

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повна назва інституту)

Кафедра електропостачання
(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Олена БОРИЧЕНКО

«___» _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

Зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма: Енергетичний менеджмент, електропостачання та інжиніринг електротехнічних комплексів

на тему: «Удосконалення методів оптимального секціонування повітряних розподільних мереж в умовах використання розподіленої генерації»

Виконав: студент II курсу, групи ГН-41мн

_____ Васюрин Богдан Олександрович

(прізвище, ім'я по батькові)

_____ (підпис)

Науковий керівник д.т.н., професор Попов В. А.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Нормоконтроль провідний інженер Прокопенко І.Д.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент _____

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2026 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

Інститут/факультет Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Енергетичний менеджмент, електропостачання та інжиніринг електротехнічних комплексів»

Завідувач кафедри

_____ Олена БОРИЧЕНКО

«___» _____ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
*Васюрин Богдан Олександрович***

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Удосконалення методів оптимального секціонування повітряних розподільних мереж в умовах використання розподіленої генерації»

Науковий керівник дисертації д.т.н., професор Попов В. А.

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

затверджені наказом по університету від 30 березня 2026 р. №1319-с

2. Строк подання студентом дисертації 20 травня 2026 року

3. Об'єкт дослідження: процеси керування режимами повітряних розподільних мереж

4. Предмет дослідження: моделі, методи та засоби підвищення надійності повітряних розподільних мереж.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити:

- проаналізувати ефективність використання сучасних комутаційно-захисних пристроїв в повітряних розподільних мережах з точки зору узгодженості їх спільного використання;

- обґрунтувати можливість комплексного використання реклоузерів в повітряних розподільних мережах;
- розробити методи розрахунку втрат електричної енергії та комплексу показників надійності в умовах динамічного керування режимами;
- запропонувати та реалізувати метод багатокритеріального прийняття рішень для визначення оптимального розміщення реклоузерів в повітряних розподільних лініях з урахуванням сукупності факторів;

6.Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу презентація – наочні матеріали за результатами дослідження, графіки та діаграми.

7.Орієнтовний перелік публікацій: Белоха Г.С., , Васюрин Б.О., блокчейн як автентифікація зеленої енергії міжнародна науково-технічна конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – REMS'25». Україна, Київ, 18-20 листопада 2025 року.

8.Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль Прокопенко І.Д.

9.Дата видачі завдання 23.03 2026 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів МД	Примітка
1	Отримання завдання	23.03-30.03.2026	
2	Аналіз літературних джерел	30.03.-07.04.2026	
3	Формулювання вступної частини	07.04.-14.04.2026	
4	Робота над першим розділом	14.04.-21.04.2026	
5	Робота над другим розділом	21.04.-25.04.2026	
6.	Робота над третім розділом	25.04.-01.05.2026	
7.	Робота над четвертим розділом	01.05.-07.05.2026	
8.	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування	07.05.-20.05.2026	
9.	Передзахист МД	20.05.2026	
10.	Захист дисертації	26.05.2026	

Студент

(підпис)

Б.О.Васюрин

(ініціали,прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

В.А.Попов

(ініціали,прізвище)

РЕФЕРАТ

Структура і обсяг роботи. Загальний обсяг магістерської дисертації складає 83 сторінок основного тексту, в тому числі 22 рисунки, 1 таблиця, 30 літературних джерел.

Актуальність теми. Сучасні розподільні мережі перебувають на етапі глибокої трансформації. Впровадження концепції **SmartGrid** та масове підключення об'єктів розподіленої генерації (**DG**) — таких як сонячні та вітрові електростанції — змінює традиційну архітектуру мереж. Це створює нові виклики для здійснення керування такими мережами, забезпечення високого рівня їх надійності, мінімізації втрат електричної енергії та побудови систем релейного захисту та автоматики (РЗА), оскільки струми короткого замикання можуть змінювати свій напрямок та величину.

Об'єкт дослідження: процеси керування режимами повітряних розподільних мереж.

Предмет дослідження: моделі, методи та засоби підвищення надійності повітряних розподільних мереж.

Мета роботи. Метою роботи є удосконалення математичних моделей спрямованих на вирішення завдання оптимального секціонування повітряних ліній напругою 2..10 кВ з приєднаними джерелами розподіленої генерації та створенням можливості динамічного керування режимами.

Методи дослідження включають аналіз наукових джерел і нормативно-правової бази у сфері електричних мереж, математичного моделювання, технічного аналізу режимів роботи розподільних мереж, методи оцінки надійності електропостачання за показниками SAIDI та SAIFI, а також методи аналізу та координації роботи пристроїв релейного захисту і автоматики.

Наукова новизна. Удосконалено метод секціонування повітряних розподільних мереж з урахуванням впливу розподіленої генерації, що за рахунок оптимального використання сучасного комутаційного обладнання

дало змогу підвищити рівень надійності їх роботи та одночасно знизити втрати електроенергії.

- **удосконалення методів координації:** розробка або покращення алгоритмів взаємодії між реклоузерами, секціоналайзерами та запобіжниками в умовах двосторонніх потоків потужності;

- **адаптивний захист:** обґрунтування застосування динамічних уставок захисту, які змінюються залежно від режиму роботи розподіленої генерації (РГ);

- **інтегрований аналіз надійності:** поєднання розрахунків індексів SAIFI/SAIDI з алгоритмами автоматичного відновлення живлення (FLISR) для міських умов.

Практичне значення роботи.

- **для енергопостачальних компаній:** методика вибору оптимальної кількості та місць встановлення реклоузерів для досягнення цільових показників надійності;

- **економічний ефект:** зменшення недовідпуску електроенергії споживачам та зниження її втрат;

- **проектні рішення:** рекомендації щодо налаштування часо-струмових характеристик (ТСС) пристрої захисту для забезпечення селективності їх спрацювання з метою підвищення надійності електропостачання.

Апробація результатів. Результати дослідження були представлені на XI Міжнародній науково-технічній та навчально-методичній конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'25», основні результати підготовлено до публікації в науковому фаховому виданні України в галузі технічних наук.

Публікації. Белоха Г , Васюрин Б., «Блокчейн як автентифікація зеленої енергії», м. Київ, листопад 2025 р.

Основні завдання:

1. Розглянути сучасні технічно-апаратні рішення з підвищення надійності роботи повітряних розподільних ліній.
2. Вивчити принцип координації використання засобів захисту та автоматики у повітряних розподільних лініях.
3. Проаналізувати вплив джерел розподіленої генерації на режими роботи та надійність повітряних розподільних ліній.
4. Розробити пропозиції по удосконаленню методу оптимального секціонування повітряних розподільних ліній з урахуванням можливості оперативної зміни їх топології.

Ключові слова: РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ, НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, РЕКЛОУЗЕР (RECLOSER), СЕКЦІОНАЛАЙЗЕР (SECTIONALISER), SAIDI, SAIFI, РОЗПОДІЛЕНА ГЕНЕРАЦІЯ, СЕЛЕКТИВНІСТЬ, ЧАСО-СТРУМОВА ХАРАКТЕРИСТИКА (ТСС).

ABSTRACT

Structure and scope of work. The total volume of the master's thesis is 83 pages of the main text, including 22 figures, 1 table, 30 literary sources.

Relevance of the topic. Modern distribution networks are at the stage of deep transformation. The introduction of the SmartGrid concept and the mass connection of distributed generation (DG) facilities — such as solar and wind power plants — changes the traditional architecture of networks. This creates new challenges for managing such networks, ensuring a high level of their reliability, minimizing electrical energy losses and building relay protection and automation systems (RPA), since short-circuit currents can change their direction and magnitude.

Object of research: processes of controlling the modes of overhead distribution networks.

Subject of research: models, methods and means of increasing the reliability of overhead distribution networks.

Purpose of work. The aim of the work is to improve mathematical models aimed at solving the problem of optimal sectioning of overhead lines with a voltage of 2..10 kV with connected sources of distributed generation and creating the possibility of dynamic mode control.

Research methods include analysis of scientific sources and regulatory framework in the field of electrical networks, mathematical modeling, technical analysis of distribution network operating modes, methods for assessing the reliability of power supply according to SAIDI and SAIFI indicators, as well as methods for analyzing and coordinating the operation of relay protection and automation devices.

Scientific novelty. The method for sectioning overhead distribution networks has been improved, taking into account the influence of distributed generation, which, due to the optimal use of modern switching equipment, made it possible to increase the level of reliability of their operation and simultaneously reduce electricity losses.

- **improvement of coordination methods:** development or improvement of algorithms for interaction between reclosers, sectionalizers and fuses in conditions of two-way power flows;
- **adaptive protection:** justification of the use of dynamic protection settings that change depending on the operating mode of distributed generation (DG);
- **integrated reliability analysis:** combination of SAIFI/SAIDI index calculations with automatic power restoration algorithms (FLISR) for urban conditions.

Practical significance of the work.

- **for power supply companies:** a method for selecting the optimal number and locations of reclosers to achieve reliability targets;
- **economic effect:** reduction of undersupply of electricity to consumers and reduction of its losses;
- **design solutions:** recommendations for setting the time-current characteristics (TCC) of protective devices to ensure selectivity of their operation in order to increase the reliability of power supply.

Approbation of results. The results of the study were presented at the XI International Scientific and Technical and Educational-Methodological Conference «Energy Management: State and Prospects for Development - PEMS'25», the main results are prepared for publication in a scientific professional publication of Ukraine in the field of technical sciences.

Publications. Belokha G., Vasyuryn B., «Blockchain as green energy authentication», Kyiv, November 2025.

Main tasks.

1. To consider modern technical and hardware solutions to increase the reliability of overhead distribution lines.
2. To study the principle of coordination of the use of protection and automation in overhead distribution lines.
3. To analyze the influence of distributed generation sources on the operating modes and reliability of overhead distribution lines.

4. To develop proposals for improving the method of optimal sectioning of overhead distribution lines, taking into account the possibility of operationally changing their topology.

Keywords: DISTRIBUTION NETWORKS, POWER SUPPLY RELIABILITY, RECLOSER, SECTIONALIZER, SAIDI, SAIFI, DISTRIBUTED GENERATION, SELECTIVITY, TIME-CURRENT CHARACTERISTICS (TCC).

ЗМІСТ

ВСТУП.....	12
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ НАДІЙНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ТА СУЧАСНІ ЗАСОБИ ЇЇ ПІДВИЩЕННЯ.....	14
1.1 Загальна характеристика проблеми надійності розподільних мереж.....	14
1.2 Причини зниження та шляхи підвищення надійності повітряних ліній електропередач.....	15
1.3 Світовий досвід аналізу та підвищення надійності розподільних мереж.....	17
1.4 Показники надійності та їх визначення в процесі роботи розподільних мереж.....	18
1.5 Огляд технічних засобів підвищення надійності у розподільних мережах.....	20
1.5.1 Роз'єднувачі.....	21
1.5.2 Запобіжники.....	21
1.5.3 Реклоузери.....	22
1.5.4 Секціоналайзери.....	25
1.6 Роль автоматизації у підвищенні надійності.....	26
Висновки до розділу 1.....	27
РОЗДІЛ 2 УЗГОДЖЕННЯ УМОВ РОБОТИ КОМУТАЦІЙНО-ЗАХИСНИХ ПРИСТРОЇВ.....	28
2.1 Координація роботи запобіжників.....	28
2.2 Координація реклоузер-запобіжник.....	30
2.2.1 Запобіжник розташований на стороні джерела живлення.....	30
2.2.2 Запобіжник розташований на стороні навантаження.....	31
2.3 Координація роботи реклоузер-секціоналайзер.....	33
2.3.1 Координація роботи реклоузер-секціоналайзер-запобіжник.....	34

	11
Висновки до розділу 2.....	36
РОЗДІЛ 3 УРАХУВАННЯ ФАКТОРУ НАДІЙНОСТІ ПРИ ПРОЄКТУВАННІ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ.....	38
3.1 Загальні вимоги до забезпечення надійності електропостачання.....	38
3.2 Прогнозування показників надійності.....	39
Висновки до розділу 3.....	46
РОЗДІЛ 4 ОСОБЛИВОСТІ ДИНАМІЧНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ПОВІТРЯНИХ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ.....	47
4.1 Загальні принципи динамічного керування режимами.....	47
4.2 Сценарний метод моделювання режимів розподільних мереж.....	48
4.3 Загальний алгоритм динамічного керування режимами повітряних розподільних ліній.....	54
4.4 Визначення втрат електричної енергії при динамічному керуванні режимами розподільних мереж.....	58
4.5 Визначення показників надійності при динамічному керуванні режимами розподільних мереж.....	60
4.6 Визначення оптимального варіанту розміщення реклоузерів в контурі розподільної лінії.....	75
Висновки до розділу 4.....	78
ВИСНОВКИ.....	79
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	80

ВСТУП

Надійність розподільних електричних мереж є одним із ключових показників якості електропостачання споживачів та безпосередньо впливає на економічні показники енергетичних компаній, безпеку енергозабезпечення споживачів та стабільність функціонування сучасних міст і промислових об'єктів.

Особливу роль у структурі розподільних мереж відіграють повітряні лінії електропередачі, які широко застосовуються як у міських, так і в сільських системах електропостачання завдяки відносно низькій вартості будівництва та простоті експлуатації. Водночас повітряні лінії є найбільш вразливими елементами електричних мереж, оскільки їх надійність значною мірою залежить від зовнішніх чинників, зокрема погодних умов, впливу навколишнього середовища, механічних пошкоджень та людського фактору.

Аналіз надійності розподільних мереж з акцентом на повітряні лінії передбачає дослідження частоти та тривалості відмов, оцінку впливу пошкоджень на споживачів, а також визначення ефективності заходів із секціонування, автоматизації та відновлення електропостачання. Для цього застосовуються кількісні показники надійності, такі як SAIFI, SAIDI, CAIDI та ENS [1-3], які дозволяють об'єктивно оцінити рівень надійності мережі та порівняти різні варіанти її побудови.

У сучасних умовах підвищення надійності повітряних розподільних ліній неможливе без використання засобів автоматизації, дистанційно керованих комутаційних апаратів та алгоритмів автоматичного виявлення пошкоджень, ізоляції аварійних ділянок і відновлення електропостачання. Тому аналіз надійності повітряних ліній є важливим інструментом для обґрунтування технічних рішень, спрямованих на підвищення ефективності експлуатації систем розподілу електричної енергії та покращення якості електропостачання споживачів.

Разом із перевагами інтеграція джерел розподіленої генерації створює нові виклики для функціонування розподільних електричних мереж. Однією з основних проблем є зміна режимів роботи мережі, поява двосторонніх потоків потужності, зміна величини та напрямку струмів короткого замикання, що значно ускладнює забезпечення селективної роботи систем релейного захисту та автоматики. За таких умов традиційні підходи до побудови схем секціонування розподільних мереж втрачають ефективність і потребують удосконалення.

Особливого значення набуває задача оптимального секціонування повітряних розподільних мереж, оскільки саме правильний вибір місць встановлення комутаційних апаратів, реклоузерів, секціоналайзерів та резервних перемичок безпосередньо впливає на рівень надійності електропостачання, тривалість ліквідації аварійних режимів та кількість відключених споживачів. Раціональна структура секціонування дозволяє локалізувати пошкоджені ділянки мережі, мінімізувати наслідки аварій та забезпечити швидке відновлення електропостачання.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ НАДІЙНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ТА СУЧАСНІ ЗАСОБИ ЇЇ ПІДВИЩЕННЯ

1.1 Загальна характеристика проблеми надійності розподільних мереж

Надійність електропостачання є одним з основних критеріїв ефективності функціонування електроенергетичної системи [4-6] та безпосередньо впливає на соціально-економічний розвиток регіонів, безпеку життєдіяльності населення та стабільність роботи промислових підприємств. Особливу роль у забезпеченні надійності відіграють розподільні електричні мережі, оскільки саме вони забезпечують безпосередню передачу електричної енергії кінцевим споживачам.

Структура розподільних мереж характеризується значною розгалуженістю, великою кількістю елементів та різноманітністю режимів роботи. Це ускладнює процеси експлуатації, діагностики та відновлення електропостачання. Більшість аварійних відключень електроенергії відбувається саме в розподільних мережах середньої та низької напруги, що робить проблему їх надійності особливо актуальною.

У розподільних мережах широко застосовуються повітряні лінії електропередачі, які мають як технічні, так і економічні переваги. Водночас повітряні лінії є найбільш вразливими елементами мережі, оскільки вони постійно перебувають під впливом зовнішнього середовища. Атмосферні явища, такі як грози, сильний вітер, ожеледь, обмерзання проводів, а також механічні пошкодження та старіння обладнання істотно підвищують імовірність відмов.

Таким чином, аналіз надійності розподільних мереж з акцентом на повітряні лінії є необхідною умовою для обґрунтування технічних рішень, спрямованих на зниження кількості аварій, мінімізацію зон відключення та скорочення часу відновлення електропостачання.

1.2 Причини зниження та шляхи підвищення надійності повітряних ліній електропередач

Надійність повітряних ліній визначається сукупністю технічних, природних та експлуатаційних факторів. Основними причинами виникнення аварійних ситуацій у повітряних розподільних мережах є:

- вплив погодних умов (грози, блискавки, сильний вітер, ожеледь, снігопади);
- механічні пошкодження проводів та опор;
- падіння дерев та сторонніх предметів на лінії;
- деградація ізоляції в наслідок старіння;
- помилки під час експлуатації та ремонту.

Значна частина пошкоджень у повітряних мережах має тимчасовий характер. До таких відмов належать короточасні замикання, викликані дотиком гілок, птахами або грозовими перенапругами. Саме тому в повітряних мережах ефективними є засоби автоматичного повторного вмикання, які дозволяють відновити електропостачання без участі оперативного персоналу.

Технічна політика має стимулювати застосування перспективних технологій для переходу до електричної мережі нового технологічного устрою. Орієнтація повинна бути спрямована на створення інтелектуальних електричних мереж, цифрових підстанцій, застосування нових технологій та матеріалів. Аналіз єдиної технічної політики повинен виявити найпріоритетніші технології, впровадження яких передбачається в енергетичних компаніях для підвищення надійності і що, насамперед, включає:

- використання конструктивних елементів, виготовлених з композитних матеріалів;
- установки зберігання та накопичення енергії;
- інтелектуальні комутаційні апарати (реклоузери);
- інтелектуальні системи моніторингу та діагностики роботи обладнання мережі;

- автоматичні системи керування напругою та реактивною потужністю із застосуванням засобів FACTS;
- пристрої синхронізованих вимірів;
- дистанційно керовані вимикачі навантаження;
- струмообмежувачі для високовольтних мереж;
- застосування енергоефективних, надійних та безпечних для навколишнього середовища силових трансформаторів;
- розвиток мультиагентних систем.

При вирішенні питань підвищення надійності для ефективного використання ресурсів необхідна регулярна та координована діяльність щодо знаходження оптимального балансу між витратами, дотриманням нормативних вимог до активів, перспективами розвитку мережі, з одного боку, та ризиками, пов'язаними із забезпеченням надійного електропостачання споживачів, а також вимогами регулюючих органів, з іншого боку. Це передбачає:

- забезпечення необхідного рівня надійності послуг та якості електричної енергії;
- підвищення ефективності витрат, пов'язаних із виробничими процесами;
- підвищення прозорості виробничої діяльності;
- забезпечення зрозумілого обґрунтування рівня тарифів на підставі співвідношення динаміки показників «надійність – витрати»;
- забезпечення інноваційного розвитку.

