

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Факультет інженерії та енергетики  
Кафедра електрифікації, автоматизації  
виробництва та інженерної екології  
Кваліфікаційна робота  
на правах рукопису

Герц Богдан Валерійович

**УДК 620.93**

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

**Критерії визначення виду та місця аварійних режимів в  
сільськогосподарських електричних мережах 0.38 кВ.**

141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”  
(шифр і назва спеціальності)

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

---

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи  
**Савченко Л.Г.**  
к.і.н., доцент

**Житомир – 2022**

## АНОТАЦІЯ

**Герц Богдан Валерійович. Критерії визначення виду та місця аварійних режимів в сільськогосподарських електричних мережах 0.38 кВ.**  
– *Кваліфікаційна робота на правах рукопису.*

Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”. – Поліський національний університет, Житомир, 2022.

В магістерській роботі для визначення виду аварійного режиму запропоновано три нові критерії:  $k_1$  – відношення напружень пошкоджених фаз до напружень непошкоджених фаз;  $k_2$  – відношення струмів пошкоджених фаз до струмів неушкоджених фаз;  $k_3$  – сума цих відношень.

Розроблено нові індивідуальні критерії для визначення місця аварійного режиму у мережі 0,38 кВ, що використовують відносини фазної напруги та струмів. Уточнення відстаней до місця пошкодження розрахованих методом фазних координат з урахуванням власних та взаємних індуктивностей та ємностей фаз лінії велика та становить 1...76%. При металевому замиканні можна використовувати один критерій  $k_4$  для всіх видів аварійних режимів, який забезпечує точність визначення місця аварійного режиму 2...8%.

Розроблено лабораторний стенд, та проведено експериментальні дослідження аварійного режиму моделі мережі 0,38 кВ, що підтвердили достовірність запропонованої методики розрахунку аварійного режиму та методів визначення їх виду та місця. Відмінність виміряних напруг від розрахункових становить 1...7%, а струмів – 1...6%. Інтервали критеріїв  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_3$  визначення виду аварійного режиму практично збігаються. Відмінність відстаней до місця ушкодження за розрахунковими та експериментальними даними становить 4...13%.

*Ключові слова: електричне мережа, аварійний режим, критерій, обрив, напруга.*

## ANNOTATION

**Hertz Bohdan Valeriyovych. Criteria for Determining the Type and Location of Emergency Modes in Agricultural Electrical Networks 0.38 kV. – Qualification work on the rights of the manuscript.**

Qualification work for a master's degree in the specialty 141 "Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics". – Polissya National University, Zhytomyr, 2022.

In the master's thesis, three new criteria are proposed for determining the type of emergency mode:  $k_1$  - the ratio of the stresses of damaged phases to the stresses of undamaged phases;  $k_2$  – ratio of currents of damaged phases to currents of undamaged phases;  $k_3$  is the sum of these ratios. New individual criteria have been developed for determining the location of the emergency mode in the 0.38 kV network, using phase voltage and current relationships. The refinement of the distances to the place of damage calculated by the method of phase coordinates, taking into account the own and mutual inductances and capacitances of the phases of the line, is large and amounts to 1...76%. In the case of a metal circuit, one  $k_4$  criterion can be used for all types of emergency modes, which ensures an accuracy of determining the location of an emergency mode of 2...8%.

A laboratory stand was developed, and experimental studies of the emergency mode of the 0.38 kV network model were carried out, which confirmed the reliability of the proposed method of calculating the emergency mode and methods of determining their type and location. The difference between the measured voltages and the calculated ones is 1...7%, and the currents – 1...6%. The intervals of criteria  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_3$  for determining the type of emergency mode practically coincide. The difference in distances to the place of damage according to calculated and experimental data is 4...13%.

*Key words: electrical network, emergency mode, criterion, interruption, voltage.*

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1. СТАН ПИТАННЯ ВИЗНАЧЕННЯ ВИДУ ТА МІСЦЯ АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	11
РОЗДІЛ 2. КРИТЕРІЇ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ АВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ТА ІНТЕРПОЛІРУЮЧА АНАЛІТИЧНА ФУНКЦІЯ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ АВАРІЙНОГО РЕЖИМУ.....	24
РОЗДІЛ 3. РЕЗУЛЬТАТИ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	42
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	57
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	59

## ВСТУП

Електроенергетика України розвивається, будуються та модернізуються електростанції, підстанції та лінії електропередачі. Найчисленнішими є розподільні електричні мережі 0,38-6-10-35 кВ. Вони розташовані на дуже великій території. Загальна довжина мереж 0,38 кВ становить близько мільйона кілометрів. При цьому половина ліній та підстанцій відпрацювали свій ресурс та потребують модернізації. Так само застаріли й засоби релейного захисту і автоматики (РЗіА). Нові лінії будуються із самонесучими ізольованими проводами (СІП). Розробляються нові пристрої на основі мікропроцесорної техніки. Окрім завдання захисту елементів електричної мережі гостро стоїть завдання виявлення місця ушкодження (ВМУ) у яких. На сьогоднішній день кошти РЗіА та ВМУ виконуються окремо. Однак у майбутньому вирішення цих завдань буде об'єднано в одному пристрої. Все це вимагає розробки нових методів розрахунку та виявлення аварійних режимів (АР).

Підвищення надійності та ефективності функціонування сільських електричних мереж є важливим завданням електроенергетики. На етапі нові технології виробництва не допускають перерв в електропостачанні.

