коли на ПЛ відсутня автоматика;

- час відновлення ПЛ 10 кВ на величину від 15,74 % (для сумарної довжини ПЛ $L = 5$ км) до 27,06% (для сумарної довжини ПЛ $L = 25$ км) порівняно з ПЛ, де відсутня автоматика.

2.3. Підвищення надійності електричних мереж 6(10) кВ через застосування автоматичних пунктів секціонування

На сьогоднішній день близько 40% повітряних ліній виробили нормативний ресурс і понад 80 % потребують технічного переозброєння. Тривалість відключень споживачів становить близько 70 год на рік на один фідер. Середня кількість пошкоджень, що викликають відключення ПЛ напругою до 35 кВ, становить ~25 на 100 км ліній на рік [13]. Розглянемо відмінні риси схем повітряних розподільчих мереж мережевих компаній та підприємств транспорту нафти та газу.

Повітряні лінії електропередач 6(10) кВ мережевих компаній побудовано за радіальним принципом деревоподібної конфігурації. Перерізи дротів східчасто зменшуються від головних ділянок до кінця лінії, має місце велика кількість резервних зв'язків, виконаних з використанням роз'єднувачів із ручним приводом. Захисні апарати встановлюються у центрах живлення. Середня довжина ліній по магістралі становить 16 км, протяжність відгалужень – 5-6 км. Спостерігається значна неоднорідність щільності навантаження. Традиційна

Схема електропостачання лінійних об'єктів трубопроводу виконана за магістральним принципом, найчастіше з одноразовим мережевим резервуванням магістраллю. Особливості цих схем пов'язані з рівномірно розподіленим характером навантажень, протяжність по магістралі 50-60 км до мережевого резерву та довжина відгалужень порядку 100-200 м. У класичній схемі основний захист лінії від пошкоджень встановлюється на живильних підстанціях.

Як ми знаємо, найбільш ефективним способом підвищення надійності електропостачання у повітряних електричних мережах середньої напруги є секціонування лінії. Централізоване управління секціонуванням ділиться на місцеве та дистанційне. Місцеве неавтоматизоване управління секціонуванням поширене практично скрізь, де є повітряна лінія електропередачі. Для забезпечення можливості виділення (секціонування) пошкодженої ділянки мережі під час роботи на магістралі встановлюються лінійні роз'єднувачі (ЛР), а іноді пункти секціонування на базі осередків КРУН. При виникненні пошкодження на будь-якій ділянці відбувається відключення захисного апарату на відхідному фідері, і всі споживачі лінії втрачають споживання. Для локалізації ушкодження на фідер виїжджає оперативна бригада. За допомогою послідовних переїздів та перемикачів роз'єднувачів вручну виділяють пошкоджену ділянку мережі. На переїзди оперативних бригад іноді потрібно кілька діб.

Останнім часом все частіше застосовують ручне керування секціонуванням. Для цих цілей замість лінійних ручних роз'єднувачів встановлюють телекеровані роз'єднувачі або пункти секціонування з дистанційним керуванням. Процес локалізації пошкодження повністю аналогічний описаному вище з тією різницею, що всі перемикання виконуються дистанційно.

Перевагою даного підходу є скорочення витрат на утримання великого штату оперативного персоналу та численні переїзди. Скорочується час

локалізації ушкодження. Однак істотним недоліком є необхідність мати надійний зв'язок з кожним керованим елементом мережі.

Як і в попередньому випадку, при використуванні дистанційного ручного керування аварійним режимом велику роль відіграє людський фактор - рішення про управління приймає диспетчер.

Одним з ефективних способів підвищення надійності електропостачання є реалізація автоматичного секціонування у разі аварійних режимів (рис.2.6). У цьому випадку забезпечується повна незалежність роботи пунктів секціонування від зовнішнього управління. Такий спосіб секціонування отримав назву децентралізованого. Кожний окремий апарат аналізує режими роботи електричної мережі та автоматично виробляє її реконфігурацію в аварійних режимах, тобто, локалізацію місця ушкодження та відновлення електропостачання споживачів неушкоджених ділянок мережі.

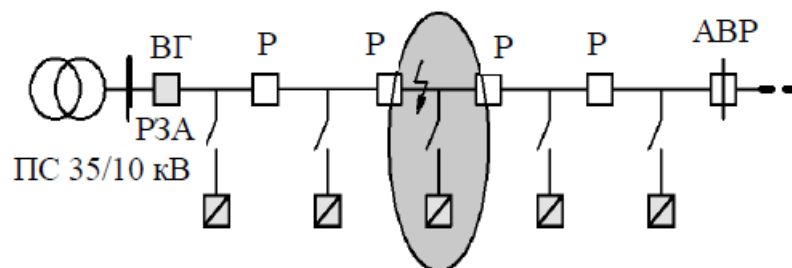


Рисунок 2.6 - Децентралізоване управління секціонуванням при виникненні аварійних режимів мережі

Для організації децентралізованого управління аварійними режимами роботи мереж можливі різні алгоритми функціонування реклоузерів.

Секціонування радіальної лінії з одностороннім живленням. У даному випадку (рис.2.7, а) реклоузери (Р) встановлюють на магістральній ділянці. Мережевий резерв відсутній. У разі пошкодження відключають найближчий до місця пошкодження реклоузер та нижчу ділянку мережі. Схема ефективна за умов значної протяжності магістралі та неможливості забезпечити

резервне живлення. Така розстановка реклоузерів дозволяє набагато підвищити надійність електропостачання споживачів, найближчих до центру живлення.