У рамках зазначених завдань здійснюється вибір заходів щодо технічного обслуговування й ремонту, та обґрунтування програми технічного переозброєння та реконструкції. Для досягнення зазначених цілей основними завданнями є:

- виявлення ділянок мережі та відповідного обладнання, що надає найбільший вплив на надійність електропостачання споживачів;

– вибір заходів, спрямованих на підвищення безвідмовності ділянки мережі та їх відновлюваності.

У процесі прийняття рішень щодо підвищення структурної надійності мережі використовують індекси технічного стану кожної одиниці обладнання. Значення показників технічного стану дають змогу визначити найбільш обґрунтовані заходи з точки зору впливу на надійність електропостачання, сприяють вибору способу підвищення надійності обладнання з урахуванням економічних ризиків. Однак знання лише зазначених індексів не дозволяє визначати пріоритети підвищення працездатності елементів мережі та, відповідно до них, розподіляти обмежені матеріальні та інші ресурси на їх реалізацію. Тому бажано враховувати вплив кожної одиниці устаткування на безперебійність електропостачання споживачів.

1.3 Світовий досвід аналізу та підвищення надійності розподільних мереж

У світовій практиці аналіз надійності розподільних мереж є обов'язковою складовою планування розвитку електроенергетичних систем. Оператори систем розподілу використовують статистичні дані про аварії, математичні моделі та програмні комплекси для прогнозування рівня надійності.

У США та Канаді ключовим напрямом є впровадження автоматизованих систем керування розподільними мережами (DMS), що інтегрують функції моніторингу, захисту та відновлення електропостачання. Значна увага приділяється використанню реклоузерів і секціоналайзерів у повітряних мережах.

У країнах Європейського Союзу підвищення надійності тісно пов'язане з регуляторною політикою. Оператори мереж зобов'язані досягати нормативних значень показників SAIDI та SAIFI, що стимулює інвестиції в автоматизацію, цифровізацію та модернізацію обладнання.

У Японії та Південній Кореї особлива увага приділяється швидкому відновленню електропостачання після аварій, зокрема шляхом використання резервних схем живлення та високого рівня секціонування мереж.

1.4 Показники надійності та їх визначення в процесі роботи розподільних мереж

У рамках стандарту IEEE для кількісної оцінки рівня надійності застосовуються стандартизовані показники [1], які дозволяють порівнювати різні мережі, технології та режими експлуатації, здійснити глибоку оцінку надійності енергопостачання.

Основними показниками є:

SAIFI – Індекс середньої частоти відключень одного споживача. Розраховується шляхом поділу загальної кількості довгострокових (більше 1 хв.) відключень на загальну кількість обслуговуваних споживачів на певній території на рік. При цьому, якщо якісь споживачі постраждали більше одного разу, то кожне відключення сприймається як незалежне. Показує, скільки разів на рік виникали перебої в енергопостачанні середньостатистичного споживача;

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m \omega_i N_i}{\sum_{i=1}^m N_i}, \quad (1.1)$$

де ω_i – частота відключень споживачів у вузлі i .

SAIDI – Індекс середньої тривалості відключень одного споживача. Визначається відношенням загальної тривалості стійких позапланових порушень електропостачання споживачів до загального числа підключених споживачів за звітний період часу [1, 3]. Показує, на який час переривалося енергопостачання середньостатистичного споживача протягом року;

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m T_i N_i}{\sum_{i=1}^m N_i}, \quad (1.2)$$

де N_i – кількість споживачів вузла i ;

T_i – сумарний річний час відключень вузла i ;

m – кількість вузлів навантаження в аналізованій мережі.

CAIDI – Індекс середньої тривалості відключень одного споживача у системі. Визначається шляхом поділу сумарної тривалості відключень на

загальну їх кількість на рік. Дозволяє оцінити тривалість перебоїв, що виникають, і швидкість реагування на них персоналу мережевої організації;

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (1.3)$$

ASAI – індекс середньої тривалості живлення споживачів. Відображає час звітного періоду, коли здійснювалося живлення споживача

$$ASAI = 1 - \frac{SAIDI}{8760} \quad (1.4)$$

ACIDI – індекс середньої тривалості відключення навантаження споживачів. Уявляє собою відношення суми добутків потужностей, що відключаються, до тривалості відключень навантаження в системі.

$$ACIDI = \frac{\sum_{i=1}^m t_{Bi} P_i}{\sum_{i=1}^m P_i}, \quad (1.5)$$

де t_{Bi} – час відновлення електропостачання у вузлі i ;

P_i – потужність навантаження у вузлі i .

AENS – індекс середнього обсягу недовідпуску. Представляє з себе величину електроенергії, яка недоотримана одним середньостатистичним споживачем

$$AENS = \frac{\sum_{i=1}^m T_i P_i}{\sum_{i=1}^m N_i} \quad (1.6)$$

MAIFI – миттєвий індекс середньої частоти вимкнень. Є відношенням суми загальної кількості короточасних відключень споживачів (зазвичай вважаються відключення менше 1 хв.) до загальної кількості споживачів, що обслуговуються, протягом року

Крім цього, у багатьох країнах у механізмах стимулювання ТСО як показники надійності поставок електроенергії використовуються:

- середній час перерви електропостачання – AIT, хв;
- недопоставлена споживачам електроенергія – ENS, МВт * год.

Для кожного показника виділяють: планові та непланові (раптові) відключення, де, наприклад, не враховуються відключення через екстремальні погодні умови. Показники визначають для кожного класу напруги; розрізняють за типами мереж: міські, приміські, сільські.

Аналіз із використання цієї сукупності показників чи частини з них, дозволяє говорити про надійність роботи електричної мережі, тобто. Виконання функцій з передачі та розподілу електричної енергії споживачам.

Методика, що використовується WorldBank, за якою визначається рейтинг країн з позицій надійності електропостачання в Doing Bussines також заснована на показниках SAIDI та SAIFI і має три градації рівня надійності:

- низький рівень надійності електропостачання. SAIDI та SAIFI не перевищують 12, що відповідає 1 відключенню намісяць не більше ніж на 1 годину;
- середній рівень надійності електропостачання. SAIDI та SAIFI не перевищують 4, що відповідає 1 відключенню на квартал не більше ніж на 1 годину;
- високий рівень надійності електропостачання. SAIDI та SAIFI не перевищують 1, що відповідає 1 відключенню на рік не більше ніж на 1 годину.

Застосування цих показників дозволяє оцінити ефективність різних технічних рішень [2, 7], зокрема використання реклоузерів, секціоналайзерів.

1.5 Огляд технічних засобів підвищення надійності у розподільних мережах

Роз'єднувачі є базовими комутаційними апаратами, що застосовуються для створення видимого розриву електричного кола [8, 9]. У розподільних мережах вони використовуються для секціонування ліній та локалізації пошкоджених ділянок.

1.5.1 Роз'єднувачі

Роз'єднувачі можуть бути ручним керуванням або дистанційно керованими, що суттєво впливає на час відновлення електропостачання, (див. рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Опора ПЛ 10 кВ з роз'єднувачом 10 кВ

1.5.2 Запобіжники

Запобіжник – це пристрій захисту від перевантаження по струму; він має елемент, який безпосередньо нагрівається під дією струму та руйнується, коли струм перевищує задане значення. Правильно підібраний запобіжник повинен розмикати коло шляхом руйнування запобіжного елемента, усувати дугу, що утворюється під час руйнування елемента, а потім підтримувати умови кола у розімкнутому стані при номінальній напрузі, що прикладається до його клем (тобто без дугового горіння на запобіжному елементі).

Більшість запобіжників, що використовуються в розподільних системах, працюють за принципом виштовхування, тобто вони мають трубку для обмеження дуги, внутрішня частина якої покрита деіонізуючим волокном, та плавкий елемент, (див. рисунок 1.2). У разі несправності внутрішнє волокно нагрівається, коли плавкий елемент плавиться, і утворює деіонізуючі гази, які накопичуються в трубці. Дуга стискається та виштовхується з трубки; крім

того, вихід газу з кінців трубки призводить до виштовхування частинок, які підтримують дугу. Таким чином, дуга гасне, коли струм досягає нульової точки. Наявність деіонізуючих газів та турбулентність у трубці гарантують, що струм короткого замикання не відновиться після того, як струм пройде через нульову точку. Зона спрацювання обмежена двома факторами: нижня межа, що базується на мінімальному часі, необхідному для сплавлення елемента (мінімальний час плавлення), та верхня межа, що визначається максимальним загальним часом, який потрібен запобіжнику для усунення несправності.



Рисунок 1.2 – Приклад запобіжника для розподільної мережі

1.5.3 Реклоузер

Реклоузер – це пристрій, здатний виявляти струми к.з. у фазах, якщо надструми зберігається після заданого часу, відмикати їх, а потім автоматично повторно вмикати лінії. Реклоузер можна розглядати як набір елементів, які включають реле максимального струму і пов'язаний з ним вимикач, оснащений АПВ. Якщо несправність, що викликала операцію, все ще існує, то реклоузер залишиться відключеним після заданої кількості операцій, тим самим ізолюючи пошкоджену ділянку від решти системи. Дослідження координації захисту зазвичай підтримуються відповідними блоками з

необхідними часовими характеристиками, такими, як реле максимального струму.

У повітряній розподільній мережі від 70% до 85% несправностей мають тимчасовий характер і тривають максимум кілька циклів або секунд. Таким чином, реклоузер з його характеристикою АПВ запобігає виходу розподільної лінії з ладу через нестійкі несправності. Зазвичай реклоузери розраховані на три операції АПВ після чого блокується у відключеному стані. Допускається ще одна операція замикання вручну. Комутаційні операції можуть бути ініційовані зовнішніми керованими пристроями за наявності відповідних засобів зв'язку.

Часострумові характеристики спрацьовування реклоузерів зазвичай включають три криві: одну швидку і дві повільні, позначені як А, В і С відповідно. На рисунку 1.3 показаний типовий набір кривих часострумових характеристик для реклоузерів.

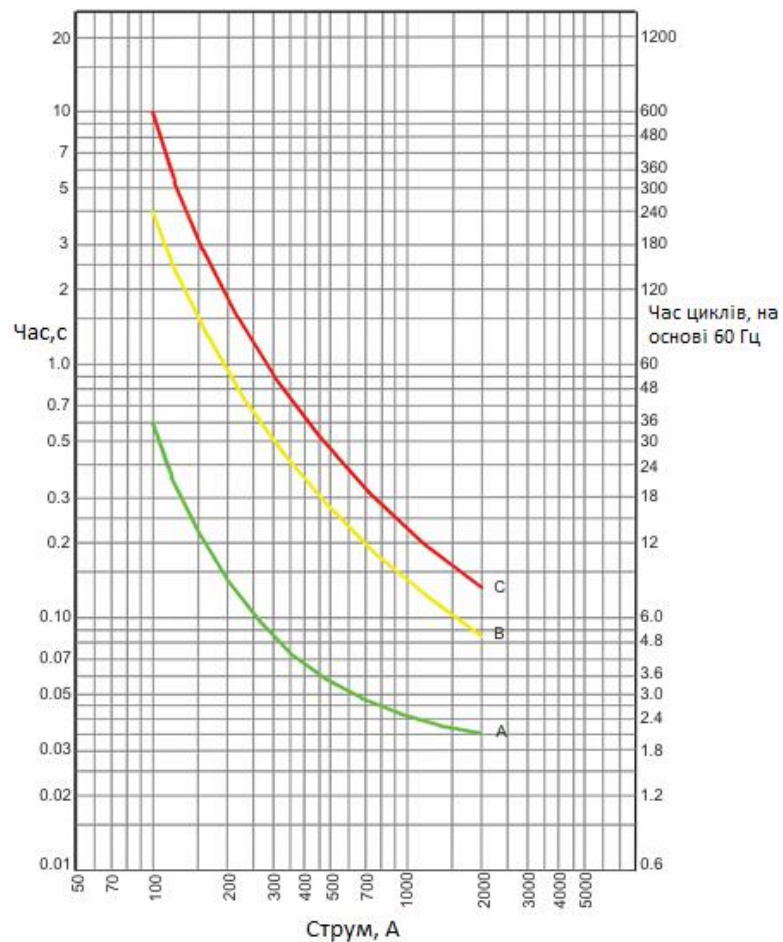


Рисунок 1.3 – Часострумові характеристики реклоузерів

Однак сучасні реклоузери з мікропроцесорним керуванням можуть мати часострумові характеристики, що задаються з пульта управління, які дозволяють обслуговуючому персоналу створювати будь-яку криву, відповідну вимогам координації як для фазних к.з., так і для замикань на землю. Це дозволяє перепрограмувати характеристики, щоб адаптувати схему до конкретних потреб мережі без необхідності змінювати компоненти.

Координація з іншими захисними пристроями важлива для того, щоб гарантувати, що при виникненні несправності найменша ділянка ланцюга буде вимкнена, щоб мінімізувати перебої в електропостачанні. Як правило, часова характеристика і послідовність роботи реклоузера вибираються для координації з механізмами, розташованими вище за напрямком поточкорозподілу, тобто ближче до джерела живлення. Після вибору параметрів роботи реклоузера пристрої, розташовані нижче по ходу поточкорозподілу, налаштовуються відповідним чином для досягнення правильної координації їх спільної роботи. Типова послідовність роботи реклоузера внаслідок пошкодження мережі показана на рисунку 1.4.

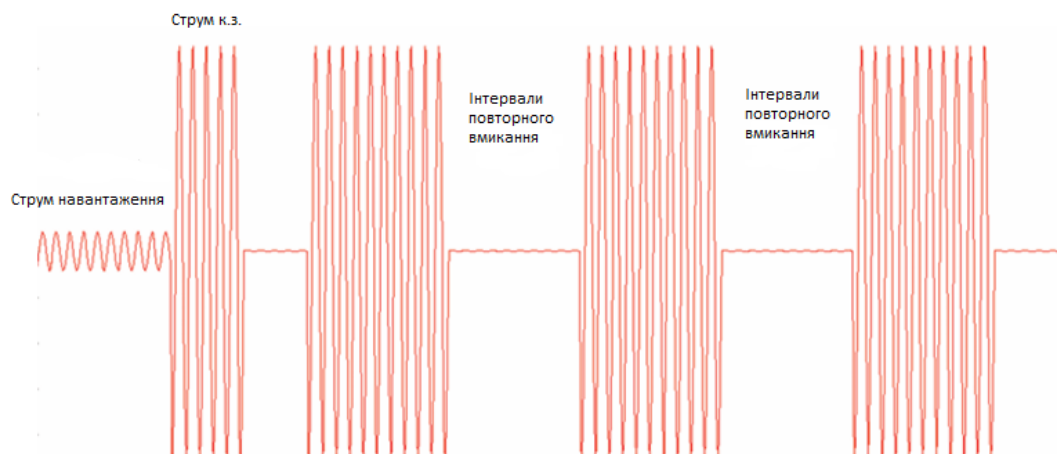


Рисунок 1.4 – Типова послідовність роботи повторного вмикавання

Перше вимкнення виконується в миттєвому режимі для усунення несправностей, перш ніж вони спричинять пошкодження ліній. Три наступні спрацьовування виконуються з витримкою часу. Якщо несправність стійка, витримка часу дозволяє іншим захисним пристроям, розташованим ближче

до місця пошкодження, відключитися, обмежуючи обсяг мережі, що відключається.

Замикання на землю менш серйозні, ніж міжфазні замикання, і тому важливо, щоб реклоузер мав відповідну чутливість для їх виявлення. Один із методів полягає у використанні ТТ, підключених так, що результуючий залишковий струм у нормальних умовах приблизно дорівнює нулю. Реклоузер повинен спрацьовувати, коли залишковий струм перевищує значення уставки, як це відбувається при замиканні на землю.

Однофазні реклоузери використовуються, коли навантаження переважно однофазна. У разі, коли відбувається однофазне замикання, реклоузер повинен відключати пошкоджену фазу, щоб підтримувати живлення інших фаз.

Трифазні реклоузери використовуються, коли необхідно відключити всі три фази, щоб запобігти нерівномірному навантаженню на систему.

Нижчий по ходу струморозподілу реклоузер повинен бути швидше, ніж вищий реклоузер, а час відключення нижчого реклоузера плюс його допуск має бути меншим, ніж час відключення вище розташованого реклоузера з урахуванням його допуску.

Зазвичай, налаштування реклоузера на підстанції використовується для досягнення принаймні одного швидкого спрацьовування для усунення нестійких несправностей на лінії між підстанцією та реклоузером навантаження. Останній має бути налаштований на таку ж чи більшу швидкість операцій у порівнянні з реклоузером на підстанції

1.5.4 Секціоналайзери

Секціоналайзери працюють у зв'язці з реклоузерами [10-12] та дозволяють автоматично ізолювати пошкоджену ділянку мережі. Їх застосування суттєво зменшує зону аварійного відключення та прискорює процес відновлення електропостачання. Це захисний пристрій з керованою вбудованою логічною схемою, який автоматично ізолює пошкоджену ділянку лінії від решти системи розподілу, (див. рисунок 1.5).

Вбудовані в секціоналайзер логічні функції залежать від навантажувальних струмів, типів навантаження або типів трансформації та функціональних характеристик навколишніх захисних пристроїв.

Працює на напрузі: 10 кВ, 20 кВ та 35 кВ.



Рисунок 1.5 – Секціоналайзери у використанні

1.6 Роль автоматизації у підвищенні надійності

Надійність розподільних мереж може бути значно покращена шляхом додавання вимикачів вздовж фідерів [2,7,13]. Замикання нижче за навантаженням призводить до спрацьовування відповідного захисту.

Якщо вимикачі з відповідним захисним обладнанням встановлені на ділянках розподільної лінії нижче за важливими навантаженнями, замикання на цих ділянках не впливатимуть на навантаження розташовані вище за навантаженням, що покращить показники надійності. Перевагу від додавання вимикачів можна виміряти, дослідивши покращення показників надійності.

Сучасні розподільні мережі все більше орієнтовані на використання автоматизованих систем керування. Алгоритми дозволяють в автоматичному

режимі визначати місце пошкодження, ізолювати аварійну ділянку та відновлювати електропостачання неушкодженим споживачам.

Автоматизація дозволяє зменшити вплив людського фактору та забезпечити стабільно високий рівень надійності.

Висновки до розділу 1

У результаті проведеного аналізу встановлено, що проблема надійності розподільних мереж є багатофакторною та особливо гостро проявляється в мережах з повітряними лініями електропередачі. Світовий досвід підтверджує доцільність застосування сучасних комутаційних апаратів, засобів секціонування та автоматики. Комплексний підхід до підвищення надійності дозволяє суттєво знизити тривалість та частоту перерв у електропостачанні, а також покращити якість електроенергії для споживачів.

РОЗДІЛ 2 УЗГОДЖЕННЯ УМОВ РОБОТИ КОМУТАЦІЙНО-ЗАХИСНИХ ПРИСТРОЇВ

2.1 Координація роботи запобіжників

Основним критерієм при використанні запобіжників є те, що максимальний час відключення головного запобіжника не повинен перевищувати 75% від мінімального часу плавлення резервного запобіжника, як показано на рисунку 2.1.



Рисунок 2.1 – Часо-струмові характеристики для координації роботи запобіжників

Це гарантує, що головний запобіжник роз'єднає ланцюгта відключить несправність до того, як резервний запобіжник будь-яким чином вплине на нього. Коефіцієнт 75% компенсує такі ефекти, як струм навантаження і температура навколишнього середовища, або втома в елементі запобіжника, викликану тепловим ефектом струмів короткого замикання, які пройшли через запобіжник до несправності нижче по напрямку струморозподілу, але були

недостатньо великими, щоб розплавити уставку запобіжника. Координація роботи запобіжників показана на рисунку 2.1 [14-16].

Послідовна координація роботи запобіжників задається виробниками на основі інформації, яка зазвичай представлена в таблицях, в яких перераховані максимальні значення струму короткого замикання, які являють собою перетин загальної кривої характеристики часу відключення струму запобіжника з боку навантаження з мінімальною кривою характеристики часу плавлення струму запобіжника з боку джерела.

Зазвичай у таблицях зазначений максимальний струм короткого замикання з плавкими вставками на стороні джерела, розташований горизонтально, та плавкими вставками на стороні навантаження, розташованими вертикально.

Координація між двома запобіжниками гарантується, коли значення короткого замикання дорівнюють або нижче значень, зазначених у таблиці для перетину значень, що відповідають двом запобіжникам.

Деякі виробники наводять таблиці, які враховують як попереднє навантаження, так і відсутність попереднього навантаження. У першому випадку крива крутіша, як показано на рисунку 2.1. На рисунку 2.2 подано координацію плавких вставок (S&C Standard Speed FuseLinks), засновану на попередньому навантаженні плавких вставок на стороні джерела.

		Номинальний струм запобіжника																		
		5	7	10	15	20	25	30	40	50	65	80	100	101*	102*	103*	125	150	200	
Номинальний струм запобіжника навантаження	1	120	220	370	590	750	890	1100	1500	1850	2250	2800	3700	5200	8900	15000	4300	5500	7100	
	2	95	205	360	580	750	890	1100	1500	1850	2250	2800	3700	5200	8900	15000	4300	5500	7100	
	3		175	335	570	740	880	1100	1500	1850	2250	2800	3700	5200	8900	15000	4300	5500	7100	
	5		60	280	530	700	850	1050	1450	1800	2250	2800	3700	5200	8900	15000	4300	5500	7100	
	7			170	490	680	830	1050	1450	1800	2250	2750	3700	5200	8900	15000	4300	5500	7100	
	10				330	560	740	970	1400	1750	2200	2750	3700	5200	8900	15000	4250	5500	7100	
	15					120	480	780	1250	1650	2100	2700	3650	5100	8900	15000	4250	5500	7100	
	20							520	1100	1600	2050	2600	3600	5100	8900	15000	4200	5500	7000	
	25								920	1450	1950	2550	3500	5100	8900	15000	4150	5400	7000	
	30								560	1200	1750	2450	3450	5000	8800	15000	4050	5400	7000	
	40									285	1300	2100	3200	4800	8800	14500	3850	5200	6800	
	50										290	1550	2850	4650	8600	14500	3650	5100	6700	
	65											365	2400	4300	8500	14500	3250	4800	6500	
	80													1350	3750	8200	14000	2550	4350	6200
	100														2300	7600	14000		3100	5200
101*																13000			1650	
102*																6200				
125																13000			3150	
150																11500				

Рисунок 2.2 – Максимальний струм к.з. в амперах, середньоквадратичне значення

2.2 Координація реклоузер-запобіжник

Критерії для визначення координації реклоузера та запобіжника залежать від відносного розташування цих пристроїв, тобто чи знаходиться запобіжник на стороні джерела, а потім резервує роботу повторного вмикання, яке знаходиться на стороні навантаження, чи навпаки. Ці особливості розглядаються нижче.

2.2.1 Запобіжник розташований на стороні джерела живлення

Коли запобіжник перебуває на боці джерела живлення, всі операції повторного включення повинні здійснюватися швидше, ніж мінімальний час його плавлення. Це може бути досягнуто шляхом використання множників на кривій часу повторного включення, щоб компенсувати втому запобіжника, викликану кумулятивним ефектом нагріву, створюваним послідовними операціями повторного включення. Крива запуску повторного включення, змінена відповідним коефіцієнтом, потім стає повільнішою, але, навіть у цьому випадку, має бути швидше, ніж відповідна крива запобіжника. Це проілюстровано на рисунку 2.3.

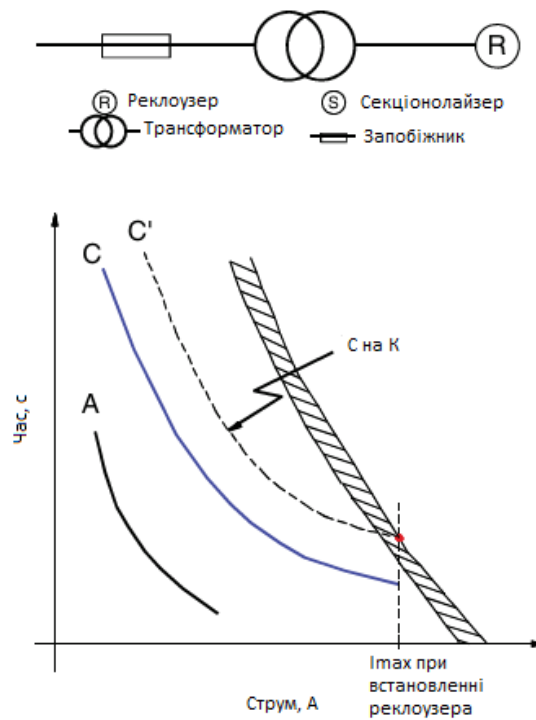


Рисунок 2.3 – Критерії координації роботи запобіжника на стороні джерела живлення та реклоузера

Коефіцієнти, згадані вище, залежать від часу повторного включення в циклах й кількості спроб повторного включення. Деякі значення, запропоновані CooperPowerSystems, відтворені на рисунку 2.4.

Час повторного вмикання в	Множники для двошвидкої послідовності з двома затримками	Одношвидка послідовність із трьома затримками	Чотириразова затримка послідовності
25	2.70	3.20	3.70
30	2.60	3.10	3.50
50	2.10	2.50	2.70
90	1.85	2.10	2.20
120	1.70	1.80	1.90
240	1.40	1.40	1.45
600	1.35	1.35	1.35

Рисунок 2.4 – Коефіцієнт К для запобіжника розташованого з боку джерела живлення

Необхідно відзначити, що якщо запобіжник знаходиться на стороні високої напруги силового трансформатора, а реклоузер на стороні низької напруги, або крива запобіжника, або реклоузера повинна бути зміщена горизонтально на осі струму, щоб врахувати коефіцієнт трансформації трансформатора. Зазвичай простіше змістити криву запобіжника на основі відгалуження трансформатора, при якому має місце найбільший струм на стороні високої напруги.

2.2.2 Запобіжник розташований на стороні навантаження

Процедура узгодження роботи реклоузера та запобіжника, коли останній перебуває на стороні навантаження, здійснюється з дотриманням таких правил:

1. Мінімальний час плавлення запобіжника має бути більшим, ніж швидка крива повторного включення, помножена на коефіцієнт збільшення, наведений у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 Коефіцієнт К для запобіжника розташованого з боку навантаження

Час повторного вмикання в циклах	Множники для однієї швидкої операції	Дві швидкі операції
25–30	1.25	1.80
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

Максимальний час відключення запобіжника повинен бути меншим, ніж уповільнена крива повторного включення без будь-якого коефіцієнта. Повторне включення повинно мати принаймні два або більше затриманих спрацювання, щоб запобігти втраті обслуговування у випадку, коли реклоузер помиляється при спрацюванні запобіжника.

Застосування цих правил показано на рисунку 2.5.

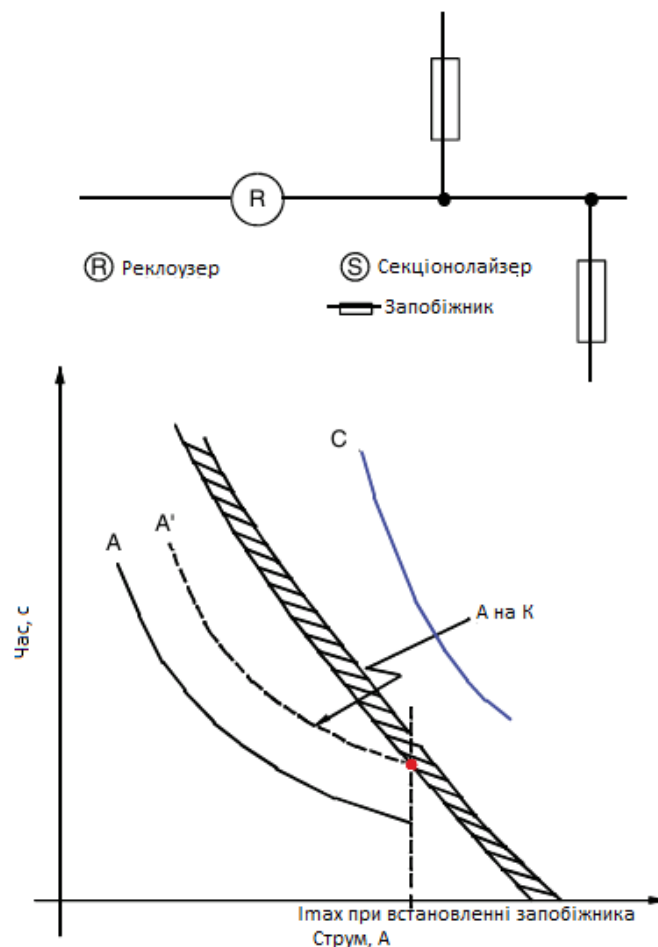


Рисунок 2.5 – Критерії координації запобіжника з боку навантаження

Загалом, перше спрацювання реклоузера усуне 80% нестійких несправностей, а друге усуне ще 10%. Запобіжники розташовані з боку навантаження налаштовані на спрацювання перед третім АПВ, усуваючи стійкі несправності. Менш ефективна координація виходить з використанням однієї миттєвої операції, за якою йдуть три операції з витримкою часу.

2.3 Координація роботи реклоузер-секціонолайзер

Оскільки механізми секціонування не мають робочої характеристики залежності струму від часу, їх координація не потребує аналізу цих кривих.

Критерії координації в цьому випадку базуються на кількості спрацювань [14,16,17] резервного повторного вмикання. Ці спрацювання можуть бути будь-якою комбінацією швидких або запрограмованих на певний час коротких спрацювань, як згадувалося раніше, наприклад, два швидких та два із затримкою. Секційний вимикач слід налаштувати на одне коротке спрацювання менше, ніж повторне спрацювання вимикача. Якщо постійна несправність виникає за межами секційного вимикача, він розімкнеться та ізолює несправність після третього розмикання повторного вмикання. Потім повторно ввімкне секцію, щоб відновити ланцюг. Якщо послідовно встановлено додаткові секційні вимикачі, найдаальший вимикач слід налаштувати на меншу кількість відліків. Несправність за останнім секційним вимикачем призводить до повторного спрацювання вимикача та запуску лічильників у всіх секційних вимикачах. На рисунку 2.6 показано приклад координації роботи між трьома секційними вимикачами та їх налаштуваннями.

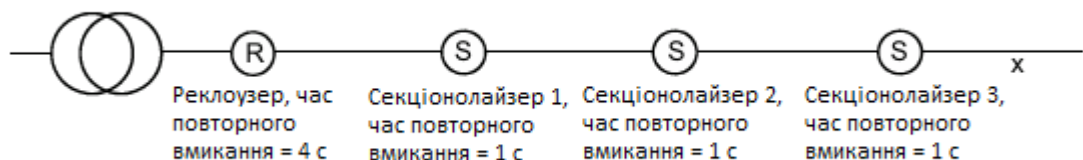


Рисунок 2.6 – Координація спрацювання повторного вмикання з 3 секційними пристроями

2.3.1 Координація роботи реклоузер-секціонолайзер-запобіжник

Кожен із пристроїв слід налаштувати для координації роботи з реклоузером. У свою чергу, послідовність роботи реклоузера слід налаштувати так, щоб отримати відповідну координацію для пошкоджень, що виходять за межі запобіжника, дотримуючись уже згаданих критеріїв.

На рисунку 2.7 показано частину розподільної лінії напругою 10 кВ, яка захищена комплектом реле струмового перевантаження на підстанції. Для підвищення надійності електропостачання споживачів нижче вздовжлінією встановлено реклоузер та секціонолайзер [10,11, 18].

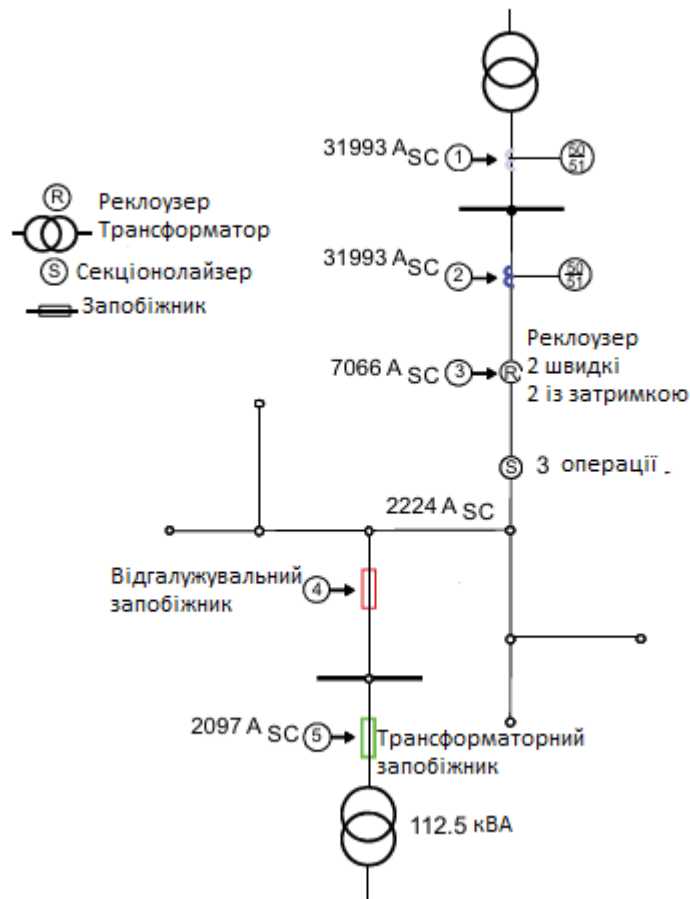


Рисунок 2.7– Частина розподільної лінії

Обраний реклоузер має два швидкі та два з затримкою часу спрацьовування з інтервалом 90 циклів.

Криві часо-струмової залежності для трансформатора та відгалужувальних запобіжників, реклоузера та реле показано на рисунку 2.7. У разі несправності розподільного трансформатора його запобіжник має

спрацювати першим, резервуючи його швидкими спрацюваннями реклоузера. Якщо несправність все ще не усунуто, то наступним має спрацювати запобіжник відгалуження, потім спрацюває реклоузер із затримкою відключення та, нарешті, спрацювання реле захисту розподільної лінії. Секціонолайзер ізолює пошкоджену ділянку мережі після завершення повної кількості відліків, залишаючи частину розподільної лінії вище за струморозподілом в робочому стані.

Розглянемо наступний приклад. Припустимо, що номінальний струм розподільного трансформатора становить 4,9 А, запобіжник було обрано на основі можливості перевантаження на 20%. Крива швидкого спрацювання повторного включення вимикача була обрана на основі вже наведених критеріїв за допомогою наступного виразу, що гарантує, що вона знаходиться між кривими обох запобіжників:

$$t_{\text{реклоузера}} \cdot k \leq t_{\text{запобіжника відгалудження}} \cdot 0,75, \quad (2.1)$$

де $t_{\text{запобіжника відгалудження}}$ — це мінімальний час плавлення запобіжника. Коефіцієнт 0,75 використовується для гарантування координації роботи запобіжників відгалуження та трансформатора.

У місці розташування запобіжника відгалуження струм короткого замикання становить, наприклад 2224 А, що призводить до спрацювання запобіжника відгалуження за 0,02 с. З табл. 2.5 коефіцієнт К для двох швидких операцій та часу повторного вмикання 90 циклів становить 1,35. З цими значеннями максимальний час роботи повторного вмикання вимикача становить $(0,02 \cdot 0,75 / 1,35) = 0,011$ с.

Цей час та струм спрацювання повторного вмикання вимикача визначають швидку криву повторного вмикання.

Крива спрацювання реле вибрана таким чином, щоб вона була вищою за криву затримки повторного вмикання, і щоб при цьому враховувався час скидання реле. Таким чином, криві наведені на рис 2.8 демонструють адекватну координацію роботи засобів захисту.

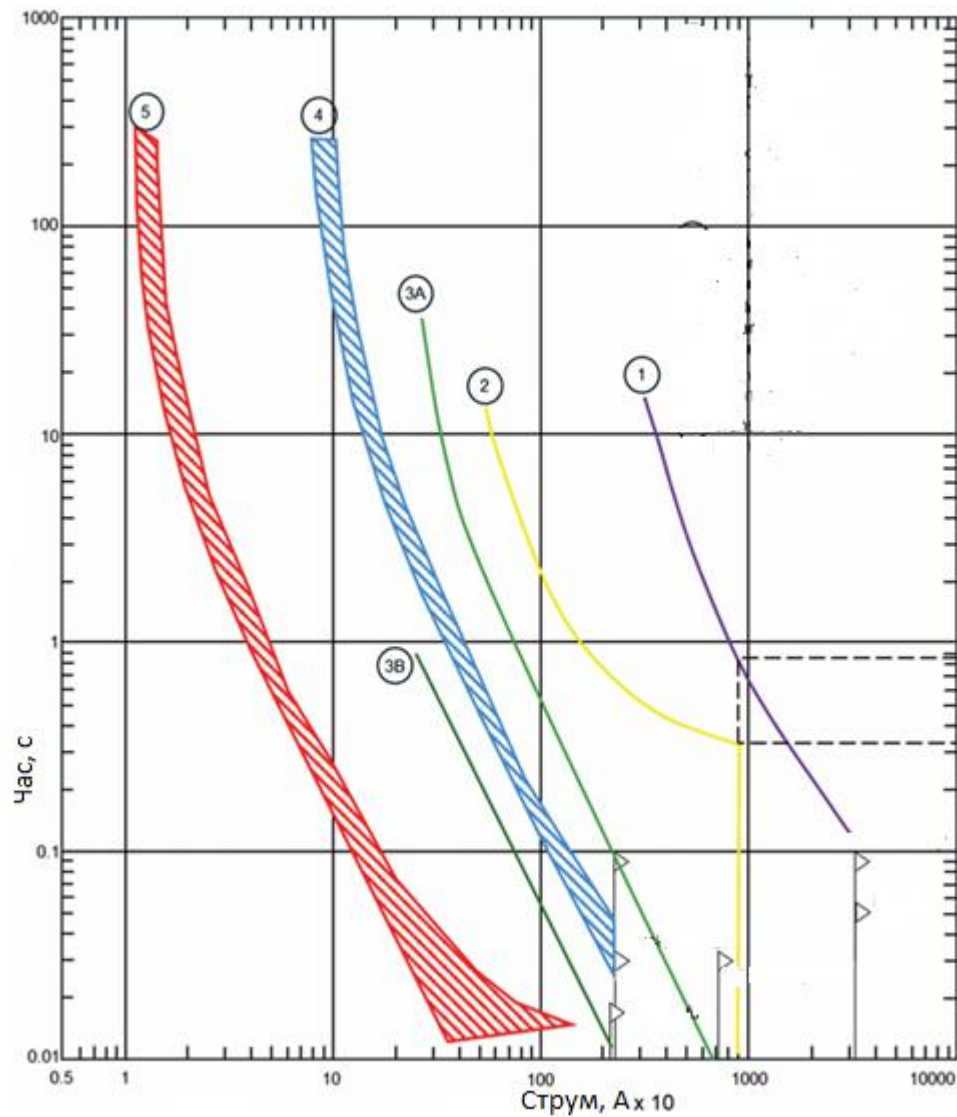


Рисунок 2.8 – Криві фазного струму

Висновки до розділу 2

У даному розділі розглянуто основні принципи та критерії координації роботи апаратів захисту в розподільних електричних мережах, зокрема запобіжників, реклоузерів та секціонолайзерів. Показано, що коректна координація часо-струмових характеристик є ключовою умовою забезпечення селективності захисту [12,16,17], мінімізації зони відключення та підвищення надійності електропостачання споживачів.