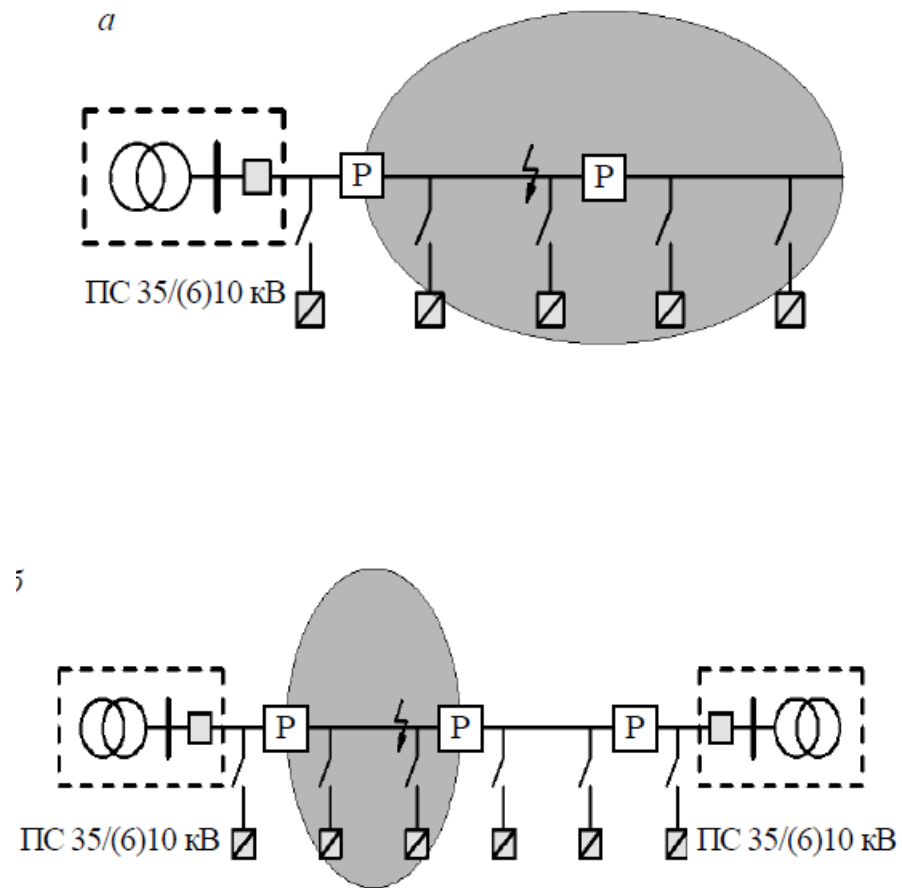


Рисунок 2.7 - Алгоритм секціонування радіальної лінії з одностороннім живленням (а) та двохстороннім живленням (б)

Секціонування радіальної лінії із двостороннім живленням. Додатково до реклоузерів на магістралі встановлюється реклоузер у якості пункту АВР (рис.2.7, б). При цьому у разі пошкодження на будь-якій ділянці мережі воно буде автоматично локалізовано між двома найближчими апаратами, а споживачі непошкоджених ділянок збережуть своє живлення. Схема

ефективна для забезпечення високого ступеня надійності електропостачання споживачів цілого фідера.

В умовах великої протяжності мережі, коли довжина магістральної ділянки досягає 50 км і більше, для організації надійної децентралізованої системи управління необхідне встановлення значного числа апаратів. У цьому випадку послідовно встановлюється до 15 реклоузерів. Очевидно, традиційне узгодження за ступінчастим принципом не дозволить вкластися в об'єктивно реальні витримки часу захисту на головних вимикачах (0,5-1 с). Спеціальна функціональність реклоузера дозволяє реалізувати алгоритми селективної роботи великої кількості послідовно встановлених апаратів при обмеженій витримці часу.

Викладені вище алгоритми роботи реклоузерів знаходять застосування в різних схемах побудови повітряних розподільчих мереж. У кожному випадку вирішуються конкретні завдання підвищення надійності електропостачання споживачів:

1. Заданий рівень надійності фідера. За відсутності на лінії споживачів, які потребують високої надійності електропостачання, реклоузери можуть бути встановлені як пункти секціонування, що забезпечують розподіл повітряної лінії на декілька ділянок. Таке розміщення апаратів дозволяє забезпечити заданий рівень надійності по фідеру в цілому, полегшити пошук місця ушкодження та прискорити відновлення живлення.

2. Максимальний захист конкретного споживача. У разі наявності споживачів, які потребують високої надійності електропостачання, пропонується інша установка реклоузерів, коли за наявності двох джерел живлення та при КЗ на будь-якій ділянці лінії, електропостачання споживачів зберігається.

3. Комбінований варіант. Комбінуючи перші два варіанти встановлення реклоузерів на лінії, можна досягти необхідної надійності електропостачання споживачів. При такому розташуванні реклоузерів у лінії можна забезпечити заданий рівень надійності окремих приєднань та системи в цілому.

Таким чином, автоматичне секціонування ліній із застосуванням сучасних пунктів секціонування дозволяє забезпечити необхідний рівень надійності електропостачання як у мережі загалом, так і заданий рівень надійності електропостачання конкретних споживачів. Можливість вибірково підвищувати надійність електропостачання окремих споживачів дозволяє підприємствам, які експлуатують електричні мережі, впроваджувати заходи щодо підвищення надійності електропостачання адресно, тим самим підвищуючи їх ефективність.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2:

Можна зробити висновок про те, що при перевищенні лінії електропередачі 0,4 кВ рекомендованої довжини раціонально використовувати секціонування даних ЛЕП за допомогою секційних пунктів. Це дозволяє отримати ефект не лише за рахунок підвищення чутливості захисних апаратів, встановлених у ЛЕП, а і за рахунок підвищення надійності електропостачання споживачів.

При визначенні ефекту від секціонування раціонально визначати ефект від скорочення часу відновлення електропостачання споживачів, і від скорочення часу планових перерв на обслуговування та ремонт ЛЕП.

Оптимальним місцем встановлення ПАС є середина лінії. Установка реклоузера в середині лінії дозволить отримати максимальне зниження як кількості відключень ПЛ, так і часу відновлення її працездатного стану.

Автоматичне секціонування ліній із застосуванням сучасних пунктів секціонування дозволяє забезпечити необхідний рівень надійності електропостачання як у мережі загалом, так і заданий рівень надійності електропостачання конкретних споживачів.

Можливість вибірково підвищувати надійність електропостачання окремих споживачів дозволяє підприємствам, які експлуатують електричні мережі, впроваджувати заходи щодо підвищення надійності електропостачання адресно, тим самим підвищуючи їх ефективність.

РОЗДІЛ 3. ІНТЕЛЕКТУАЛЬНЕ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМОМ РОЗПОДІЛЕНОЇ МЕРЕЖІ

3.1. Алгоритми інтелектуального управління мережею

Інтелектуальні електричні мережі (Smart Grid) стають сьогодні інструментом для вирішення основних проблем енергетичного та мережевого господарства країни та надають можливість економити значні кошти на будівництві генеруючої потужності та нових розподільних та магістральних мереж [14]. Вирішенням цих проблем сприяє і широке впровадження установок малої генерації. Однією з переваг малої генерації є можливість розміщення міні-ТЕЦ поблизу або безпосередньо у вузлах навантаження, покриваючи потреби як в електричній, так і в тепловій енергії, забезпечуючи в режимі когенерації досить високий ККД енергоустановок (до 80-90%).

Діапазон потужності міні-ТЕЦ зазвичай від десятків кіловат до десятків Мегават дозволяє підключати енергоустановки безпосередньо на шини 0,4 або 6(10) кВ споживчих підстанцій, а іноді і на шини 35 та 110 кВ існуючих підстанцій. Зазвичай це підстанції, що входять до розподільчих мереж, які мають складну багатоконтурну структуру, але експлуатуються за розімкненими схемами. Відповідно до оперативної схеми окремі гілки розмикаються за допомогою комутаційних апаратів, як яких приєднуються вимикачі, роз'єднувачі, автомати. Сьогодні для цих цілей починають використовуватися сучасні комутаційні модулі – реклоузери.