Отримані результати свідчать, що застосування системного підходу до координації використання захисних пристроїв дозволяє підвищити надійність роботи розподільних мереж, скоротити час ліквідації аварій та зменшити

кількість відключених споживачів, що є особливо важливим для сучасних систем електропостачання.

РОЗДІЛ 3 УРАХУВАННЯ ФАКТОРУ НАДІЙНОСТІ ПРИ ПРОЄКТУВАННІ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

3.1 Загальні вимоги до забезпечення надійності електропостачання

Схеми електричних мереж мають забезпечити необхідну надійність електропостачання [8,19,20], передачу необхідної кількості електроенергії споживачам із заданими показниками якості, можливість подальшого розвитку мережі та підключення нових споживачів, зручність та безпека експлуатації. Отже, в розподільних електричних мережах важливу роль відіграють вимоги до показників, що відбиває рівень надійного електропостачання споживачів.

На сьогоднішній день при проектуванні розподільних мереж використовується техніко-економічне зіставлення варіантів електропостачання, з урахуванням категорії надійності споживачів. Однак така ситуація багато в чому не відповідає сучасному стану за умов поширення використання розподіленої енергетики, цифровізації електричної мережі та змін у системі управління. Потрібно запровадження додаткових критеріїв, що дозволяють [21-23] підвищити обґрунтованість технічних рішень на стадії управління розвитком розподільних мереж. Одним із таких критеріїв може бути облік прогностичних показників надійності SAIDI, SAIFI, [1,2,24] значення яких відбивають економічну ефективність роботи системи розподілу.

Необхідність поєднання централізованого та децентралізованого управління передбачає створення автоматики, що впливає на схемно-режимні умови роботи розподільної мережі, додатково до традиційних пристроїв режимного та протиаварійного керування. Це потребує вдосконалення процесу проектування розподільної мережі з метою формування певних властивостей – безвідмовності, відновлюваності, керованості, довговічності та інших.

Отже виникає завдання розрахунку прогностичних значень показників безперебійності електропостачання (SAIDI та SAIFI), що враховують схемно-

режимні зміни ділянок розподільної мережі напругою 10 кВ під час проектування:

- нового мережевого обладнання;
- приєднання до мережі малої генерації.

Ділянка розподільчої мережі – елемент системи електропостачання споживачів, запитаних від центру живлення. Очевидно, що вибір схеми та складу ліній електропередавання, числа розподільних пунктів, кількості та потужності трансформаторних підстанцій напругою 10/0.4 кВ, комутаційного обладнання залежить від декількох факторів, насамперед:

- потужності силових трансформаторів районної ПС 110/10 кВ та ПС 35/10 кВ;
- числа та потужностей споживачів, їх розподілу територією;
- розподілу споживачів за категорією надійності електропостачання.

Виникає завдання обліку технічного стану мережного обладнання при розрахунку показників безперебійності електропостачання, а також у розробці способу визначення «критичних» вузлів та вимог для обґрунтування мережевого резервування чи приєднання малої генерації.

Для цього необхідно доповнити методичну базу для розробки схем технологічного приєднання споживачів та схем видачі потужності електростанцій. Важливо, щоб отримані результати дозволили вирішувати комплекс завдань щодо створення локальних енергосистем та їх об'єднання з національною енергосистемою для синхронної паралельної роботи, з можливістю їхнього відділення для збереження безперебійного електропостачання при технологічних порушеннях у мережі напругою 35 кВ та вище.

3.2 Прогнозування показників надійності

Розрахунок ймовірності відмови одиниці основного технологічного обладнання та (або) її функціонального вузла здійснюється на основі:

- прогнозу зміни індексу технічного стану функціональних вузлів основного технологічного устаткування;

- прогнозу ймовірності відмови функціональних вузлів основного технологічного обладнання;
- прогнозу ймовірності відмови елемента основного технологічного обладнання.

В мережах напругою 35 кВ та вище (центри живлення), які мають високу спостережність і достатній обсяг статистичного матеріалу для аналізу роботи основного технологічного обладнання, є можливість визначити індекси технічного стану для кожної одиниці обладнання, а також враховувати прогнозні показники надійності під час проектування.

Однак розподільні мережі напругою 10 кВ і нижче мають ряд значних відмінностей від мереж напругою 35-220 кВ, що унеможливорює застосування таких методик. Розглянемо дані відмінності.

Однією з головних особливостей розподільних мереж електропостачання побутових та сільськогосподарських споживачів є їх розгалуженість та довжина. Це обумовлено різноманітністю споживачів, що підключаються (як по величині, так і за складом навантажень), найближчим розташуванням точок підключення, переважно радіальним способом підключення навантажень, відсутністю схем перспективного розвитку цих мереж. Розподільні мережі мають дуже розгалужену структуру, безліч комутаційних апаратів та кабельно-повітряних зв'язків, що призводить до частих технологічних порушень у роботі даних мереж.

До додаткових труднощів при розрахунках показників надійності розподільних мереж слід також віднести відсутність періодичності обстеження необхідних параметрів основного обладнання, і як наслідок, неможливість щороку розраховувати зміни індексів технічного стану кожної одиниці устаткування.

Розподільні мережі найбільше впливають на безперебійність електропостачання споживачів, а облік прогнозних показників надійності даних мереж може підвищити обґрунтованість ухвалення рішень на етапі проектування.

Однак, існуючі методики не дозволяють у розподільчих мережах виконати поставлене завдання – визначити прогностні індикативні показники надійності

SAIDI, SAIFI на стадії керування розвитком розподільної мережі. Отже, потрібна розробка доповнень, які дозволять використовувати методики для розрахунку індексу технічного стану (ІТС) та ймовірності безвідмовної роботи електрообладнання розподільної мережі, а також визначення перспективних індикативних показників безперебійності електропостачання.

При проектуванні розподільних електричних мереж насамперед повинні дотримуватися умов надійного та якісного електропостачання споживачів, на відміну від основних системоутворюючих мереж, де на перше місце виходять дотримання технічних умов, що забезпечують безпеку та надійність електроенергетичних систем, та збереження стійкої синхронної роботи в нормальних та післяаварійних режимах.

Для визначення прогностичних індикативних показників надійності електропостачання у розподільних мережах у багатьох випадках пропонується виконувати розрахунок ІТС не кожної одиниці обладнання окремо, а визначати узагальнений ІТС для груп обладнання (елементів) розподільної мережі.

Розглянемо, яким чином може бути визначений узагальнений індекс технічного стану розподільної мережі.

Основними елементами розподільної мережі напругою 10 кВ є силовий трансформатор, лінія, масляний вимикач.

Нижче представлені основні функціональні вузли зазначених елементів.

Трансформатор: 1. ізоляційна система; 2. обмотки трансформатора; 3. магнітопровід; 4. високовольтне введення; 5. система регулювання напруги.

Лінія: 1. допоміжне обладнання; 2. арматура; 3. провід.

Вимикач: 1. привід; 2. дугогасна камера; 3. контактна система.

Вагові коефіцієнти функціональних вузлів елемента мережі визначаються на основі експертних оцінок та статистичних даних технологічних порушень, обумовлених виходом з ладу функціональних вузлів, відповідних даному елементу.

Кінцева бальна оцінка визначена за рахунок експертних оцінок та з використанням методу Сааті із запровадженням коефіцієнтів, що відбивають компетентність експертів.

Експертні оцінки повинні бути складені для кожної ділянки розподільної мережі, з огляду на її особливості. Бальна оцінка функціонального вузла елемента мережі, помножена на вагу функціонального вузла ($K_{вфу}$), дозволяє отримати узагальнений ІТС. Надалі значення узагальненого ІТС буде застосовано при визначенні перспективних значень індикативних показників надійності електропостачання.

У розподільних мережах існуюча в даний час система збору інформації про параметри, що характеризують технічний стан обладнання не дозволяє отримати достовірні дані. Встановлено, що дані збираються не системно, невчасно, належним чином не фіксується, не проводиться їх формальний аналіз. Існує велика частка відмов елементів мережі (до 50%), причини яких не виявлено. Це свідчить про незадовільний стан системи збирання ремонтно-експлуатаційної інформації на об'єктах електромережевого комплексу, а також не достатнім рівнем їх оснащення засобами технічної діагностики та автоматизованими системами моніторингу.

У зв'язку з цим передбачається коригування визначення інтенсивності відмов елемента розподільчої мережі λ_i , яку пропонується враховувати, використовуючи відношення необхідного та поточного значень узагальненого індексу технічного стану, що наведено у формулі (3.1).

$$\lambda = \lambda_n = \left(\frac{ITS_T}{ITS_t} \right), \quad (3.1)$$

де λ_n – статистичне значення інтенсивності відмов елемента системи електропостачання, визначене на основі журналів аварійних відключень або літературних джерел;

ITS_T – необхідне значення узагальненого індексу технічного стану;

ITS_t – узагальнений індекс технічного стану елемента розподільної мережі відповідно фактичним умовам експлуатації.

Тоді для розрахунку часу перебування у непрацездатному стані елемента системи електропостачання (T) скористаємося відомим виразом:

$$T = \lambda \cdot t_{\text{в}} , \quad (3.2)$$

де $t_{\text{в}}$ – час відновлення в робочий стан i -го елемента системи електропостачання

Прогноз середньої тривалості припинення передачі електричної енергії на точку поставки (SAIDI) з урахуванням розподільної мережі визначається за формулою:

$$SAIDI_{\Pi} = SAIDI_T - \left[\left(\sum T_i \times N_i / N_{\text{max}} \right)^T - \left(\sum T_i \times N_i / N_{\text{max}} \right)^{\Pi} \right] \quad (3.3)$$

Прогноз середньої частоти припинень передачі електричної енергії на точку постачання (SAIFI) з урахуванням розподільної мережі визначається за формулою:

$$SAIFI_{\Pi} = SAIFI_T - \left[\left(\sum \lambda_i \times N_i / N_{\text{max}} \right)^T - \left(\sum \lambda_i \times N_i / N_{\text{max}} \right)^{\Pi} \right] , \quad (3.4)$$

де T – індексація поточного стану системи електропостачання;

Π – індексація прогнозного стану системи електропостачання;

λ_i – інтенсивність відмов i -ого критичного елемента системи електропостачання, год;

N_i – кількість точок поставки, що відключаються в результаті технологічного порушення через відмову i -ого критичного елемента системи електропостачання, шт;

N_{max} – кількість точок постачання в системі електропостачання, шт.;

T_i – час перебування у непрацездатному стані i -ого критичного елемента системи електропостачання.

Критичним елементом системи електропостачання в методиці є елемент, при відмові якого спостерігається найбільша кількість точок приєднання, що відключаються. Для пошуку критичних елементів системи електропостачання необхідно визначити кількість вузлів, що відключаються при відмові i -го

елемента мережі (N_i у формулах (3.3), (3.4)). Для цього здійснюється моделювання відмов елемента з контролем встановленого електричного режиму та фіксацією кількості споживачів, що відключаються, для визначення максимального значення за формулою (3.5).

$$N_i = \max(N_{jg}), \quad (3.5)$$

де N_{jg} – кількість точок приєднання споживачів, що відключаються, при відмові g -го елемента j -го типу;

$j = 1 \dots J$ – порядковий номер типу елемента мережі (трансформатори, лінії електропередавання, вимикачі та інші ключові типи елементів системи електропостачання);

$g = 1 \dots G$ – порядковий номер елемента у межах одного типу;

G – кількість елементів одного типу.

При цьому робиться припущення про відсутність взаємопов'язаних відмов, враховуються лише поодинокі відмови устаткування.

3.3 Застосування прогнозних значень надійності для управління розвитком розподільної мережі

Наведена методика дозволяє розраховувати прогнозні показники безперебійності електропостачання споживачів, а також приймати конкретні технічні рішення щодо збільшення надійності розподільної мережі при управлінні її розвитком.

Порівняння прогнозних показників безперебійності дозволяє виявити критичні елементи мережі, відмова яких призводить до найбільшого відключення споживачів (як за потужністю, так і за часом відновлення електропостачання), що дозволяє вжити відповідних заходів щодо резервування даних елементів мережі.

Одним із методів резервування та сучасною тенденцією розвитку мереж є будівництво малої розподіленої генерації, яка може бути використана для забезпечення надійності енергосистеми, оскільки з її появою знижується завантаження магістральних і розподільних мереж, зростають запаси їх пропускної спроможності, знімається проблема

локальних дефіцитів потужності. З появою малої розподіленої генерації можливо значно скоротити [7,21,25] інвестиції на розвиток розподільної мережі та підвищити безперебійність електропостачання.

Наведена вище методика дозволить визначити найбільш ефективні рішення щодо підключення генерації для підвищення надійності електропостачання споживачів, «під загрозою» втрати живлення. Таким чином, підвищується надійність всієї електричної мережі. Також з'являються додаткові критерії щодо вибору потужності джерел малої розподіленої генерації з урахуванням необхідності резервування не всієї мережі, лише її частини.

Методика також може бути застосована для визначення оптимальних точок об'єднання кількох локальних систем електропостачання в єдину енергосистему малої потужності та створення універсальних енергетичних осередків Microgrid [22,25] з відповідною інфраструктурою.

Таким чином, методика, що дозволяє розраховувати прогностичні значення показників SAIDI та SAIFI при проектуванні розвитку розподільної мережі дає змогу підвищити обґрунтованість проектних рішень.

Для цього пропонується застосування узагальнених індексів технічних стану елементів розподільної мережі та взаємозв'язок з перспективними значеннями індикативних показників безперебійності електропостачання.

Наявність прогностичних значень показників SAIDI та SAIFI у проектній діяльності підвищить обґрунтованість прийнятих рішень, у тому числі щодо визначення схем видачі потужності малої генерації при технологічному приєднання до мереж, заходів щодо створення локальних енергосистем та їх об'єднанню між собою з урахуванням індексів технічного стану обладнання, структурної та функціональної надійності розподільної мережі та наявних режимних обмежень, що є необхідним елементом управління їх розвитком при проектування.

Висновки до розділу 3

Одним з важливих напрямків підвищення надійності електропостачання є створення та запровадження автоматизованої системи моніторингу технічного стану електричних мереж, що надасть змогу об'єктивно визначити кількісні показники надійності, на підставі яких у подальшому запропонувати реально дієві технічні та організаційні рішення, орієнтовані на реалізацію зазначеної мети.

При розробці технічних заходів забезпечення надійності функціонування розподільних мереж необхідно враховувати перспективу впровадження різноманітних локальних розподілених джерел енергії, присутність яких може суттєво впливати на прийняття відповідних рішень.

РОЗДІЛ 4 ОСОБЛИВОСТІ ДИНАМІЧНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ПОВІТРЯНИХ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

4.1 Загальні принципи динамічного керування режимами

В роботах [26,27] були запропоновані підходи до реалізації динамічного керування режимами кабельних розподільних мереж, побудованих за петльовою схемою в умовах розширення впровадження та використання локальних енергетичних ресурсів.

В той же час реальність демонструє, що впровадження локальних джерел енергії, насамперед у вигляді сонячних панелей, в першу чергу, стосується повітряних ліній.

Динамічне керування режимами пов'язане з можливістю зміни поточкорозподілу в розподільних лініях в залежності від зміни навантажень та/або рівня генерації з боку локальних джерел енергії, зокрема, за допомогою використання дистанційно керованих комутаційних апаратів з метою мінімізації поточних втрат потужності та, як наслідок, й втрат електричної енергії.

Особливість вирішення даної задачі в повітряних розподільних мережах пов'язана з наступними обставинами.

З одного боку, сучасні повітряні розподільні мережі активно оснащуються реклоузерами, які, по суті, і можуть виконувати функцію дистанційно або автоматично керованих комутаційних апаратів, що не потребує удосконалення або заміни традиційних вимикачів навантаження для отримання можливості керування поточкорозподілом.

З іншого боку, кількість реклоузерів у розподільних лініях зазвичай.

У зв'язку з цим виникає доцільність розв'язання задачі раціонального розміщення та управління роботою реклоузерів у повітряних розподільних мережах з одночасним урахуванням двох факторів: рівня надійності та можливості оперативно впливати на режим (потокрозподіл), зокрема, для мінімізації втрат електричної енергії.

Рішення задачі доцільно поділити на кілька етапів. Спочатку, як проектне завдання, вирішується питання найбільш раціонального розміщення реклоузерів. На наступному етапі вже розглядається питання планування їх використання на основі спрогнозованих на добу наперед значень навантажень та вихідної потужності локальних джерел енергії. На заключному етапі реалізується оперативне (динамічне) керування роботою реклоузерів відповідно до поточних (фактичних) значень параметрів режиму конкретної розподільної лінії.

На першому етапі для обґрунтування місць розміщення реклоузерів пропонується використовувати сценарний метод, який розглядався, наприклад, в [28].

4.2 Сценарний метод моделювання режимів розподільних мереж

Для формування можливих сценаріїв роботи розподільної мережі з інтегрованими джерелами розподіленої генерації (в даному випадку сонячними панелями) розглядаються чотири сезони року, відповідно до яких визначаються типові графіки навантажень окремих споживачів або навантажувальних вузлів мережі в цілому та видної потужності панелей, для яких в межах кожного сезону додатково аналізуються ще чотири рівні хмарності, що суттєво впливає на їх вихідну потужність. Саме цей фактор є найбільш складно врахувати при визначенні вихідної потужності сонячних станцій, оскільки, так звана, модель безхмарного неба для будь-яких умов розташування та використання сонячних панелей добре відома [27].

Наведені вище умови дозволяють сформулювати 16 можливих сценаріїв роботи розподільної мережі з інтегрованим альтернативним джерелом енергії. Окрім цього на основі вивчення ретроспективних даних одночасно знаходимо очікувану середню тривалість (кількість діб) реалізації кожного з представлених сценаріїв у межах року (рис. 4.1).

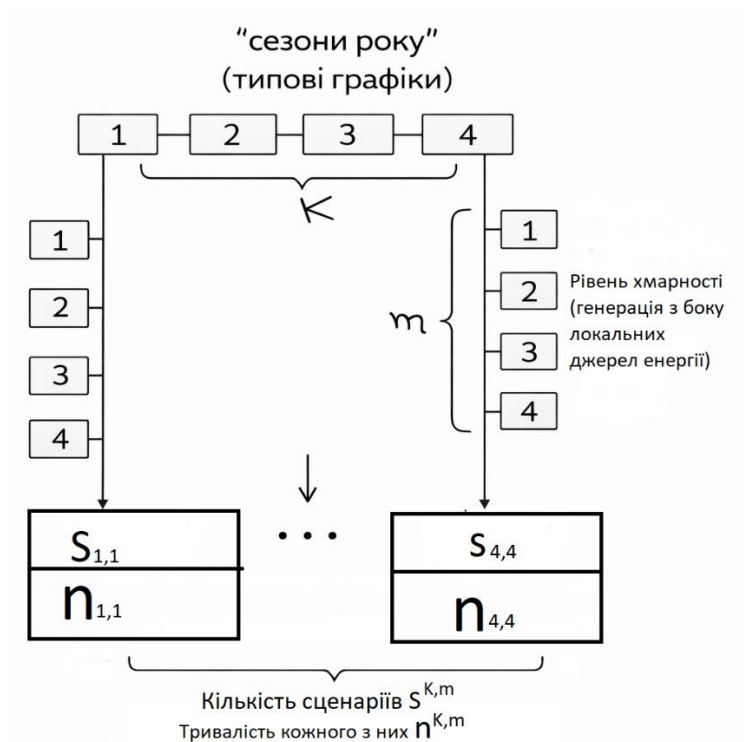


Рисунок 4.1 – Формування сценаріїв роботи розподільної лінії

Надалі для кожного сценарію необхідно визначити наслідки використання двох розміщених у лінії реклоузерів стосовно оцінки їх впливу на рівні надійності та втрат електричної енергії. При цьому апріорі приймаємо такі умови.

Кількість реклоузерів не може бути меншою двох задля можливості реалізації динамічної зміни топології розподільної лінії. З іншого боку суттєве збільшення кількості реклоузерів у більшості випадків важко обґрунтувати з економічної точки зору.

Також вважаємо, що низка комутаційно-захисних апаратів (наприклад, роз'єднувачі, запобіжники та т.ін.) у лінії вже встановлені і їх розташування не змінюється, в процесі вирішення питання відносно розміщення (або переміщення) двох реклоузерів.

Завдання оптимального розміщення реклузерів у розподільних мережах з позицій поліпшення показників надійності розглядалося у багатьох роботах проте, у даному випадку, інтерес являє собою не тільки визначення оптимального за зазначеним критерієм варіанта, а й аналіз можливих

проміжних рішень із відповідними їх кількісними оцінками по сукупності показників.

Крім того, враховуючи, що реклоузери також планується використовувати і для управління потокорозподілом (зміни місця розмикання контуру розподільної лінії), то як потенційні місця їх розміщення розглядається тільки магістральна частина лінії.

Таким чином, в процесі реалізації зазначених розрахунків одночасно з оцінкою різноманітних показників надійності для кожної потенційної комбінації розміщення двох реклоузерів (з урахуванням можливості в нормальному режимі зміни стану будь-якого з них) оцінюється величина втрат електричної енергії.

Очевидно, що у даному випадку, тобто за наявності декількох критеріїв, оптимальне рішення щодо розміщення реклоузерів у загальному випадку буде певним компромісним варіантом, що враховує одночасно вплив кожного з них. Послідовність розв'язання сформульованої задачі може бути представлена в такий спосіб.

Визначаємо (рис. 4.1) можливі сценарії роботи розподільної лінії ($s^{k,m}$), де $k = 1, \dots, 4$ – кількість сезонів року, $m = 1, \dots, 4$ – прийнята кількість рівнів хмарності з фіксацією тривалості кожного з них ($n^{k,m}$).

Відповідно до алгоритму (рис. 4.2) формуємо всі можливі комбінації попарного розміщення реклоузерів у розподільній лінії ($R_{i,j}$), де $i = 2, \dots, I - 1$; $j = 3, \dots, i$ – номери ділянок розподільної лінії, I – кількість ділянок магістральної частини розподільної лінії, яка безпосередньо примикає до джерел живлення. Наприклад, стосовно схеми розподільної лінії, наведеної на рис. 3, будемо мати наступні варіанти розміщення реклоузерів на її ділянках: $R_{2,3}, R_{2,4}, R_{2,5}, R_{2,6}, R_{3,4}, R_{3,5}, R_{3,6}, R_{4,5}, R_{4,6}, R_{5,6}$. При цьому у загальному випадку кількість подібних комбінацій (враховуючи неможливість використання для встановлення реклоузерів головних ділянок магістралі розподільної лінії) становитиме:

$$R_I^2 = \frac{(I-3) \cdot (I-2)}{2}. \quad (4.1)$$

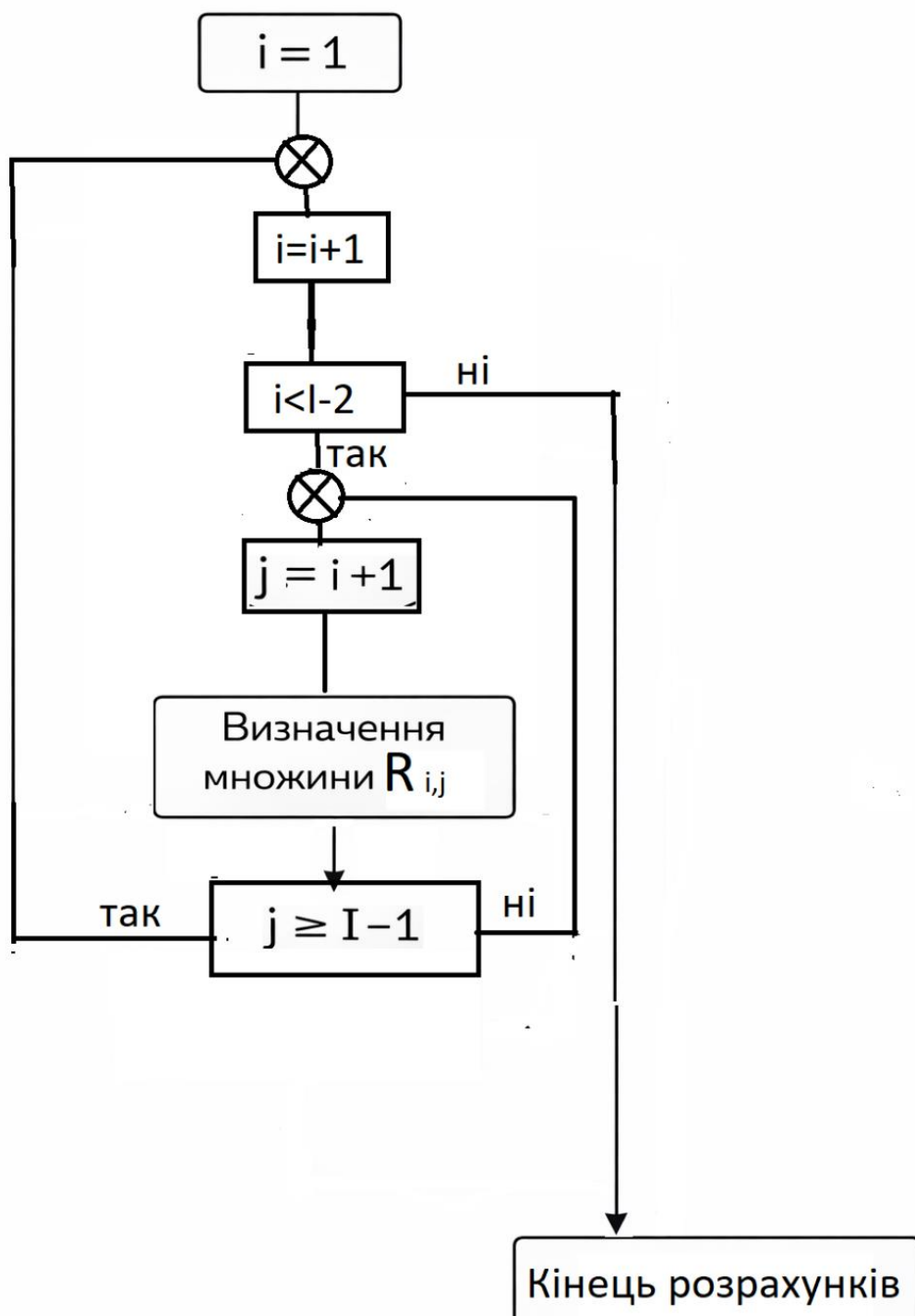


Рисунок 4.2 – Алгоритм визначення усіх можливих комбінацій розташування двох реклоузерів у розподільній лінії

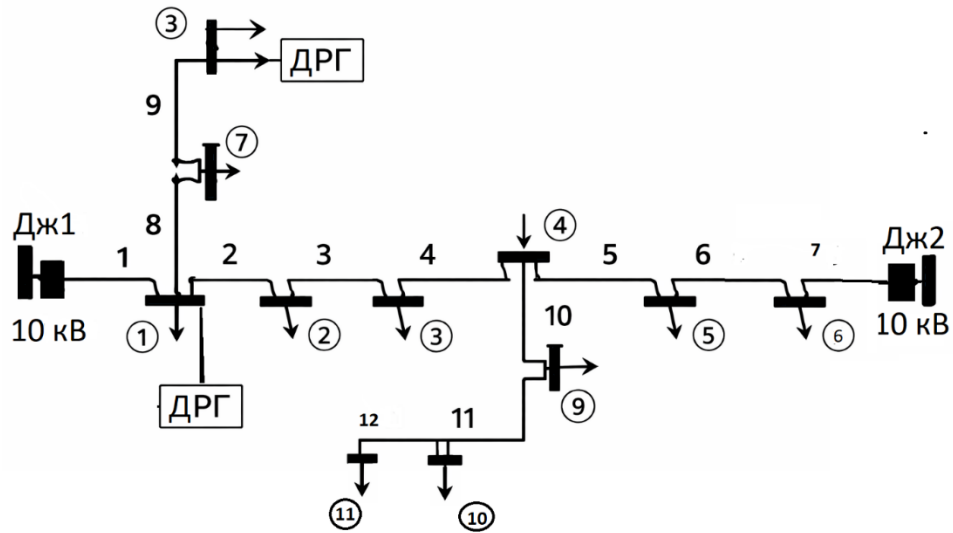


Рисунок 4.3 – Умовна схема розподільної лінії

Рис. 4.3 ілюструє наведений підхід до визначення усіх можливих комбінацій розміщення двох реклоузерів у розглянутому контурі розподільної лінії. Визначення можливих комбінацій розміщення реклоузерів зображено на рисунку 4.4.

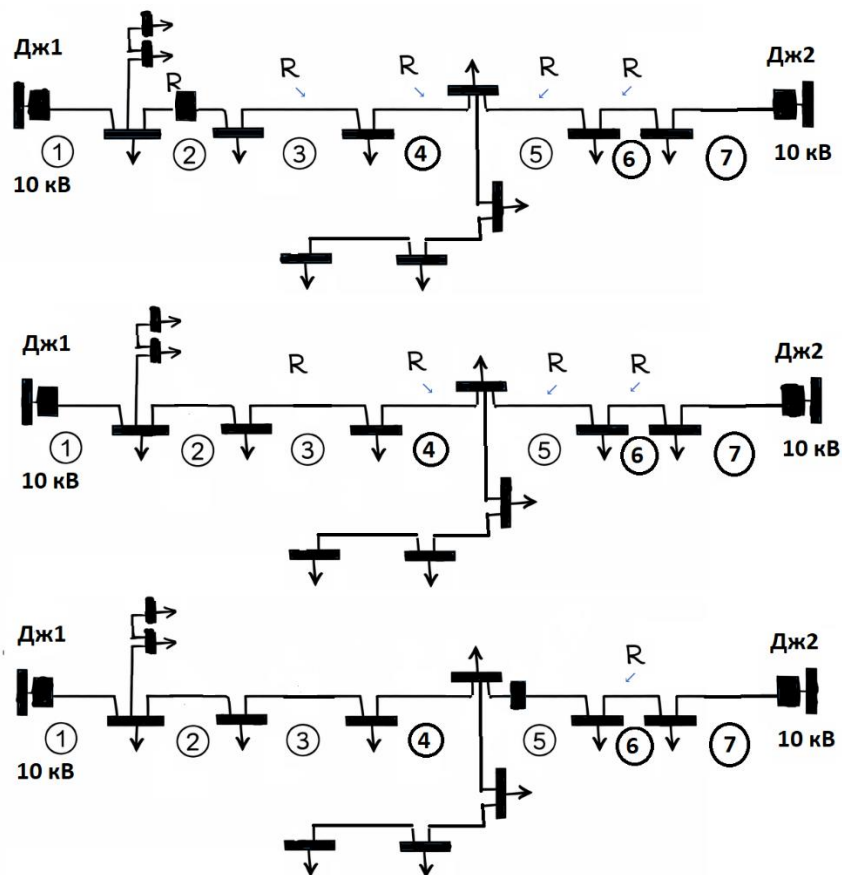


Рисунок 4.4 – Визначення можливих комбінацій розміщення реклоузерів

Надалі при визначенні відповідних показників, що характеризують рівень надійності і величину втрат електричної енергії, для кожного можливого варіанту розміщення реклоузерів повинні розглядатися не тільки всі сценарії, але необхідно враховувати, що точка розмикання контуру розподільної лінії може розміщуватися як на ділянці i , так і на ділянці j (де $i = 2, \dots, I - 2$, $j = 3, \dots, I - 1$ – номери ділянок розподільної лінії, I – загальна кількість ділянок магістральної частини розподільної лінії).

Для оцінки рівня надійності використовуються різні показники зокрема SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI, ASIFI, ASIDI. У той же час слід зазначити, що дуже поширеною оцінкою надійності при здійсненні різноманітних розрахунків з урахуванням зазначеного фактору є очікувана величина електроенергії недовідпущеної оператором системи розподілу абонентам чи недоотриманої абонентами (EENS). Варто підкреслити, що в процесі розрахунку значення EENS, по суті, одночасно визначаються і параметри, необхідні для визначення усіх зазначених вище показників надійності.

Значення EENS (A_{ns}), у припущенні, що у даному випадку враховуються пошкодження виключно на ділянках розподільної лінії і показник питомих пошкоджень має фіксоване значення ω_0 , визначається так:

$$EENS = \omega_0 \cdot \sum_{q=1}^{I_{tot}} \sum_{g=1}^G \ell_q \cdot P_{med,g} \cdot \tau_{q,g} \quad (4.2)$$

,де ℓ_q – довжина q -ої ділянки розподільної лінії;

I_{tot} – загальна кількість ділянок розподільної лінії, включаючи усі відгалудження;

$P_{med,g}$ – середнє значення навантаження g -го вузла лінії;

$\tau_{q,g}$ – середній час відновлення електропостачання вузла g у разі пошкодження q -ої ділянки лінії;

G – загальна кількість вузлів навантаження у розподільній лінії.

При розрахунку показника очікуваної величини недовідпущеної електроенергії повинні розглядатися всі передбачувані сценарії роботи мережі, які у відповідних розрахунках (3.2) характеризуються

середньодобовими значеннями потужності споживаної абонентами розподільної лінії (P_{med}). При цьому обсяг недовідпущеної електроенергії за кожним з сценаріїв враховується з коефіцієнтом $\frac{n^{k,m} \cdot 24}{8760}$, тобто, беручи до уваги тривалість ($n^{k,m}$ діб) режиму, що відповідає кожному конкретному сценарію, протягом року.

4.3 Загальний алгоритм динамічного керування режимами повітряних розподільних ліній

Знаходження найбільш раціональних місць розміщення реклоузерів може бути реалізовано в процесі наступних розрахунків.

Формуємо сценарії роботи обраного контуру розподільної лінії у річному розрізі ($S^{k,m}$).

Визначаємо всі можливі комбінації розміщення двох реклоузерів ($R_{i,j}$).

Для кожної комбінації розміщення реклоузерів ($R_{i,j}$) за всіма сценаріями ($S^{k,m}$) роботи мережі (рис. 4.5) обчислюємо значення ряду ($c = 1, \dots, C$) показників, що характеризують величину втрат електричної енергії та рівень надійності $(F_{i,j}^{k,m})_c$. Оскільки при цьому аналізуються ще і різні місця розмикання контуру (i або j), то, по суті, маємо наступні результати розрахунків: $(F_i^{k,m})_c, (F_j^{k,m})_c, c = 1, \dots, C$.

Припустимо, що розглядається комбінація, при якій реклоузери розміщені на ділянках i та j (наприклад $i = 3, j = 5$ – рис. 4.3) і в нормальному режимі відключено реклоузер розташований на ділянці i ($i = 3$). Для цієї топології мережі за кожним зі сценаріїв ($S^{1,1}, S^{1,2}, \dots, S^{4,3}, S^{4,4}$), враховуючи їх тривалість ($24 \cdot n^{1,1}, 24 \cdot n^{1,2}, \dots, 24 \cdot n^{4,3}, 24 \cdot n^{4,4}$ годин) обчислюємо втрати електричної енергії. Далі аналогічні розрахунки проводяться у припущенні, що у нормальному режимі розімкнуто реклоузер, розміщений ділянці j ($j = 5$).