У розподільчих мережах часто мають місце підвищені втрати потужності та енергії, знижені рівні напруги у тупикових споживачів, а також спостерігається надмірне завантаження мережі потоками реактивної потужності.

На сучасному етапі розподільні мережі активно оснащуються засобами телемеханіки, що забезпечують мінімальний рівень спостереження системи та режиму її роботи, необхідний для подальшого розвитку систем автоматизації управління з метою підвищення надійності та економічності

енергопостачання. Використання існуючих та нових технічних засобів, таких як регулювання під навантаженням (РПН) у центрах живлення, установок малої генерації в вузлах навантаження, пристроїв компенсації реактивної потужності, реклоузерів та вимикачів з дистанційним керуванням може забезпечити оптимальний оперативний вплив на режим мережі та зміну її структури. З позицій управління розподільна мережа, що розглядається, є важливою частиною єдиної енергетичної системи, завершує єдиний технологічний процес розподілом і передачею енергії кінцевому споживачеві, має основні ознаки великих систем: керованість на основі збору та обробки інформації, подвійність природи, багатокритеріальність та ін., що дозволяють і в розподільчих мережах ставити завдання щодо створення інтелектуальних систем управління за аналогією з системами гнучкого управління магістральних електричних мереж.

Впровадження малої розподіленої генерації та формування інтелектуальних розподільчих мереж, керованих за новими ефективними алгоритмами, дозволить:

- а) підключити додаткових споживачів без збільшення пропускної спроможності силових трансформаторів головних знижувальних підстанцій (ГЗП) та ліній;
- б) збільшити виробничі потужності споживачів без збільшення споживання з живильної мережі;
- в) покращити техніко-економічну ефективність систем електропостачання як самих споживачів, так і електромережевих компаній;
- г) підвищити стійкість систем електропостачання та навантаження споживачів при зниженні напруги у мережі.

Сьогодні проблеми побудови інтелектуальних розподільчих мереж стосуються в основному розвитку їх на базі сучасних засобів телемеханіки та телеуправління, та каналів передачі даних. Однак основа оптимального функціонування інтелектуальної мережі повинна забезпечуватись алгоритмами управління і програмними засобами.

Джерелом вихідної інформації для системи оперативного керування можуть служити пристрої телемеханіки ГЗП. Центри живлення розподільчих мереж зазвичай мають такі дані: напруга на шинах, загальне активне та реактивне навантаження, струмове навантаження фідерів. За наявності реклоузерів у деяких гілках фідерів додатково можна мати інформацію про струм ділянки та напругу вузла за місцем його встановлення. Реклоузер у місці розмикання мережі дозволяє контролювати напругу вузлів, різниця яких дозволяє оцінювати поточну ефективність встановлених розривів.

Параметри режиму, що спостерігаються, при фіксації експлуатаційної схеми дозволяють провести оцінку величини вузлових навантажень, використовуючи крім телевимірювань, статистику щодо завантаження трансформаторних пунктів (ТП). За результатами оперативної оцінки стану кожного фідера можна провести пошук оптимальних керуючих впливів, використовуючи відомі методи аналізу режимів електричних мереж. Сьогодні ці методи, як правило, розроблені на основі ітераційного вирішення систем вузлових нелінійних рівнянь та орієнтовані на розрахунок режимів багаторазово замкнутих мереж. На відміну від магістральних мереж у розподільчих мережах розрахункова схема, що відповідає оперативному положенню робочих розмикань, є розімкнутою, граф якої представляється набором гілок, що утворюють дерево, і хорд, що відповідає відключеним гілкам. Розрахункова схема повинна мати одну точку постачання електроенергії, зазвичай силовий трансформатор ГЗП. При цьому конфігурація мережі та її параметри визначаються, як завжди, завданням для кожної i -ї гілки схеми заміщення, включаючи і трансформаторні, номери вузлів початку $УН(i)$ та кінця $КК(i)$ гілки в напрямку живлення, а також комплексний опір $Z(i)$. Номер вузлів можуть прийматися довільно або формуватися відповідно до експлуатаційних позначень об'єктів мережі. Корінь дерева повинен мати спеціальне позначення, наприклад, негативний номер.

Для визначення шляхів живлення кожної вершини, потоків по гілках та інших параметрів режиму, а також організації переходів до суміжних часткових граф ефективно використання методу інших адресних відображень [13], які для кожного $УН(i)$ визначаються номером цього вузла в масиві КК, тобто за умовою $УН2(i) = \text{if } (УН(i) = УК(j)) \text{ then } j$.

Діагностичне повідомлення про помилку при пошуку інших адрес з'являється тільки при втраті зв'язності для некоректно сформованих масивів УН та КК. Шлях живлення будь-якого вузла $КК(i_0)$, розташованого на місці i_0 у масиві гілок, формується послідовністю гілок, що визначаються рекурсивним виразом $i = УН2(i)$, починаючи від $i=i_0$, завершуючи за умовою $i < 0$, якщо друга адреса для кореня дерева прийнята негативною. Використання другої адреси по зрівнянню з матрицею коефіцієнтів розподілу дозволяє більш економно використовувати пам'ять та, головне, досить просто проводити ре-конфігурацію мережі.

Одним із завдань управління у розподільних мережах є пошук оптимальної оперативної схеми та параметрів режиму при зміні навантажень, напруги мережі живлення і т. п. Критеріями оптимізації для годинного ступеня графіка є втрати потужності, якість та надійність. Часто ці критерії бувають суперечливими, тому пошук оптимального рішення проводиться в області Парето. Однак це багатокритеріальне завдання можна звести до одного критерію. Надійність можна врахувати як обмеження за допустимими параметрами режиму та фіксацію деяких розмикань у мережі для забезпечення живлення відповідальних споживачів від двох джерел. Критерій якості можна оцінити за мінімальною відпусткою енергії при напругах, що виходять за межі допустимої області, яка може бути індивідуальною для кожного характерного споживача.

Як незалежні оптимізовані параметри можуть розглядатися: рівень напруги в центрі живлення, що визначається номером відпаювання РПН, реактивна потужність установок малої генерації та положення розрізів на повному графі мережі.

Часові втрати для існуючої оперативної схеми, яка визначається положенням хорд графа мережі, розраховуються за формулою:

$$F_1 = \sum_{s \in S} (P_s^2 + Q_s^2) R_s / U_s^2,$$

де S – підмножина гілок експлуатаційної схеми; P_s, Q_s - потік у гілки s ; R_s - опір гілки; U_s – напруга гілки.

Критерій, що визначає якість електроенергії, враховується добутком енергії, що відпускається на величину виходу напруги за допустимий діапазон:

$$F_2 = \sum_{(i)} \delta_i P_i \cdot dU_i,$$

Де P_i – навантаження i -го вузла.

$$\delta_i = \text{if}(U_{\min} < U_i < U_{\max}) \text{ then } 0 \text{ else } 1;$$

$$dU_i = \text{if}(U_i < U_{\min}) \text{ then } (U_{\min} - U_i) \text{ else } (U_{\max} - U_i).$$

Узагальнений критерій визначається методом скаляризації:

$$F(X) = \alpha_1 F_1(X) + \alpha_2 F_2(X), \quad (3.4)$$

де X - вектор оптимізованих параметрів системи; α_1, α_2 – коефіцієнти скаляризації, що визначаються експертним шляхом.

У розглянутій задачі коефіцієнти можуть визначатися за економічними умовами відповідно як тариф на втрати та питомий збиток від низької якості електроенергії.

На рис.3.1 наведена схема найпростішої розподільної мережі з двома фідерами, установкою малої генерації, підключеної до ТП-15, та трьома реклоузерами. Розглядається один ступінь добового графіка з відомими годинними навантаженнями ТП, потужністю генератора та напругою на шинах 110 кВ центру живлення. Віртуальна модель досліджуваної системи сформована засобами графічного програмування LabVIEW.

Як оптимізовані параметри прийняті: номер N відпаювання РПН трансформатора, реактивна потужність Q генератора, місце розмикання контуру мережі. У вихідному положенні $N=0$, $Q=300$ квар, розріз по гілці між ТП-15 та ТП-25. У цьому режимі втрати 42,83 кВт та нульові збитки. Враховуючи різні параметри, що регулюються, для оптимізації прийнято покоординатний метод.

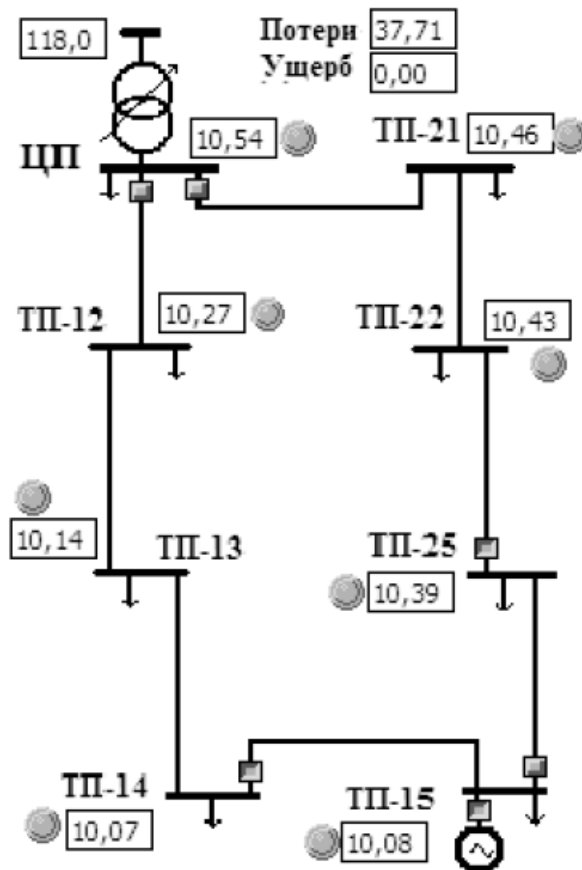


Рисунок 3.1 – Вихідна схема фрагменту мережі

Розрахунок режиму при незмінних навантаженнях для різного поєднання параметрів, що оптимізуються, проводиться методом інших адресних відображень. У табл.3.1 наведено значення цільової функції при зміні першої координати – номера відпаювання у діапазоні від $N=2$ до $N=-4$ при $\alpha_1=1$ та $\alpha_2=5$.

При знайдений $N = -2$ проводиться пошук реактивної потужності, в результаті якого знайдено оптимальну $Q=350$ квар, яка дорівнює гранично допустимому значенні. Втрати при цьому зменшилися до 37,71 кВт із збереженням $F_2=0$.

Оптимізація розрізу переведенням в сторону, у бік ТП-4, призвела до зростання критерію до значення $F = F_1 = 40,57$. Переведення розрізу від вихідного в інший бік до ТП-25 також призводить до зростання до $F = F_1 = 59,01$. Отже розріз по гілці між ТП-15 та ТП-25 є оптимальним. Другий цикл оптимізації не призводить до зміни отриманих оптимізованих параметрів.

Таблиця 3.1 - Залежність параметрів режиму від положення відпаювання

N	2	1	0	-1	-2	-3	-4
U_{III}	9,79	9,96	10,14	10,32	10,51	10,71	10,92
F_1	46,11	44,45	42,83	41,24	39,68	38,16	36,68
F_2	22,2	5,55	0,0	0,0	0,0	3,6	18,4
F	68,31	50,0	42,83	41,24	39,68	41,76	55,08

При значній зміні стану мережі та параметрів режиму споживання критеріальні показники зростають, наприклад, при відключенні генератора до $F_1 = 105,7$ та $F_2 = 1,9$. Знайдена в результаті оптимізації оперативна схема, дозволяє зменшити втрати на 42,32 кВт, показана на рис.3.2.

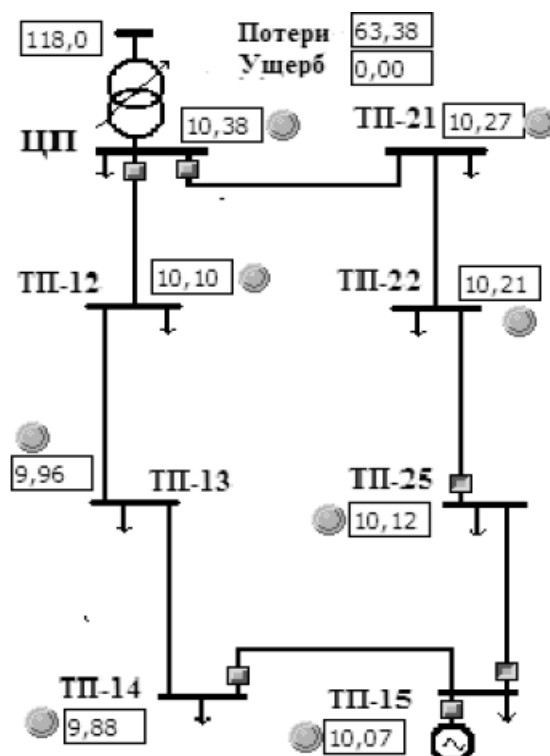


Рисунок 3.2 – Оптимізована оперативна схема

На прикладі цієї простішої розподільчої мережі розглянемо можливості створення інтелектуальної системи оптимального керування режимом мережі. Запропонований алгоритм оптимізації застосовується тільки при заданих вузлових навантаженнях. Тому попередньо має вирішуватись завдання оцінювання стану мережі, тобто визначення вузлових навантажень за даними телеметрії. Вважатимемо, що відомі такі параметри режиму в центрі живлення: напруга $U_{\text{ЦП}}$, що надходить від трансформатора потужність $P_{\text{Т}}$ і $Q_{\text{Т}}$, струми фідерів I_1 і I_2 , напруга на реклоузері-розмиканні $U_{\text{п}}$ і $U_{\text{л}}$, струми реклоузерів I_{14} та I_{25} . Як критерій для оцінюваних параметрів X приймемо квадратичні нормовані відхилення розрахункових параметрів режиму від телевимірювань.