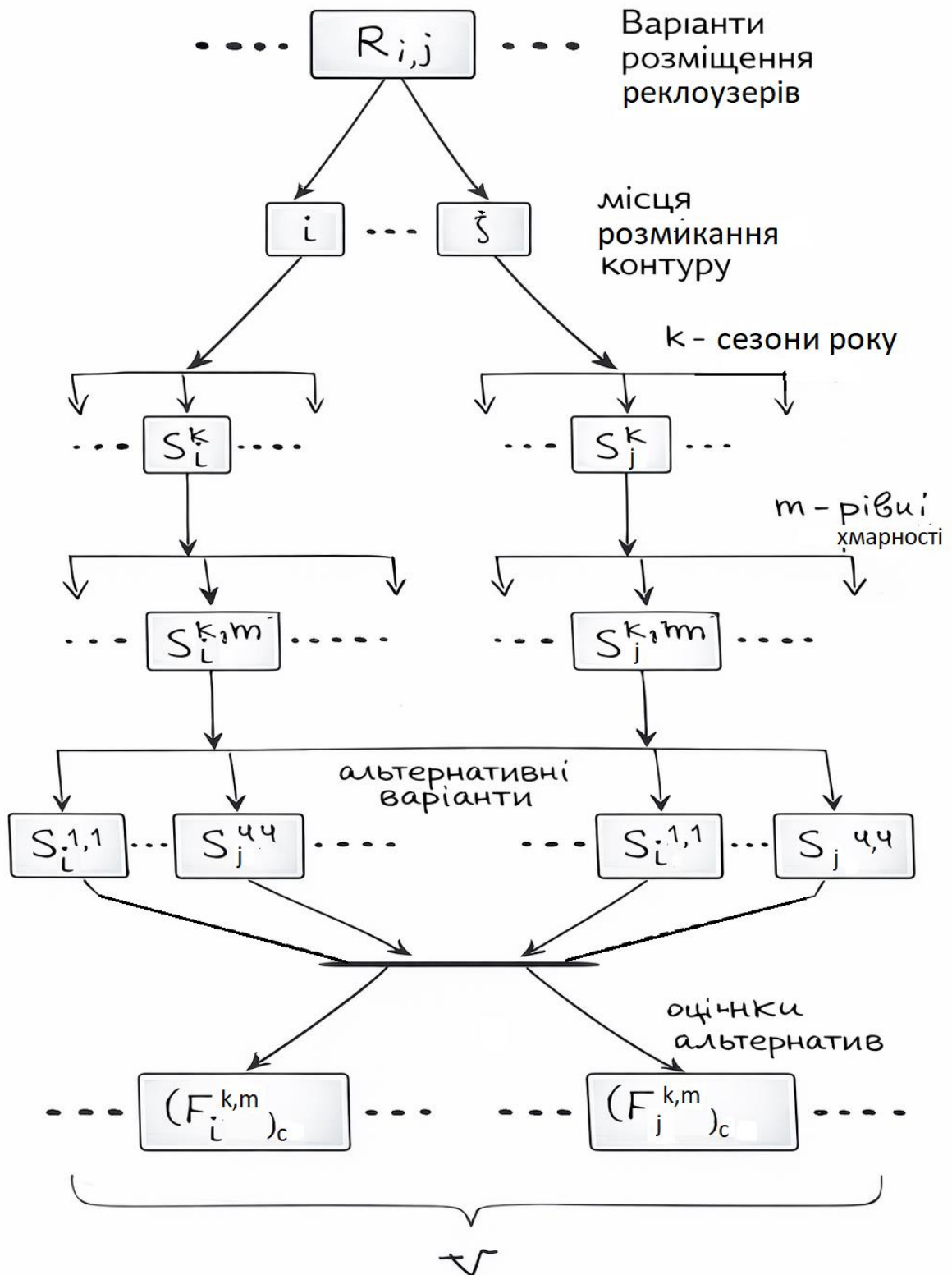


Рисунок 4.5 – Послідовність розрахунків показників роботи розподільної лінії

При розрахунку втрат електричної енергії спочатку відповідно до певних графіків навантаження та локальної генерації для кожної їх ординати ($t = 1, \dots, T_d$) окремо визначаються значення втрат потужності у припущенні розмикання в нормальному режимі ділянки i , ($\Delta P_{i,t}, t = 1, \dots, T_d, I = 1, \dots, I_{tot}$) та ділянки j , ($\Delta P_{j,t}, t = 1, \dots, T_d, I = 1, \dots, I_{tot}$). Тоді втрати енергії за добу для певної комбінації розташування реклоузерів та конкретного сценарію становитимуть

$$(\Delta A_{i,j}^{k,m})_d = \sum_{t=1}^{T_d} \min_t(\Delta P_{i,t}, \Delta P_{j,t}). \quad (4.3)$$

При використанні виразу (4.3) передбачається, що місце розмикання контуру в межах доби може змінюватися (тобто бути або на ділянці i або на ділянці j) залежно від розрахункових значень втрат потужності, що дозволяє вибрати найкраще рішення з метою забезпечення мінімуму втрат потужності у кожному поточному режимі.

Виконавши такі самі розрахунки відповідно до всіх сценаріїв та враховуючи тривалість кожного з них, обчислюємо величину річних втрат електричної енергії, яка може бути досягнута з урахуванням можливості оперативної реконфігурації розподільної мережі (з позиції мінімізації добових втрат електричної енергії) за конкретної комбінації розташування реклоузерів.

Аналогічним чином аналізуються і показники надійності електропостачання [1-3].

Остаточне рішення щодо оптимального розміщення двох реклоузерів приймається на основі наступного аналізу.

Вихідними даними $(F_{i,j}^{k,m})_c$ на даному етапі є показники ($c = 1, \dots, C$), які в загальному випадку включають: річні втрати електричної енергії (ΔA), середню кількість відключень одного абонента (SAIFI), середню тривалість відключення одного абонента (SAIDI), очікувану величину недовідпущеної електроенергії (A_{ns}), які визначені для кожної комбінації розміщення

реклоузерів ($R_{i,j}$), для всіх сценаріїв ($s^{k,m}$) та при різних точках розмикання контуру (i чи j) – рис. 4.5. [1,3,29].

На наступному етапі зазначені показники мають бути нормалізовані. При цьому, враховуючи, що всі вони в процесі реалізації оптимізаційної задачі мають бути мінімізовані, то нормалізація здійснюється відповідно до виразу

$$(F_{i,j}^{k,m})_c^* = \frac{(F_{i,j}^{k,m})_c^{\max} - (F_{i,j}^{k,m})_c}{(F_{i,j}^{k,m})_c^{\max} - (F_{i,j}^{k,m})_c^{\min}}, \quad (4.4)$$

де $(F_{i,j}^{k,m})_c^{\min}$, $(F_{i,j}^{k,m})_c^{\max}$ – мінімальне та максимальне (серед усіх альтернативних варіантів) значення оціночної характеристики відповідно критерію c .

Отримані відносні значення показників (факторів) коригуються з урахуванням вагових коефіцієнтів (α_c), що відображають важливість конкретного фактора для особи, що приймає рішення.

$$\alpha_c^* = \frac{\alpha_c}{\sum_{\ell=1}^L \alpha_c}. \quad (4.5)$$

Надалі для вибору остаточного рішення використовується максимінний принцип, згідно з яким оптимальний варіант має відповідати наступній умові

$$F_{opt} \rightarrow \max_c \min_v (F_{i,j}^{k,m})_c, \quad (4.6)$$

де V – загальна кількість альтернативних варіантів, які аналізуються та визначаються загальною кількістю ділянок магістральної частини контуру розподільчої лінії (I), кількістю можливих комбінацій розміщення на них двох реклоузерів ($R = \frac{(I-3) \cdot (I-2)}{2}$), кількістю альтернативних місць розмикання контуру за наявності двох реклоузерів (2), числом сценаріїв ($k \cdot m$), що розглядаються. Таким чином $V = (I-3) \cdot (I-2) \cdot k \cdot m$.

4.4 Визначення втрат електричної енергії при динамічному керуванні режимами розподільних мереж

Розглянемо процедуру, пов'язану з оцінкою втрат електричної енергії під час вирішення питань порівняння різних варіантів розміщення двох реклоузерів у розподільній лінії. Проаналізуємо варіант їх розміщення на ділянках (рис. 4.3) i (наприклад, $i = 3$) та j (наприклад, $j = 5$). Припустимо, що точка нормального розмикання контуру лінії формується за рахунок реклоузера, встановленого на ділянці i ($i = 3$). У цьому випадку втрати потужності згідно t – ому режиму за кожним із можливих сценаріїв роботи розподільної лінії ($s^{k,m}$; $k = 1, \dots, 4$; $m = 1, \dots, 4$) визначаються наступним чином

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma,t(i)}^{k,m} = & \sum_{q \in I_{tot,L(i)}} 3 \cdot \left(\sum_{\substack{g \in Ilq \\ g \in G_{L(i)}}} \frac{\sqrt{(P_{g,t}^{k,m})^2 + (Q_{g,t}^{k,m})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} - \sum_{\substack{g \in Ilq \\ g \in G_{g,L(i)}}} \frac{\sqrt{(P_{g,g,t}^{k,m})^2 + (Q_{g,g,t}^{k,m})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \right)^2 \cdot \ell_q \cdot r_{oq} + \\ & + \sum_{q \in I_{tot,R(i)}} 3 \cdot \left(\sum_{\substack{g \in Ilq \\ g \in G_{R(i)}}} \frac{\sqrt{(P_{g,t}^{k,m})^2 + (Q_{g,t}^{k,m})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} - \sum_{\substack{g \in Ilq \\ g \in G_{g,R(i)}}} \frac{\sqrt{(P_{g,g,t}^{k,m})^2 + (Q_{g,g,t}^{k,m})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \right)^2 \cdot \ell_q \cdot r_{oq}, \quad (4.7) \end{aligned}$$

де $\Delta P_{\Sigma,t(i)}^{k,m}$ – сумарні втрати потужності в t -му режимі за умови розмикання контуру на ділянці i (наприклад, $i = 3$) та реалізації сценарію $s^{k,m}$;

$P_{g,t}^{k,m}$, $Q_{g,t}^{k,m}$ – навантаження g -го вузла розподільної лінії в t -му режимі з урахуванням типових графіків відповідних сценарію $s^{k,m}$; $P_{g,g,t}^{k,m}$, $Q_{g,g,t}^{k,m}$ – ін'єкція з боку локального джерела енергії, підключеного до вузла лінії g в t -му режимі відповідно до сценарію $s^{k,m}$;

U_n – номінальна напруга мережі;

ℓ_q – довжина q -ої ділянки розподільної лінії;

r_{0q} – погонний опір провідника використовуваного на q -ій ділянці лінії;

$q \in I_{tot,L(i)}$, $q \in I_{tot,R(i)}$ – означає, що розглядаються всі ділянки, відповідно, лівої та правої частин лінії за умови її розмикання на ділянці i (наприклад, $i = 3$);

$g \in \Pi q$ – позначає, що розглядаються всі вузли g розподільної лінії, які отримують живлення по q -ій її ділянці;

$g \in G_{L(i)}$, $g \in G_{R(i)}$ – означає, що розглядаються вузли мережі g , що належать до множини вузлів, відповідно, лівої та правої частин контуру у разі його розмикання на ділянці i ;

$g \in G_{g,L(i)}$, $g \in G_{g,R(i)}$ – означає, що розглядаються вузли мережі g , до яких приєднані локальні джерела енергії і які належать до множини вузлів, відповідно, лівої та правої частин контуру у разі його розмикання на ділянці i .

Виконавши наведені розрахунки для всіх часових інтервалів ($t = 1, \dots, 24$) згідно умов, що відповідають сценарію $s^{k,m}$ та враховуючи, що контур лінії розімкнено на i -ій ділянці лінії (наприклад, $i = 3$) отримуємо ряд значень втрат потужності $\Delta P_{\Sigma,1(i)}^{k,m}, \dots, \Delta P_{\Sigma,24(i)}^{k,m}$.

На наступному етапі реалізується аналогічна процедура, але для варіанту нормального розмикання контуру лінії з використанням реклоузера, встановленого на ділянці j (наприклад, $j = 5$), тобто маємо

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma,t(j)}^{k,m} = & \sum_{q \in I_{tot}, L(j)} 3 \cdot \left(\sum_{\substack{g \in \Pi q \\ g \in G_{L(j)}}} \frac{\sqrt{(P_{g,t}^{k,m})^2 + (Q_{g,t}^{k,m})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} - \sum_{\substack{g \in \Pi q \\ g \in G_{g,L(j)}}} \frac{\sqrt{(P_{g,g,t}^{k,m})^2 + (Q_{g,g,t}^{k,m})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \right)^2 \cdot \ell_q \cdot r_{oq} + \\ & + \sum_{q \in I_{tot}, R(j)} 3 \cdot \left(\sum_{\substack{g \in \Pi q \\ g \in G_{R(j)}}} \frac{\sqrt{(P_{g,t}^{k,m})^2 + (Q_{g,t}^{k,m})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} - \sum_{\substack{g \in \Pi q \\ g \in G_{g,R(j)}}} \frac{\sqrt{(P_{g,g,t}^{k,m})^2 + (Q_{g,g,t}^{k,m})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \right)^2 \cdot \ell_q \cdot r_{oq}. \quad (4.8) \end{aligned}$$

При цьому формується наступний ряд значень втрат потужності $\Delta P_{\Sigma,1(j)}^{k,m}, \dots, \Delta P_{\Sigma,24(j)}^{k,m}$.

Далі здійснюємо наступний аналіз. Припустимо, на часових інтервалах $t = 1, \dots, 16$ і $t = 22, \dots, 24$ виявилось, що $\Delta P_{\Sigma,t(i)}^{k,m} < \Delta P_{\Sigma,t(j)}^{k,m}$, а на часових інтервалах $t = 17, \dots, 21$ з'ясувалося, що $\Delta P_{\Sigma,t(i)}^{k,m} > \Delta P_{\Sigma,t(j)}^{k,m}$.

Тоді сумарні добові втрати електричної енергії для сценарію роботи розподільної лінії ($s^{k,m}$) і обраного варіанту розміщення реклоузерів, визначиться як:

$$\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{k,m} = \sum_{t=1}^{16} \Delta P_{\Sigma,t(i)}^{k,m} + \sum_{t=17}^{21} \Delta P_{\Sigma,t(j)}^{k,m} + \sum_{t=22}^{24} \Delta P_{\Sigma,t(i)}^{k,m}, \quad (4.9)$$

де $\Delta P_{\Sigma,t(i)}^{k,m}$ – сумарні втрати потужності в лінії за умов її роботи згідно сценарію $s^{k,m}$ та розташування нормального місця розмикання на ділянці i ;

$\Delta P_{\Sigma,t(j)}^{k,m}$ – сумарні втрати потужності в лінії за умов її роботи згідно сценарію $s^{k,m}$ та розташування нормального місця розмикання на ділянці j .

Аналогічні розрахунки виконуються згідно всім можливим сценаріям роботи розподільної лінії $s^{k,m}$, $k = 1, m = 1, \dots, 4; \dots; k = 4, m = 1, \dots, 4$, що дозволяє визначити такі величини: $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{1,1}$, $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{1,2}$, $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{1,3}$, $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{1,4}$, $\Delta P_{\Sigma d}^{2,1}$, $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{2,2}$, $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{2,3}$, $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{2,4}$, $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{3,1}$, $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{3,2}$, $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{3,3}$, $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{3,4}$, $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{4,1}$, $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{4,2}$, $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{4,3}$, $\Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{4,4}$.

Отримані результати дозволяють знайти річні втрати електричної енергії для даної комбінації розміщення реклоузерів з урахуванням усіх можливих сценаріїв роботи розподільної лінії і які обчислюються таким чином

$$\Delta A_{i,j} = \Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{1,1} \cdot n^{1,1} + \dots + \Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{1,4} \cdot n^{1,4} + \dots + \Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{4,1} \cdot n^{4,1} + \dots + \Delta P_{\Sigma d(i,j)}^{4,4} \cdot n^{4,4}. \quad (4.10)$$

Подібні розрахунки здійснюються для всіх можливих комбінацій розміщення реклоузерів (рис. 4.3): $\Delta A_{2,3}$, $\Delta A_{2,4}$, $\Delta A_{2,5}$, $\Delta A_{2,6}$, $\Delta A_{3,4}$, $\Delta A_{3,5}$, $\Delta A_{3,6}$, $\Delta A_{4,5}$, $\Delta A_{4,6}$, $\Delta A_{5,6}$.

4.5 Визначення показників надійності при динамічному керуванні режимами розподільних мереж

Припустимо, що в лінії, наведеної на рис. 4.3, перед вибором раціональних місць розміщення двох реклоузерів (R) вже були встановлені: роз'єднувачі (P) на ділянках 2 і 5, а також запобіжник (Зап) на ділянці 8.

Розглянемо процедуру розрахунку очікуваної величини недовідпущеної електроенергії для варіанта, коли розглядається комбінація розміщення

τ – середній час відновлення електропостачання, представлений такими характерними складовими:

$\tau_{рем}$ – час, необхідний для ремонту пошкодженого елемента,

$\tau_{лок}$ – час локалізації пошкодженого елемента;

$\tau_{пер}$ – час перемикавання на резервне джерело живлення (в даному випадку на ДЖ 2);

τ_0 – час спрацьовування засобів автоматики (АПВ) та релейного захисту.

Беручи до уваги (4.11), а також наведене вище міркування, річне значення очікуваної величини недовідпущеної електроенергії за умови незмінності місця розмикання контуру (ділянка 3), для його лівої частини можна визначити так:

$$\begin{aligned}
 A_{ns,L(3)} = & \omega_0 \cdot [(\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_0 + \ell_9 \cdot \tau_0) \cdot \frac{24 \cdot \sum_{k=1}^4 P_{med,1}^k \cdot n^k}{8760} \\
 & + (\ell_1 \cdot \tau_{пер} + \ell_2 \cdot \tau_{рем} + \ell_8 \cdot \tau_0 + \ell_9 \cdot \tau_0) \cdot \frac{24 \cdot \sum_{k=1}^4 P_{med,2}^k \cdot n^k}{8760} + \\
 & + (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_{рем} + \ell_9 \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{24 \cdot \sum_{k=1}^4 P_{med,7}^k \cdot n^k}{8760} + \\
 & + (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_{рем} + \ell_9 \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{24 \cdot \sum_{k=1}^4 P_{med,8}^k \cdot n^k}{8760}] - \\
 & - \omega_0 \cdot (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_0 + \ell_9 \cdot \tau_0) \cdot \frac{24 \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 P_{g,med,1}^{k,m} \cdot n^{k,m}}{8760}, \quad (4.12)
 \end{aligned}$$

де n^k – кількість днів, що відповідають k -му сезону року;

$n^{k,m}$ – кількість днів, які відповідають $S^{k,m}$ -му сценарію.

Аналогічним чином для існуючого місця розмикання можна розрахувати очікувану величину недовідпущеної електроенергії і для правої частини контуру розподільної лінії, що розглядається (рис. 4.7).

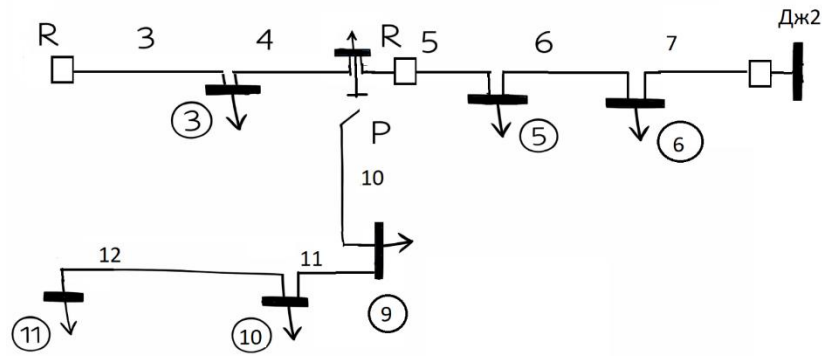


Рисунок 4.7 – Права частина контуру розподільної лінії (місцем розмикання контуру є ділянка 3)

$$\begin{aligned}
 A_{ns,R(3)}^{k,m} = & \omega_0 \cdot [P_{med,3}^{k,m} \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) + \\
 & + P_{med,4}^{k,m} \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) + \\
 & + P_{med,5}^{k,m} \cdot (\ell_3 \cdot \tau_0 + \ell_4 \cdot \tau_0 + \ell_5 \cdot \tau_{рем} + \ell_6 \cdot \tau_{рем} + \ell_7 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_0 + \ell_{11} \cdot \tau_0 + \ell_{12} \cdot \tau_0) + \\
 & + P_{med,6}^{k,m} \cdot (\ell_3 \cdot \tau_0 + \ell_4 \cdot \tau_0 + \ell_5 \cdot \tau_{рем} + \ell_6 \cdot \tau_{рем} + \ell_7 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_0 + \ell_{11} \cdot \tau_0 + \ell_{12} \cdot \tau_0) + \\
 & + P_{med,9}^{k,m} \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) + \\
 & + P_{med,10}^{k,m} \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) + \\
 & + P_{med,11}^{k,m} \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем})] \cdot \frac{24 \cdot n^{k,m}}{8760}
 \end{aligned}
 \tag{4.13}$$

При здійсненні розрахунків згідно (4.13) передбачається узгоджена робота реклоузерів розташованих на ділянках 3 та 5. Зокрема, у разі виникнення пошкодження на ділянках 5, 6 або 7, реклоузер, розташований на ділянці 5, автоматично відмикається і замикається реклоузер розміщений на ділянці 5, відновлюючи живлення відповідної групи вузлів.