$$\begin{aligned} F(X) = & \sum_{i=1}^4 ((I_{\text{ТИ}} - I_i(X)) / I_{\text{ТИ}})^2 + \\ & + \sum_{i=1}^3 ((U_{\text{ТИ}} - U_i(X)) / U_{\text{ТИ}})^2 + \\ & + ((P_{\text{ТИ}} - P_i(X)) / P_{\text{ТИ}})^2 + \\ & + ((Q_{\text{ТИ}} - Q_i(X)) / Q_{\text{ТИ}})^2 \rightarrow \min. \end{aligned}$$

Для вирішення задачі використаний метод випадкового пошуку, реалізований за найпростішим алгоритмом із заданим числом циклів (рис.3.3). Блоки алгоритму виконують такі функції. У блоці 1 задається довільне вихідне значення оцінюваних параметрів $X = X_0$ і заздалегідь велике значення $F = F_0$. Потім формується цикл з числом проходів рівним, наприклад, 100.

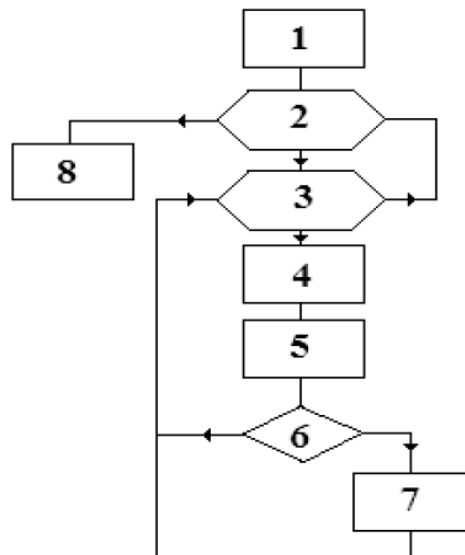


Рисунок 3.3 – Алгоритм методу

Внутрішній цикл 3 визначається за кількістю оцінюваних параметрів. У блоці 4 визначається випадкове значення кожного вузлового навантаження.

У блоці 5 йде розрахунок режиму та визначення цільової функції F_p . Потім перевіряється умова $F_p < F$, при виконанні якої в блоці 7 відбувається заміна у векторі X змінної x_i на x_{ip} та F на F_p . У блоці 8 видаються результати X та F .

Метод випадкового пошуку показав непогану збіжність і швидке зниження $F(X)$ за будь-яких вихідних наближеннях. У табл.3.2 наведена динаміка процесу оцінювання для двох різних методів рознесення навантаження між вузлами.

Таблиця 3.2 - Динаміка зміни $F(X)$

Пройдено циклів	0	10	20	30	40	50	100
Пропорційно потужності трансформаторів	0,0477	0,0056	0,0011	0,0004	0,0002	0,00013	0,0001
Рівномірне навантаження	3,679	0,907	0,0317	0,0201	0,0100	0,0036	0,0001

З метою економії ресурсу виконавчих пристроїв реалізація керуючих впливів вимагає врахування характеру режиму споживання в мережі, що експлуатується, та оцінки тривалості чергової зміни режиму для прийняття

рішень на заборону або видачу керуючого сигналу на об'єкт. Аналіз динаміки об'єкта можна провести на основі ретроспективних даних або шляхом організації цілеспрямованого збору статистики за допомогою засобів телемеханіки та інших вимірів.

3.2. Застосування автоматичного секціонування з метою підвищення надійності електропостачання споживачів повітряної розподільної мережі

На сьогоднішній день у всьому світі організації, які відповідають за розподіл електричної енергії, намагаються докладати максимальних зусиль для підвищення надійності електропостачання споживачів, а для цього вирішуються проблеми перебоїв у роботі електричної мережі. Як показники надійності електропостачання всі енергопостачальні організації вимірюють індекси надійності IEEE (Інститут інженерів з електротехніки та радіоелектроніки). Цими індексами є: SAIFT вимірюється у кількості відключень споживача. Дані надаються електророзподільними організаціями та національними регулюючими органами за календарний рік. При розрахунках значень SAIFT повинні враховуватися планові та позапланові відключення, а також відключення для скидання пікових навантажень. Країна не може отримати бали за цим індексом, якщо перебої та відключення є занадто частими або надто тривалими, щоб вважати таке електропостачання надійним. SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – це індекс, який показує середню величину тривалості перерв електропостачання на одного споживача на рік або є відношенням загальної тривалості тривалих щорічних перерв в електропостачанні до загальної кількості споживачів [16].

Для наочності зобразимо індекси надійності електропостачання за різними і-ми обленерго за січень 2022 р. у вигляді графічної залежності, рис.3.4 та рис.3.5.

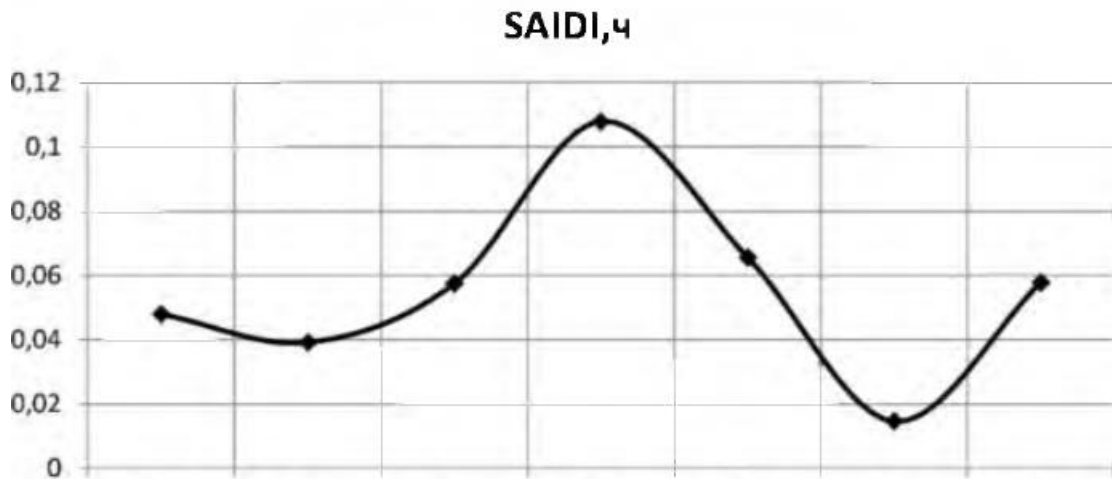


Рисунок 3.4 - Індекс середньої тривалості перебоїв у системі (SAIDI)