Розглядаючи всі можливі сценарії та враховуючи, що відсутність джерел розподіленої генерації у правій частині контуру, очікувана величина невідпущеної електричної енергії за рік становитиме:

$$\begin{aligned}
A_{ns,R(3)} = & \omega_0 \cdot [(\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \\
& + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) \cdot \frac{24 \cdot \sum_{k=1}^4 P_{med,3}^k \cdot n^k}{8760} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) \cdot \frac{24 \cdot \sum_{k=1}^4 P_{med,4}^k \cdot n^k}{8760} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_0 + \ell_4 \cdot \tau_0 + \ell_5 \cdot \tau_{рем} + \ell_6 \cdot \tau_{рем} + \ell_7 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_0 + \ell_{11} \cdot \tau_0 + \ell_{12} \cdot \tau_0) \cdot \frac{24 \cdot \sum_{k=1}^4 P_{med,5}^k \cdot n^k}{8760} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_0 + \ell_4 \cdot \tau_0 + \ell_5 \cdot \tau_{рем} + \ell_6 \cdot \tau_{рем} + \ell_7 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_0 + \ell_{11} \cdot \tau_0 + \ell_{12} \cdot \tau_0) \cdot \frac{24 \cdot \sum_{k=1}^4 P_{med,6}^k \cdot n^k}{8760} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{24 \cdot \sum_{k=1}^4 P_{med,9}^k \cdot n^k}{8760} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{24 \cdot \sum_{k=1}^4 P_{med,10}^k \cdot n^k}{8760} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{24 \cdot \sum_{k=1}^4 P_{med,11}^k \cdot n^k}{8760}] \quad (4.14)
\end{aligned}$$

Вирази аналогічні (4.13) та (4.14) можуть бути отримані і для умов розмикання контуру розподільної лінії на ділянці 5 (рис. 4.8, рис. 4.9).

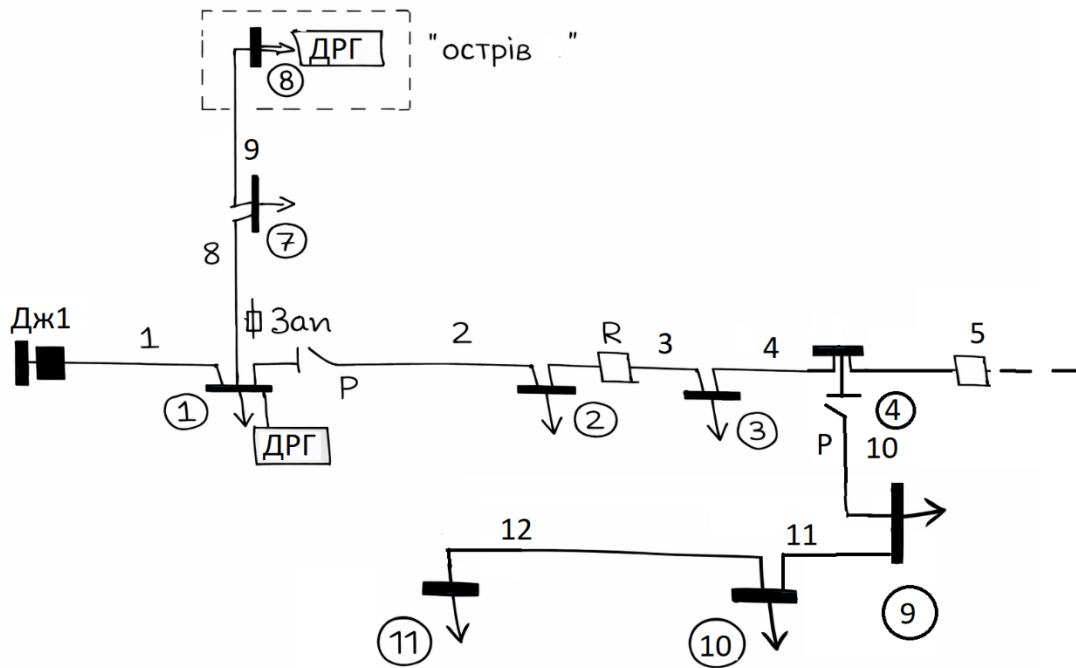


Рисунок 4.8 – Ліва частина контуру розподільної лінії (місцем розмикання контуру є ділянка 5)

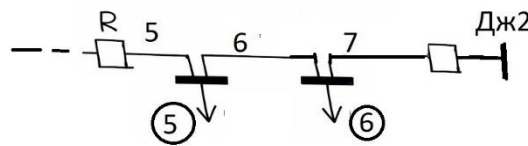


Рисунок 4.9 – Права частина контуру розподільної лінії (місцем розмикання контуру є ділянка 5)

Після цього вирази для розрахунку очікуваної величини недовідпущеної електроенергії для варіанта розміщення реклоузерів, що розглядається ($i = 3, j = 5$), стосовно схем наведених на рис. 4.6, рис. 4.8 (тобто для лівої частини контуру, яка формується у першому та другому випадках) набуває наступного вигляду:

– для періоду часу, коли місце розмикання контуру розташовується на ділянці 3:

$$A_{ns,L(3)} = \omega_0 \cdot [(\ell_1 \cdot \tau_{pem} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_0 + \ell_9 \cdot \tau_0) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{1,t}^{k,m} +$$

$$+ (\ell_1 \cdot \tau_{nep} + \ell_2 \cdot \tau_{pem} + \ell_8 \cdot \tau_0 + \ell_9 \cdot \tau_0) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{2,t}^{k,m} +$$

$$\begin{aligned}
& + (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_{рем} + \ell_9 \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{7,t}^{k,m} + \\
& (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_{рем} + \ell_9 \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} [\varphi] \cdot (P_{8,t}^{k,m} - P_{8,g,t}^{k,m}) - \\
& - \omega_0 \cdot (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_0 + \ell_9 \cdot \tau_0) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{1,g,t}^{k,m}. \quad (4.15)
\end{aligned}$$

– для періодів часу, коли у нормальному режимі вимкнено реклоузер, розташований на ділянці 5:

$$\begin{aligned}
A_{ns,L(5)}^{k,m} = & \omega_0 \cdot [(\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_3 \cdot \tau_0 + \ell_4 \cdot \tau_0 + \ell_8 \cdot \tau_0 + \ell_9 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_0 + \ell_{11} \cdot \tau_0 + \\
& + \ell_{12} \cdot \tau_0) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{1,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_1 \cdot \tau_{пер} + \ell_2 \cdot \tau_{рем} + \ell_3 \cdot \tau_0 + \ell_4 \cdot \tau_0 + \ell_8 \cdot \tau_0 + \ell_9 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_0 + \ell_{11} \cdot \tau_0 + \\
& + \ell_{12} \cdot \tau_0) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{2,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_1 \cdot \tau_0 + \ell_2 \cdot \tau_0 + \ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_8 \cdot \tau_0 + \ell_9 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \\
& + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{3,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_1 \cdot \tau_0 + \ell_2 \cdot \tau_0 + \ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_8 \cdot \tau_0 + \ell_9 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \\
& + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{4,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_3 \cdot \tau_0 + \ell_4 \cdot \tau_0 + \ell_8 \cdot \tau_{рем} + \ell_9 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_0 + \ell_{11} \cdot \tau_0 + \\
& + \ell_{12} \cdot \tau_0) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{7,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_3 \cdot \tau_0 + \ell_4 \cdot \tau_0 + \ell_8 \cdot \tau_{рем} + \ell_9 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_0 + \ell_{11} \cdot \tau_0 + \\
& + \ell_{12} \cdot \tau_0) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} [\varphi] \cdot (P_{8,t}^{k,m} - P_{8,g,t}^{k,m}) + \\
& + (\ell_1 \cdot \tau_0 + \ell_2 \cdot \tau_0 + \ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_8 \cdot \tau_0 + \ell_9 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \\
& + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{9,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_1 \cdot \tau_0 + \ell_2 \cdot \tau_0 + \ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_8 \cdot \tau_0 + \ell_9 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \\
& + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{10,t}^{k,m} +
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + (\ell_1 \cdot \tau_0 + \ell_2 \cdot \tau_0 + \ell_3 \cdot \tau_{pem} + \ell_4 \cdot \tau_{pem} + \ell_8 \cdot \tau_0 + \ell_9 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{pem} + \ell_{11} \cdot \tau_{pem} + \\
& + \ell_{12} \cdot \tau_{pem}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{11,t}^{k,m} - \\
& - \omega_0 \cdot (\ell_1 \cdot \tau_{pem} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_3 \cdot \tau_0 + \ell_4 \cdot \tau_0 + \ell_8 \cdot \tau_0 + \ell_9 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_0 + \ell_{11} \tau_0 + \\
& + \ell_{12} \cdot \tau_0) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{1,g,t}^{k,m}.
\end{aligned} \tag{4.16}$$

У формулах (4.15), (4.16)

$$[\varphi] = \begin{cases} 0, & \text{якщо } P_{8,t}^{k,m} \leq P_{8,g,t}^{k,m} \\ 1, & \text{якщо } P_{8,t}^{k,m} > P_{8,g,t}^{k,m} \end{cases}, \tag{4.17}$$

$P_{8,t}^{k,m}$ – навантаження вузла 8 у період часу t згідно сценарію $S^{k,m}$;

$P_{8,g,t}^{k,m}$ – генерація з боку локальних джерел енергії, встановлених у вузлі 8, в період часу t згідно сценарію $S^{k,m}$.

Аналогічним чином умова зміни місця розмикання розподільної лінії, що має місце протягом року, може бути врахована при оцінці очікуваної величини недовідпущеної електроенергії і для правої частини контуру, що розглядається, у цьому випадку стосовно схем розподільної лінії, наведеним на рис. 4.7 та рис. 4.9 відповідні вирази будуть представлені в наступному вигляді:

– для періоду часу, коли місце розмикання контуру розташовується на ділянці 3:

$$\begin{aligned}
A_{ns,R(3)}^{k,m} = & \omega_0 \cdot [(\ell_3 \cdot \tau_{pem} + \ell_4 \cdot \tau_{pem} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \\
& + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{3,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{pem} + \ell_4 \cdot \tau_{pem} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{4,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_0 + \ell_4 \cdot \tau_0 + \ell_5 \cdot \tau_{pem} + \ell_6 \cdot \tau_{pem} + \ell_7 \cdot \tau_{pem} + \ell_{10} \cdot \tau_0 + \ell_{11} \cdot \tau_0 + \ell_{12} \cdot \tau_0) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{5,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_0 + \ell_4 \cdot \tau_0 + \ell_5 \cdot \tau_{pem} + \ell_6 \cdot \tau_{pem} + \ell_7 \cdot \tau_{pem} + \ell_{10} \cdot \tau_0 + \ell_{11} \cdot \tau_0 + \ell_{12} \cdot \tau_0) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{6,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{pem} + \ell_4 \cdot \tau_{pem} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{pem} + \ell_{11} \cdot \tau_{pem} + \ell_{12} \cdot \tau_{pem}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{9,y}^{k,m} +
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + (\ell_3 \cdot \tau_{pem} + \ell_4 \cdot \tau_{pem} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{pem} + \ell_{11} \cdot \tau_{pem} + \ell_{12} \cdot \tau_{pem}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{10,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{pem} + \ell_4 \cdot \tau_{pem} + \ell_5 \cdot \tau_0 + \ell_6 \cdot \tau_0 + \ell_7 \cdot \tau_0 + \ell_{10} \cdot \tau_{pem} + \ell_{11} \cdot \tau_{pem} + \ell_{12} \cdot \tau_{pem}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{11,t}^{k,m}. \quad (4.18)
\end{aligned}$$

– для періодів часу, коли у нормальному режимі вимкнено реклоузер, розташований на ділянці 5:

$$\begin{aligned}
A_{ns,R(5)} = & \omega_0 \cdot [(\ell_5 \cdot \tau_{pem} + \ell_6 \cdot \tau_{pem} + \ell_7 \cdot \tau_{pem}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{5,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_5 \cdot \tau_{pem} + \ell_6 \cdot \tau_{pem} + \ell_7 \cdot \tau_{pem}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{6,t}^{k,m}. \quad (4.19)
\end{aligned}$$

Виходячи з наведених вище розрахунків, варіант розміщення пари реклоузерів на ділянках 3 та 5 характеризуватиметься наступною величиною недовідпущеної за рік електроенергії

$$A_{ns,(3,5)} = A_{ns,L(3)} + A_{ns,R(3)} + A_{ns,L(5)} + A_{ns,R(5)}. \quad (4.20)$$

Подібним чином можуть бути отримані аналогічні показники для всіх можливих комбінацій розміщення двох реклоузерів у контурі розподільної лінії (рис.4.3): $A_{ns,(2,3)}$; $A_{ns,(2,4)}$; $A_{ns,(2,5)}$; $A_{ns,(2,6)}$; $A_{ns,(3,4)}$; $A_{ns,(3,5)}$; $A_{ns,(3,6)}$; $A_{ns,(4,5)}$; $A_{ns,(4,6)}$; $A_{ns,(5,6)}$.

Варто зазначити, що у разі, коли не враховується час відновлення електропостачання за рахунок відповідного спрацювання засобів автоматики та релейного захисту, тобто прийнявши $\tau_0 = 0$, наведені вище розрахункові формули можуть бути суттєво спрощені.

Зокрема маємо:

– у разі розмикання контуру на ділянці 3:

$$\begin{aligned}
A_{ns,L(3)} = & \omega_0 \cdot [(\ell_1 \cdot \tau_{pem} + \ell_2 \cdot \tau_{лок}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{1,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_1 \cdot \tau_{nep} + \ell_2 \cdot \tau_{pem}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{2,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_1 \cdot \tau_{pem} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_{pem} + \ell_9 \cdot \tau_{pem}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{7,t}^{k,m} +
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_{рем} + \ell_9 \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} [\varphi] \cdot (P_{8,t}^{k,m} - P_{g,8,t}^{k,m}) - \\
& - \omega_0 \cdot (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{1,g,t}^{k,m}. \quad (4.21)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
A_{ns,R(3)}^{k,m} = & \omega_0 \cdot [(\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{3,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{4,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_5 \cdot \tau_{рем} + \ell_6 \cdot \tau_{рем} + \ell_7 \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{6,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_5 \cdot \tau_{рем} + \ell_6 \cdot \tau_{рем} + \ell_7 \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{6,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{9,y}^{k,m} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{10,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{11,t}^{k,m}; \quad (4.22)
\end{aligned}$$

– у разі розмикання контуру на ділянці 5:

$$\begin{aligned}
A_{ns,L(5)}^{k,m} = & \varpi_0 \cdot [(\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{1,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_1 \cdot \tau_{пер} + \ell_2 \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{2,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{3,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{4,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_{рем} + \ell_9 \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{7,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_{рем} + \ell_9 \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} (\varphi) \cdot (P_{8,t}^{k,m} - P_{g,8,t}^{k,m}) + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{9,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{10,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{11,t}^{k,m} - \\
& - \omega_0 \cdot (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(3)}^{k,m}} P_{1,g,t}^{k,m}; \quad (4.23)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
A_{ns,R(5)} = & \omega_0 \cdot [(\ell_5 \cdot \tau_{pem} + \ell_6 \cdot \tau_{pem} + \ell_7 \cdot \tau_{pem}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{5,t}^{k,m} + \\
& + (\ell_5 \cdot \tau_{pem} + \ell_6 \cdot \tau_{pem} + \ell_7 \cdot \tau_{pem}) \cdot \frac{1}{8760} \cdot \sum_{k=1}^4 \sum_{m=1}^4 \sum_{t \in T_{(5)}^{k,m}} P_{6,t}^{k,m}].
\end{aligned} \tag{4.24}$$

Наступні кроки мають бути пов'язані з визначенням таких показників надійності, як SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI, ASIFI, ASIDI. Відносно прикладу, що розглядався вище, зазначені характеристики можливо розрахувати наступним чином. При цьому припускаємо, що кількість споживачів у вузлах навантаження (1 ... 11 – рис. 4.3) відповідно становить $N_{a,1}, \dots, N_{a,11}$.

Зазначимо, що показники SAIFI, SAIDI розраховуються без урахування короткочасних перерв в електропостачанні, пов'язаних з роботою засобів автоматики та/або релейного захисту.

SAIFI визнається як відношення загальної кількості відключень окремих споживачів до їх загальної кількості. На підставі (4.15) ... (4.19) та враховуючи (4.21) ... (4.24) можливо визначити, що кількість відключень навантаження (H_g) по кожному вузлу навантаження ($g = 1, \dots, 11$) становить:

– за умов відключення у нормальному режимі реклузера на ділянці 3:

$$\begin{aligned}
H_{1(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 + \ell_2) \cdot N_{a1} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\
H_{2(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 + \ell_2) \cdot N_{a2} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\
H_{3(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) \cdot N_{a3} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\
H_{4(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) \cdot N_{a4} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\
H_{5(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_5 + \ell_6 + \ell_7) \cdot N_{a5} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\
H_{6(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_5 + \ell_6 + \ell_7) \cdot N_{a6} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\
H_{7(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_8 + \ell_9) \cdot N_{a7} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760},
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
H_{8(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_8 + \ell_9) \cdot N_{a8} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\
H_{9(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) \cdot N_{a9} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\
H_{10(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) \cdot N_{a10} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\
H_{11(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) \cdot N_{a11} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}; \tag{4.25}
\end{aligned}$$

– за умов відключення у нормальному режимі реклузера на ділянці 5:

$$\begin{aligned}
H_{1(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 + \ell_2) \cdot N_{a1} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\
H_{2(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 + \ell_2) \cdot N_{a2} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\
H_{3(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) \cdot N_{a3} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\
H_{4(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) \cdot N_{a4} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\
H_{5(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_5 + \ell_6 + \ell_7) \cdot N_{a5} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\
H_{6(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_5 + \ell_6 + \ell_7) \cdot N_{a6} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\
H_{7(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_8 + \ell_9) \cdot N_{a7} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\
H_{8(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 + \ell_2 + \ell_8 + \ell_9) \cdot N_{a8} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\
H_{9(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) \cdot N_{a9} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\
H_{10(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) \cdot N_{a10} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\
H_{11(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) \cdot N_{a11} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \tag{4.26}
\end{aligned}$$

де $T_{(3)}$, $T_{(5)}$ – час впродовж року, коли місце розмикання контуру було, відповідно, на ділянках 3 та 5.