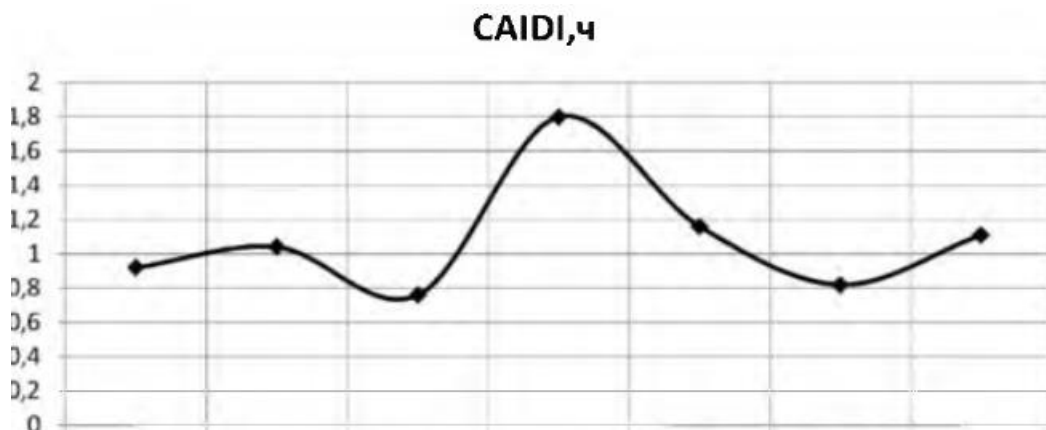


Рисунок 3.5 - Індекс середньої тривалості відключення споживачів (CAIDI)

Слід зазначити, що чим менше значення SAIFI, SAIDI, CAIDI, тим вище рівень надійності електропостачання. Для підвищення надійності електропостачання на сучасному етапі доцільно використовувати пункти секціонування, як вже відзначалось. За допомогою секціонування можливо реалізувати розподіл повітряної лінії (ПЛ) на окремі ділянки, що дозволяє забезпечити можливість виділення аварійного місця.

Сьогодні найбільш перспективними засобами автоматичного секціонування ПЛ 6(10) кВ є вакуумні комутаційні апарати, оснащені пристроями релейної захисту, автоматики та телемеханіки - реклоузери. Дані

комутаційні апарати під керівництвом спеціалізованого мікропроцесора є нове покоління комутаційного обладнання, що об'єднало передові технології мікропроцесорного релейного захисту та автоматики (РЗА), а також комутаційної техніки. У цих комутаційних апаратах крім захисних та протиаварійних функцій захисту ПЛ є додаткові функції моніторингу та обліку характеристик, а також параметрів електромереж.

Конструкція вакуумного реклоузера представляє собою наступні основні елементи: модуль комутації, шафа керування з мікропроцесорною РЗА. Шафа управління пов'язана з модулем комутації з'єднувальним кабелем. Параметрування шафи управління та перегляду необхідної інформації, яка накопичена реклоузером, а також введення уставок РЗА здійснюється за допомогою спеціального програмного забезпечення.

На рис.3.6 показаний зовнішній вигляд реклоузера на повітряній лінії, а на рис.3.7. – вакуумний реклоузер



Рисунок 3.6 – Реклоузер повітряної лінії (Київські електромережі)



Рисунок 3.7 – Вакуумний лінійний реклоузер

Найперспективнішим і найдосконалішим способом дистанційного управління реклоузером є застосування його у різних SCADA-системах. Дані системи є системами телемеханіки, що дозволяють візуалізувати об'єкти енергосистеми на єдиному диспетчерському центрі. З цього центру здійснюється управління та параметрування цими об'єктами. Наявність цих систем для виконання базових функцій не потрібно, оскільки на базі реклоузера реалізується децентралізоване автоматичне секціонування ліній.

Розглянемо найбільш ефективні методи секціонування електричних мереж із застосуванням роз'єднувачів РЛК-10 [16,17]. Підхід до секціонування розподільчої електричної мережі за допомогою роз'єднувачів з приводом полягає в поділі окремих ділянок мережі під час безструмової паузи (аналогічно роботі відокремлювачів у мережах напругою 35-110 кВ). При цьому поділ ділянок слід виконувати після другого циклу автоматичного повторного ввімкнення (АПВ), оскільки перший цикл АПВ дозволяє ліквідувати більшість нестійких пошкоджень.

Для всіх видів розподільчих електричних мереж напругою 6-10 кВ секціонування із використанням роз'єднувачів РЛК-10 можна здійснити за допомогою двох циклів автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) та одного циклу ручного повторного ввімкнення (РПВ). У разі встановлення одного автоматичного секціонуючого роз'єднувача в нерезервованій розподільчій мережі (рис. 3.8, а) споживачі, що знаходяться в зоні, прилеглій до джерела живлення при пошкодженні у кінцевій зоні, будуть залишатися

без живлення, поки пошкоджену ділянку не буде від'єднано від мережі під час другої безструмової паузи (після першого циклу АПВ) та не буде здійснено другий цикл АПВ або РПВ (рис.3.8, б).

У разі виникнення пошкодження в зоні, що прилягає до джерела живлення, всі споживачі, які підключені до мережі, залишаються без живлення на час виявлення та усунення несправності (рис.3.8,в). Варто зазначити, що схеми з одним секціонуючим роз'єднувачем можуть забезпечити мінімальну перерву в живленні, розділяючи мережу на окремі секції під час безструмової паузи. Підхід до секціонування розподільчої електричної мережі за допомогою роз'єднувачів з приводом передбачає розподіл окремих ділянок мережі під час паузи без струму (схоже на функціонування відокремлювачів у мережах з напругою 35-110 кВ).

Поділ ділянок слід здійснювати після другого циклу автоматичного повторного ввімкнення (АПВ), оскільки перший цикл АПВ дозволяє усунути більшість нестабільних пошкоджень. Роз'єднувачі з ручним керуванням наразі широко використовуються у розподільчих мережах напругою 10 кВ. Вони є ефективним рішенням для зменшення збитків від знеструмлення споживачів і зниження витрат на пошук та усунення несправностей, а також вирізняються простотою у встановленні та оперативному управлінні.

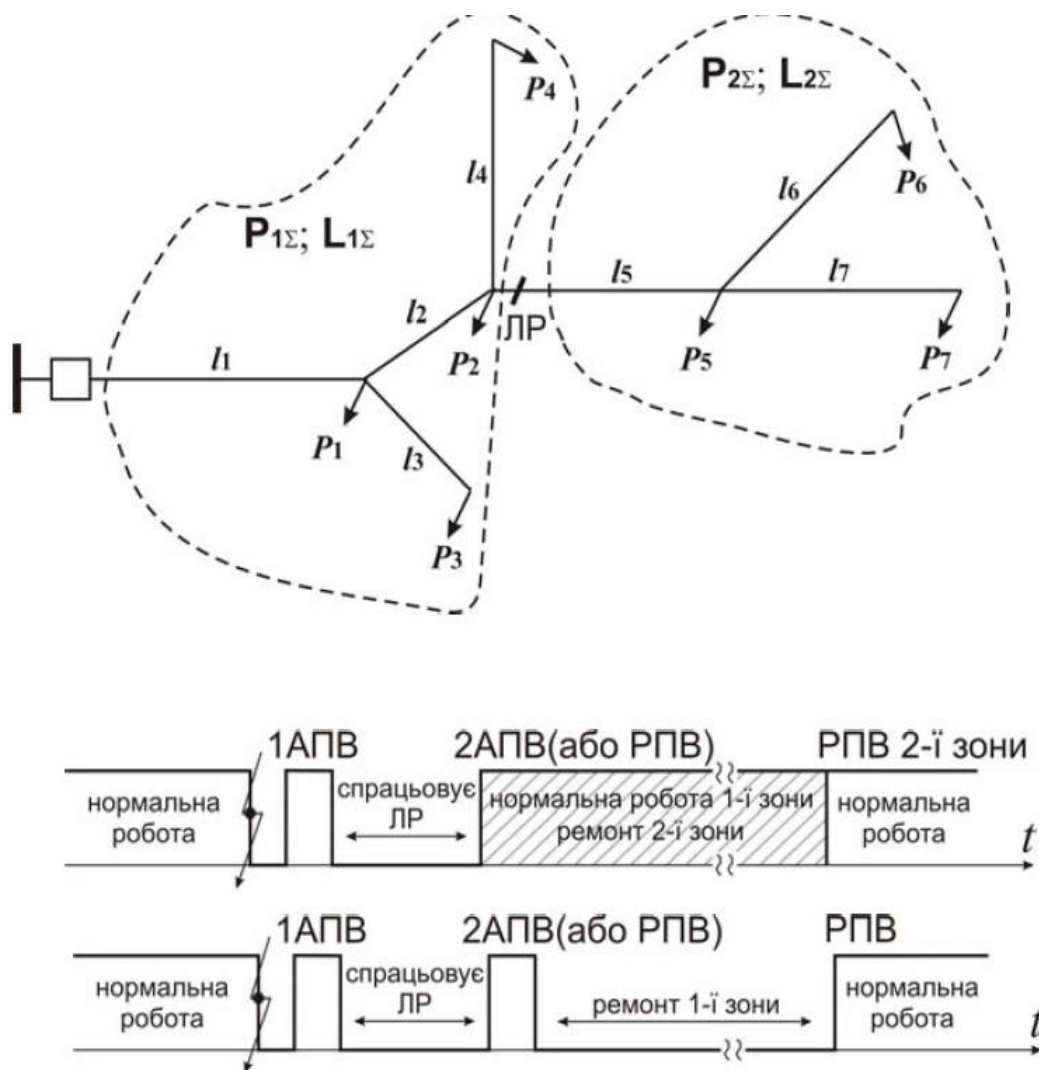


Рисунок 3.8 – Електрична мережа: а) нерезервована; б) резервована (перший цикл АПВ); в) резервована (другий цикл АПВ)

Ефективність від встановлення кожного наступного секціонуючого роз'єднувача знижується приблизно вдвічі. Тому встановлення більше двох таких роз'єднувачів на магістралі є недоцільним.

Отже в роботі:

1. Запропоновано метод секціонування розподільчих електричних мереж напругою 6–10 кВ з використанням як реклоузерів, так і новітніх роз'єднувачів, що дозволяє значно підвищити надійність електропостачання споживачів і зменшити витрати на обслуговування при незначних капіталовкладеннях у мережу порівняно з використанням для цієї мети вакуумних реклоузерів.

2. Явною перевагою запропонованого підходу є можливість точнішого визначення зони знеструмлення, що знижує витрати на виїзди ремонтних бригад і скорочує час, необхідний для відновлення електропостачання споживачам. Завдяки простоті конструкції та технічних рішень немає потреби у залученні спеціалізованого персоналу або лабораторій електропостачальних компаній.

3. Реалізація запропонованого підходу до секціонування стане можливою після модернізації роз'єднувачів типу РЛК-10 шляхом оснащення їх приводом з накопичувачем енергії. Таке технічне рішення не вимагає встановлення каналів зв'язку між живильною підстанцією (ПС) та секціонуючими комутаційними апаратами (КА).

4. Аналіз ефективності кожного з запропонованих варіантів секціонування розподільчих електричних мереж, а також методи вибору місць для встановлення комутаційних апаратів вимагають окремого дослідження.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3:

Щоб зберегти ресурс виконавчих пристроїв, реалізація керуючих дій має враховувати характер режиму споживання в мережі, що експлуатується, а також оцінювати тривалість чергової зміни режиму для прийняття рішення щодо заборони чи подачі керуючого сигналу на об'єкт. Аналіз динаміки об'єкта можна здійснити на основі ретроспективних даних або шляхом організації цілеспрямованого збору статистики за допомогою телемеханіки та інших вимірювальних засобів.

Найбільш перспективним та ефективним методом дистанційного управління реклоузером є його використання в різних SCADA-системах. Ці системи є телемеханічними, що дозволяють виводити на єдиний диспетчерський центр зображення об'єктів енергосистеми. З цього центру здійснюється керування та налаштування цих об'єктів. Однак для виконання основних функцій наявність цих систем не є обов'язковою, оскільки на базі реклоузера реалізується децентралізоване автоматичне секціонування ліній.

Запропоновано також метод секціонування розподільчих електричних мереж напругою 6–10 кВ з використанням новітніх роз'єднувачів, що дозволяє значно підвищити надійність електропостачання споживачів і зменшити витрати на обслуговування при незначних капіталовкладеннях у мережу порівняно з використанням для цієї мети вакуумних реклоузерів.

Реалізація запропонованого підходу до секціонування стане можливою після модернізації роз'єднувачів типу РЛК-10 шляхом оснащення їх приводом з накопичувачем енергії. Таке технічне рішення не вимагає встановлення каналів зв'язку між живильною підстанцією (ПС) та секціонуючими комутаційними апаратами (КА).

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ:

Автоматичне секціонування ліній із застосуванням сучасних пунктів секціонування дає можливість забезпечити необхідний рівень надійності електропостачання як по мережі загалом, так і заданий рівень надійності електропостачання конкретних споживачів. Можливість вибірково підвищувати надійність електропостачання окремих споживачів дозволяє підприємствам, що експлуатують електричні мережі, впроваджувати заходи щодо підвищення надійності електропостачання адресно, тим самим підвищуючи їхню ефективність.