Таким чином, для варіанту розміщення реклузерів на ділянках 3 та 5 загальна кількість відключень споживачів ($H_{(3,5)}$) у загальному випадку складе

$$H_{(3,5)} = \sum_{g=1}^G (H_{g(3)} + H_{g(5)}), \quad (4.27)$$

де G у прикладі, що розглядається, дорівнює 11.

При цьому загальна кількість споживачів становить:

$$N_a = \sum_{g=1}^G N_{ag}.$$

Відповідно показник SAIFIу даному випадку буде становити:

$$\text{SAIFI}_{(3,5)} = \frac{H_{(3,5)}}{N_a}. \quad (4.28)$$

Значення SAIDI визнається як відношення сумарної тривалості (часу) відключень окремих споживачів до їх загальної кількості. На підставі (13) .. . (16) можливо визначити, що тривалість відключень (D_g) по кожному вузлу навантаження ($g = 1, \dots, 11$) буде дорівнювати:

– за умов відключення у нормальному режимі реклузера на ділянці 3:

$$\begin{aligned} D_{1(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок}) \cdot N_{a1} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\ D_{2(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 \cdot \tau_{пер} + \ell_2 \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a2} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\ D_{3(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) \cdot N_{a3} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\ D_{4(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) \cdot N_{a4} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\ D_{5(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_5 \cdot \tau_{рем} + \ell_6 \cdot \tau_{рем} + \ell_7 \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a5} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\ D_{6(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_5 \cdot \tau_{рем} + \ell_6 \cdot \tau_{рем} + \ell_7 \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a6} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\ D_{7(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_{рем} + \ell_9 \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a7} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\ D_{8(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_{рем} + \ell_9 \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a8} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\ D_{9(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a9} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \\ D_{10(3)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a10} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}, \end{aligned}$$

$$D_{11(3)} = \omega_0 \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a11} \cdot \frac{T_{(3)}}{8760}; \quad (4.29)$$

– за умов відключення у нормальному режимі реклузера на ділянці 5:

$$\begin{aligned} D_{1(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок}) \cdot N_{a1} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\ D_{2(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 \cdot \tau_{пер} + \ell_2 \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a2} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\ D_{3(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) \cdot N_{a3} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\ D_{4(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{лок} + \ell_{11} \cdot \tau_{лок} + \ell_{12} \cdot \tau_{лок}) \cdot N_{a4} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\ D_{5(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_5 \cdot \tau_{рем} + \ell_6 \cdot \tau_{рем} + \ell_7 \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a5} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\ D_{6(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_5 \cdot \tau_{рем} + \ell_6 \cdot \tau_{рем} + \ell_7 \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a6} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\ D_{7(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_{рем} + \ell_9 \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a7} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\ D_{8(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_1 \cdot \tau_{рем} + \ell_2 \cdot \tau_{лок} + \ell_8 \cdot \tau_{рем} + \ell_9 \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a8} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\ D_{9(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a9} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\ D_{10(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a10} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}, \\ D_{11(5)} &= \omega_0 \cdot (\ell_3 \cdot \tau_{рем} + \ell_4 \cdot \tau_{рем} + \ell_{10} \cdot \tau_{рем} + \ell_{11} \cdot \tau_{рем} + \ell_{12} \cdot \tau_{рем}) \cdot N_{a11} \cdot \frac{T_{(5)}}{8760}. \end{aligned} \quad (4.30)$$

При розрахунку зазначеного показника враховуються усі ситуації, коли оператор системи розподілу тривало не здатен здійснювати послуги з електропостачання. Це стосується і вузла навантаження 8, який працює у «гібридному» режимі.

Таким чином, для варіанту розміщення реклоузерів на ділянка 3 та 5, загальний час перерв в електропостачанні з урахуванням усіх споживачів буде становити:

$$D_{(3,5)} = \sum_{g=1}^G (D_{g(3)} + D_{g(5)}). \quad (4.31)$$

Тоді показник SAIDI для даного випадку, враховуючи загальну кількість споживачів (N_a), визначається так:

$$SAIDI_{(3,5)} = \frac{D_{(3,5)}}{N_a}. \quad (4.32)$$

Отримані в процесі наведених розрахунків данні дозволяють одночасно визначити і такий показник, як CAIDI. У даному випадку маємо

$$CAIDI_{(3,5)} = \frac{D_{(3,5)}}{H_{(3,5)}}. \quad (4.33)$$

Показники ASIFI та ASIDI певним чином аналогічні SAIFI та SAIDI, але їх відмінність останніх полягає в тому, що при їх розрахунку замість значення кількості споживачів використовується показник, який характеризує певне навантаження. На стадії проектування, з точки зору наявного інформаційного забезпечення, у якості зазначеного навантаження пропонується використовувати його середні значення або рівні електроспоживання по окремим вузлам розподільної лінії. Це пов'язане з тим, що, принаймні на цьому етапі, неможливо синхронно фіксувати кожен конкретний момент появи стійкого пошкодження в мережі і відповідні йому поточні значення навантажень.

Аналогічні розрахунки виконані для усіх варіантів розміщення двох реклоузерів дають змогу окрім очікуваної величини недовідпущеної електроенергії отримати наступний ряд інших показників, що характеризують рівень надійності роботи розподільної лінії:

$SAIFI_{(2,3)}$, $SAIFI_{(2,4)}$, $SAIFI_{(2,5)}$, $SAIFI_{(2,6)}$, $SAIFI_{(3,4)}$, $SAIFI_{(3,5)}$, $SAIFI_{(3,6)}$,
 $SAIFI_{(4,5)}$, $SAIFI_{(4,6)}$, $SAIFI_{(5,6)}$;

$SAIDI_{(2,3)}$, $SAIDI_{(2,4)}$, $SAIDI_{(2,5)}$, $SAIDI_{(2,6)}$, $SAIDI_{(3,4)}$, $SAIDI_{(3,5)}$, $SAIDI_{(3,6)}$,
 $SAIDI_{(4,5)}$, $SAIDI_{(4,6)}$, $SAIDI_{(5,6)}$;

$CAIDI_{(2,3)}$, $CAIDI_{(2,4)}$, $CAIDI_{(2,5)}$, $CAIDI_{(2,6)}$, $CAIDI_{(3,4)}$, $CAIDI_{(3,5)}$, $CAIDI_{(3,6)}$,
 $CAIDI_{(4,5)}$, $CAIDI_{(4,6)}$, $CAIDI_{(5,6)}$;

$ASIFI_{(2,3)}$, $ASIFI_{(2,4)}$, $ASIFI_{(2,5)}$, $ASIFI_{(2,6)}$, $ASIFI_{(3,4)}$, $ASIFI_{(3,5)}$, $ASIFI_{(3,6)}$,
 $ASIFI_{(4,5)}$, $ASIFI_{(4,6)}$, $ASIFI_{(5,6)}$;

$ASIDI_{(2,3)}$, $ASIDI_{(2,4)}$, $ASIDI_{(2,5)}$, $ASIDI_{(2,6)}$, $ASIDI_{(3,4)}$, $ASIDI_{(3,5)}$, $ASIDI_{(3,6)}$,
 $ASIDI_{(4,5)}$, $ASIDI_{(4,6)}$, $ASIDI_{(5,6)}$.

4.6 Визначення оптимального варіанту розміщення реклоузерів в контурі розподільної лінії

Етап визначення оптимального рішення щодо розміщення реклоузерів полягає у використанні певної процедури багатокритеріального прийняття рішень. При цьому особа, що приймає рішення, має можливість залучити до зазначеної процедури, як увесь спектр визначених вище показників (ΔA , EENS, SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASIFI, ASIDI), так і окремі з них за рахунок призначення решті нульових вагових коефіцієнтів.

Серед великої кількості різних методів багатокритеріального прийняття рішень у роботі було обрано метод VIKOR, що можливо аргументувати наступним чином.

На відміну більшості інших методів, де оптимальний варіант визначається однозначно не залежно від ступеню його відмінності від інших альтернатив, метод VIKOR дозволяє, певним чином, врахувати той рівень невизначеності, яка відповідає усім процедурам багатокритеріального прийняття рішень. У даному випадку, у залежності від отриманих результатів, може виникнути ситуація, коли декілька альтернативних варіантів виявляються такими, що практично не відрізняються один від іншого. У такому випадку для визначення остаточного рішення залучаються додаткові критерії здебільше неформального характеру (наприклад, зручність експлуатації), що є типовим для складних технічних завдань, на кшталт того, що розглядається.

Основна ідея методу багатокритеріального прийняття рішень VIKOR полягає в тому, що компромісне рішення задачі має являти собою альтернативу, яка найбільш близька до ідеального рішення. В цьому випадку компроміс визначається ступенем взаємних поступок прийнятих по окремим

цільовим функціям (критеріям). В якості виміру близькості альтернативи до ідеального рішенням даний метод використовує багатокритеріальну міру, засновану на, так званій, L_p метриці, яка була запропонована раніше в методах компромісного програмування.

При цьому рівень невідповідності розглянутого рішення ідеального знаходиться наступним чином

$$L_{pv} = \left\{ \sum_{c=1}^C [\alpha_c (F_c^+ - F_{cv}) / (F_c^+ - F_c^-)]^p \right\}^{1/p}, \quad 1 \leq p \leq \infty, \quad c = 1, \dots, C, \quad v = 1, \dots, V, \quad (4.34)$$

де V – кількість розглянутих альтернатив;

C – число цільових функцій;

α_c – вага c -ої цільової функції, що відображає її значимість при ухваленні рішення;

F_c^+ – відповідає ідеальному рішення для c -ої цільової функції (відповідно $F_c^+ = \min_v F_{cv}$ – для цільових функцій, які передбачають мінімізацію, тобто функцій, які характеризують величину втрат; $F_c^+ = \max_v f_{cv}$ – для цільових функцій, які потребують максимізації, тобто для функцій, що характеризують виграш);

F_c^- – відповідає найгіршим рішенням ($F_c^- = \max_v F_{cv}$ – для цільових функцій, які передбачають мінімізацію тобто функцій, що характеризують величину втрат, $F_{c_i}^+ = \max_v F_{cv}$ – для цільових функцій, які потребують максимізації).

Процедура багато критеріального прийняття рішень може бути представлена у формі, так званої, матриці рішень, де рядки відповідають даним альтернативам, а стовпці відображають критерії (окремі цільові функції). Відповідно задача, що включає V альтернатив ($A_1, \dots, A_v, \dots, A_V$), які оцінюються за C критеріями ($F_1, \dots, F_c, \dots, F_C$) може бути представлена наступним чином

$$D = \begin{matrix} & C_1 & C_2 & \dots & C_C \\ A_1 & F_{11} & F_{12} & \dots & F_{1C} \\ A_2 & F_{21} & F_{22} & \dots & F_{2C} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ A_V & F_{V1} & F_{V2} & \dots & F_{VC} \end{matrix}$$

В цьому випадку обчислювальна процедура методу VIKOR зазвичай представляється такою послідовністю операцій:

1. Визначаємо найкраще і найгірше значення всіх розглянутих цільових функцій F_c^+ и F_c^- , $c = 1, \dots, C$, враховуючи їх характер (тобто беручи до уваги підлягає дана цільова функція максимізації або мінімізації).

2. Обчислюємо показники S_v , який характеризує максимальну групову корисність і R_v , що відображає рівень індивідуальних втрат, на підставі виразів

$$S_v = \sum_{c=1}^C \alpha_c (F_c^+ - F_{cv}) / (F_c^+ - F_c^-),$$

$$R_v = \max_c [\alpha_c (F_c^+ - F_{cv}) / (F_c^+ - F_c^-)], \quad (4.35)$$

де α_c – показник, що відображає відносну вагу (важливість) c -ої цільової функції (критерію).

3. Обчислюємо показник Q_v , $v = 1, \dots, V$ на основі виразу

$$Q_v = \begin{cases} \frac{R_v - R^+}{R^- - R^+}, & \text{якщо } S^+ = S^- \\ \frac{S_v - S^+}{S^- - S^+}, & \text{якщо } R^+ = R^- \\ \left[\nu \frac{(S_v - S^+)}{(S^- - S^+)} + (1 - \nu) \frac{(R_v - R^+)}{(R^- - R^+)} \right] & \text{– в решті випадків,} \end{cases} \quad (4.36)$$

де $S^+ = \min_v S_v$, $S^- = \max_v S_v$, $R^+ = \min_v R_v$, $R^- = \max_v R_v$, ν – показник, що визначає відносну вагу стратегії вибору компромісного рішення відповідно до ідеології характеристик S або R . При відсутності конкретних міркувань приймається $\nu = 0,5$.

4. Формуємо послідовності альтернатив відповідно до убутання значень відповідно S , R і Q . У результаті отримуємо три ряди ранжирування.

В якості потенційного компромісного рішення розглядається альтернатива, яка в ряді ранжирування за показником Q характеризується мінімальним значенням. Остаточне рішення щодо вибору даної альтернативи в якості оптимальної приймається на підставі аналізу наступних двох умов:

а) наявності «прийнятної» переваги між проранжованими альтернативами

$$Q(A^{(1)}) - Q(A^{(2)}) \geq \Delta Q, \quad (4.37)$$

де $A^{(2)}$ – альтернатива, що займає друге місце в ряді ранжирування по Q ;

$\Delta Q = \frac{1}{V-1}$, V – загальна кількість альтернатив;

б) наявність «прийнятної» стабільності рішення. Це означає, що альтернатива повинна бути одночасно кращою і в рядах ранжирування по S і / або R .

Якщо одна із зазначених умов не виконується, то остаточне рішення представляється низкою альтернатив, які включають в себе:

- альтернативи $A^{(1)}$ і $A^{(2)}$, якщо не дотримуються тільки вимоги (б);
- альтернативи $A^{(1)}$, ..., $A^{(v)}$, якщо не виконується вимога (а).

В цьому випадку альтернатива $A^{(v)}$ визначається умовою $Q(A^{(v)}) - Q(A^{(1)}) \leq \Delta Q$

Висновки до розділу 4

Розроблені методи дають змогу розраховувати значення втрат електричної енергії та показників надійності в умовах динамічного керування режимами розподільних мереж з широким застосування розподіленої генерації і є підґрунтям для визначення оптимальних місць розміщення реклоузерів.

Запропонований метод багатокритеріального прийняття рішень дозволяє визначити оптимальні місця розміщення реклоузерів, враховуючи наявні в мережі комутаційні й захисні апарати, а також присутність та вплив локальних джерел енергії.

ВИСНОВКИ

1. Використання реклоузерів, як сучасних комутаційно-захисних апаратів, в повітряних розподільних мережах має носити комплексний характер, враховуючи одночасно як фактор забезпечення надійності електропостачання, так і можливість динамічного керування режимами з метою мінімізації втрат електричної енергії.

2. Ефективне використання широкого спектру сучасних комутаційно-захисних пристроїв в повітряних розподільних мережах потребує ретельного узгодження їх струмових та часових характеристик спрацювання.

3. Розроблені методи визначення втрат електричної енергії та сукупності показників, що характеризують рівень надійності, в умовах динамічного керування режимами дають змогу врахувати вплив на зазначені процеси джерел розподіленої генерації.

4. Реалізований метод багатокритеріального прийняття рішень дозволяє визначити оптимальні місця розміщення реклоузерів, враховуючи особливості динамічного керування режимами розподільних мереж, на підставі урахування сукупності факторів визначених особою, що приймає рішення.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Std 1366-2012. New York : IEEE, 2012.
2. Brown R. E. Electric Power Distribution Reliability. 2nd ed. Boca Raton : CRC Press, 2008. 520 p.
3. Billinton R., Allan R. N. Reliability Evaluation of Power Systems. 2nd ed. New York : Plenum Press, 1996. 538 p.
4. Кузнецов В. Г. Електричні системи та мережі : підручник. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. 412 с.
5. Праховник А. В., Денисюк С. П. Енергетична безпека та надійність електропостачання. Київ : НТУУ «КПІ», 2018. 356 с.
6. Савіна Н. В. Надійність електропостачання споживачів : навч. посіб. Львів : Львівська політехніка, 2019. 210 с.
7. EPRI. Distribution Automation Impacts on Reliability and Power Quality. Palo Alto : Electric Power Research Institute, 2016.
8. Правила улаштування електроустановок. Харків : Форт, 2017. 760 с.
9. Short T. A. Electric Power Distribution Handbook. Boca Raton : CRC Press, 2018. 899 p.
10. Schneider Electric. Easergy Recloser User Manual. Rueil-Malmaison : Schneider Electric, 2021.
11. ABB. Distribution Automation Handbook. Zurich : ABB Group, 2020.
12. IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 242-2001. New York : IEEE, 2001.

13. Kersting W. H. Distribution System Modeling and Analysis. 4th ed. Boca Raton : CRC Press, 2017. 876 p.
14. Blackburn J. L., Domin T. J. Protective Relaying: Principles and Applications. 4th ed. Boca Raton : CRC Press, 2014. 648 p.
15. Das J. C. Power System Protection. New York : Marcel Dekker, 2002. 1024 p.
16. Horowitz S. H., Phadke A. G. Power System Relaying. 4th ed. Hoboken : Wiley, 2013. 379 p.
17. IEC 60255-151 Measuring relays and protection equipment. Geneva : IEC, 2009.
18. Siemens AG. SIPROTEC Protection Relays Application Guide. Berlin : Siemens, 2019.
19. СОУ–Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012. Проектування електричних мереж напругою 0,4–110 кВ. Київ : Міненерговугілля України, 2012. 154 с.
20. Gonen T. Electric Power Distribution Engineering. 3rd ed. Boca Raton : CRC Press, 2014. 888 p.
21. Bollen M. H. J., Hassan F. Integration of Distributed Generation in the Power System. Hoboken : Wiley-IEEE Press, 2011. 536 p.
22. Momoh J. Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis. Hoboken : Wiley-IEEE Press, 2012. 245 p.
23. Денисюк С. П., Боцян Т. В. Smart Grid технології в електроенергетиці. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 320 с.
24. Денисюк С. П., Боцян Т. В. Smart Grid технології в електроенергетиці. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 320 с.

25. CIGRE Working Group C6.11. Guidelines for Microgrids. Paris : CIGRE, 2014.
26. Popov V., Tkachenko V., Yarmoluk O., Yatsenko D. Actual Trends of Electrical Distribution Systems Automation // Power Systems Research and Operation / ed. by O. Kyrylenko та ін. Cham : Springer, 2022. Vol. 220. P. 319–346. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_14.
27. Жаркін А., Попов В., Ярмолюк О., Палачов С., Наталич В. Багаторівневі гнучкі системи розподілу електричної енергії // Технічна електродинаміка. 2024. № 5. С. 63–68. ISSN 1607-7970. E-ISSN 2218-1903.
28. Яценко Д., Попов В., Кондратюк В., Замулко А., Фролов І. Розв’язання задачі динамічної реконфігурації розподільної мережі з джерелами розподіленої генерації у режимі реального часу // Вісник Хмельницького національного університету. 2024. № 2 (333). С. 61–69.
29. Anders G. J. Probability Concepts in Electric Power Systems. New York : Wiley, 1990. 497 p.
30. Willis H. L. Power Distribution Planning Reference Book. 2nd ed. Boca Raton : CRC Press, 2004. 1180 p.