Управління конфігурацією електричних мереж дозволяє скорочувати кількість та час перерв в електропостачанні споживачів, кількість випадків та час невідповідності якості електроенергії, що постачається споживачам, і, побічно, підвищувати доступність енергетичної інфраструктури.

При перевищенні рекомендованої довжини лінії електропередачі 0,4 кВ доцільно застосовувати секціонування таких ЛЕП за допомогою секційних пунктів. Це дозволяє отримати переваги не лише завдяки підвищеній чутливості захисних апаратів, встановлених на ЛЕП, а й за рахунок покращення надійності електропостачання споживачів.

Здатність вибірково підвищувати надійність електропостачання для окремих споживачів дає змогу підприємствам, що експлуатують електричні мережі, впроваджувати заходи з підвищення надійності постачання для конкретних об'єктів, що, у свою чергу, сприяє підвищенню ефективності їх роботи.

Реалізація керуючих дій має враховувати характер режиму споживання в мережі, що експлуатується, а також оцінювати тривалість чергової зміни режиму для прийняття рішення щодо заборони чи подачі керуючого сигналу на об'єкт. Аналіз динаміки об'єкта можна здійснити на основі ретроспективних даних або шляхом організації цілеспрямованого збору статистики за допомогою телемеханіки та інших вимірювальних засобів.

Найбільш перспективним та ефективним методом дистанційного управління реклоузером є його використання в різних SCADA-системах. Ці системи є телемеханічними, що дозволяють виводити на єдиний диспетчерський центр зображення об'єктів енергосистеми. З цього центру здійснюється керування та налаштування цих об'єктів. Однак для виконання основних функцій наявність цих систем не є обов'язковою, оскільки на базі реклоузера реалізується децентралізоване автоматичне секціонування ліній.

Запропоновано також метод секціонування розподільчих електричних мереж напругою 6–10 кВ з використанням новітніх роз'єднувачів, що дозволяє значно підвищити надійність електропостачання споживачів і зменшити витрати на обслуговування при незначних капіталовкладеннях у мережу порівняно з використанням для цієї мети вакуумних реклоузерів.

Реалізація запропонованого підходу до секціонування стане можливою після модернізації роз'єднувачів типу РЛК-10 шляхом оснащення їх приводом з накопичувачем енергії. Таке технічне рішення не вимагає встановлення каналів зв'язку між живильною підстанцією (ПС) та секціонуючими комутаційними апаратами (КА).

На прикладі простішої розподільчої мережі розглянуто можливості створення інтелектуальної системи для оптимального керування режимом мережі. Запропонований алгоритм оптимізації застосовується лише при заданих навантаженнях на вузли. Тому попередньо необхідно вирішити задачу оцінки стану мережі, тобто визначити вузлові навантаження на основі даних телеметрії.

Сьогодні одним із перспективних технічних заходів для підвищення надійності розподільчих електричних мереж є застосування автоматичних пристроїв (технологія Smart Grids для керування аварійними режимами), що дозволяє значно зменшити кількість відключень та час відновлення електропостачання споживачам. Тому дослідження в цій галузі є надзвичайно важливими.

СПИСОК ПОСИЛАНЬ:

1. Василега П.О. Шведченко В.Ф. Досвід та перспективи використання реклоузерів. Фізика, електроніка, електротехніка: матеріали НТК, Суми-2018. С.151.
2. Гай О.В. Оптимізація кількості та місць розміщення секціонуючих пристроїв в розподільних мережах сільських регіонів: автореф. Дисертації канд.техн наук. Київ, 2018. 34 с.
3. Буйний Р.А. Моделі та методи оптимізації надійності повітряних розподільних електричних мереж: Дис. канд.техн.наук: 05.14.02. – Чернігів, 2017. – 165 с.
4. Воротицький В., Бузин С. Реклоузер – новий рівень автоматизації та управління ПЛ 6(10) кВ //Новини електротехніки. 2015, №3(33). С. 28–31.
5. Козирський В.В., Петров П.В., Гай О.В. Методи і технічні засоби підвищення надійності та ефективності електропостачання споживачів з використанням вакуумних реклоузерів. К.: Гнозис, 2019. 248 с.
6. Afroz A., Vinay P., Biswarup D. Switch and recloser placement in distribution system considering uncertainties in loads, failure rates and repair rates // Electric Power Systems Research. 2017, V. 140, pp. 619–630.
7. Moradi A., Fotuhi-Firuzabad M., Rashidi-Nejad M. A reliability cost/worth approach to determine optimum switching placement in distribution systems (Conference Paper) // Proceedings of the IEEE/PES Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference - Asia and Pacific; Dalian; China. 15-18 August 2016, pp. 1-5.
8. Moradi A., Fotuhi-Firuzabad M. Optimal Switch Placement in Distribution Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm // IEEE Transactions on Power Delivery. 2018.V.23. N 1. pp. 271-279. doi: 10.1109/TPWRD.2007.905428.
9. Elsaiah S., Benidris M., Mitra J. Reliability improvement of power distribution system through feeder reconfiguration // 2019 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS),

Durham, UK. 2016. pp. 1-6. doi: 10.1109/PMAPS.2014.6960676

10. Amanullah B., Chakrabarti S., Singh S.N. Reconfiguring Power Distribution Systems using Probabilistic reliability models // IEEE transactions on power delivery. 2017. V. 27. N. 2. pp 918-925.

11. Silva de Assis L., Gonzalez J.F.V., et al. Optimal distribution of Remote-controlled Switches in Radial Distribution Systems // IEEE General Meeting of the Society of Energy and Power Engineering. 2018. V. 25. N. 3. pp. 1-8.

12. Qin Q., Wu N.E. Recloser and sectionalizer placement for reliability improvement using discrete event simulation // 2014 IEEE PES General Meeting Conference & Exposition, National Harbor, MD, USA. 2014. pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2014.6938966

13. Chouhan S., Inan H. and Feliachi A. Optimal number and placement of automated sectionalizing switches for smart grid Distribution Automation // 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, USA. 2016. pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2016.7741820.

14. Nosratabadi S., Hooshmandn R., Gholipour E.A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017. V. 67. pp. 341–363. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.025.

15. Moutis P., Hatziargyriou N.D. Decision Trees-Aided Active Power Reduction of a Virtual Power Plant for Power System Over-Frequency Mitigation // IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2015. V. 11. N. 1. pp. 251-261. doi: 10.1109/TII.2014.2371631

16. Zhang L., Gari N., Hmurcik L. Energy management in a microgrid with distributed energy resources // Energy Convers Management. 2015. V. 78. pp. 297–305.

17. Determination of Power Supply System Efficiency of Rural Consumers // Handbook of Research on Renewable Energy and Electric Resources for Sustainable Rural Development. 2018. (pp. 394-420). doi:10.4018/978-1-5225-3867-7.ch017