Як уже зазначалося, мережі 0,38 кВ є найчисленнішими та розташованими на великій території. Це ускладнює їх експлуатацію та визначення місця ушкодження. Найбільш поширеним видом ушкодження повітряних ліній (ПЛ) 0,38 кВ є короткі замикання. У разі виникнення АР необхідно або селективно відключити аварійну ділянку, або передати інформацію диспетчеру. Це означає, що необхідно знати напруги та струми при всіх видах АР, які можна виміряти чи розрахувати. Тобто, необхідно мати сучасні прилади вимірювання та методи розрахунку.

У цій роботі, вдосконалено метод розрахунку напруги та струмів у всіх аварійних режимах мережі 0,38 кВ, а також метод визначення виду та місця АР з напруги та струмів на початку лінії. При вдосконаленні методів розрахунку

використано метод фазних координат (ФК), який останнім часом все частіше використовується в електричних мережах і ґрунтується на теоретичних положеннях. В умовах важкодоступної місцевості та значної протяжності ліній 0,38 кВ успішне ВМУ дозволяє значно скоротити перерву в електропостачанні споживачів. Навіть якщо пошкодження буде автоматично усунено, необхідно знати, що сталося. Тому треба шукати місце як при стійкому, так і при самоусувному пошкодженні для розробки заходів щодо підвищення ефективності роботи мережі.

**Актуальність теми.** На сьогоднішній день для мереж класу 110 кВ і вище розроблено багато пристроїв для захисту елементів мереж, а також для ВМУ. Для розподільчих мереж спеціальних приладів ЗМУ немає. Використання приладів ВМУ, призначених для мереж класу 110 кВ і вище, у розподільчих мережах не є ефективним через їх відносно велику вартість. Крім того, ці прилади погано працюють у розподільчих мережах із ізольованою нейтраллю, а також при замиканнях через перехідний опір. Лінії 0,38 кВ переважно є повітряними лініями (ПЛ), які живлять сільськогосподарські споживачі, розташовані на великій території. Тому завдання ЗМУ у цих мережах актуальна, оскільки вони розташовані у важкодоступній сільській місцевості (ліси, яри, болотисті ділянки, кучугури тощо). У разі виникнення АР необхідний обхід ліній, причому часто за несприятливих погодних умов (дощ, сніг, вітер, низька чи висока температура). Скорочення часу виявлення та усунення АР підвищує ефективність роботи мереж 0,38 кВ. Для цього необхідно або модернізувати існуючі прилади ВМУ, або розробляти нові спеціальні пристрої.

З іншого боку, розробки приладів ЗМУ необхідно вміти розраховувати АР. Для цього в основному застосовуються два методи: метод трьох симетричних складових та метод фазних координат. У мережах класу 110 кВ і вище застосовується метод ФК, який добре себе зарекомендував. У

розподільчих мережах 0,38-6-10-35 кВ цей метод застосовується поки що обмежено.

Дослідження щодо застосування методу ФК виконані вченими: Ульяновим С.А., Мельниковим Н.А., Лосєвим С.Б., Черніним А.Б., Федосєєвим А.М., Фабрикантом В.А., Гусєйновим А.М., Берман А.П. та ін.

Великий внесок у вирішення питань з ВМУ в електричних мережах зробили вчені: Айзенфельд А.І., Аржанников Є.А., Біляков Ю.С., Кудрявцев А.А., Кузнецов А.П., Лямець Ю.А., Шабад М.А., Шалит Г.М. та ін.

Методи та засоби ВМУ діляться на дистанційні та топографічні.. До них відносяться - імпульсні, хвильові, а також петлеві методи. Імпульсні методи застосовують на одиночних лініях. Хвильові – при випробуваннях одиночних кабельних ліній високою напругою. Петлеві – на одиночних лініях, відключених від мережі із двох сторін. Наразі розробляються нові методи та засоби ВМУ, але, як і раніше, проблема визначення відстані до місця пошкодження залишається актуальною.

Більшість методів вимагають відключення лінії від мережі, що створює певні труднощі. У мережах класу 110 кВ і вище підключення приладів РЗіА та ВМУ здійснюється через трансформатори напруги та трансформатори струму. У мережах 0,38 кВ цього не потрібно через низький клас напруги. Ця обставина зменшує похибку роботи засобів ВМУ.

Дана робота присвячена розробці методів розрахунку та виявлення АР у сільських мережах 0,38 кВ. Для розрахунку використаний метод ФК, і використані моделі всіх елементів електричних мереж, відповідно до мережі. Для виявлення АР розвивається дистанційний метод на основі одностороннього виміру, що використовує фазні напруги та струми на початку лінії 0,38 кВ. Для практичної реалізації можна або модернізувати мікропроцесорні прилади, що випускаються промисловістю, наприклад «СІРІУС-2-0,4», або розробляти спеціальні нові прилади.

У цій роботі розроблено програму розрахунку, а так само розраховано та досліджено всі види АР, та запропоновано критерії визначення виду та місця АР у мережах 0,38 кВ. Робота є продовженням досліджень, які проводяться на даний час. Свій внесок у дослідження зробили такі вчені: Солдатов В.А., Попов Н.М., Олін Д.М., Клочков А.М., Баранов А.А., Климов Н.А., Солдатов С.В.

На етапі інтенсивно розвивається обчислювальна техніка. Це дозволяє розрахунку аварійних режимів методом фазних координат, який передбачає використання матриць параметрів елементів електричної мережі: ліній, трансформаторів, навантажень та інших пристроїв. Крім того, з'являється можливість розробки інформаційно-пошукових систем АР з використанням фазних напруг та струмів.

**Метою роботи** є розробка спеціальних критеріїв для визначення виду та місця АР у мережі 0,38 кВ із використанням сучасних методів обчислення.

Для досягнення цієї мети вирішувалися **такі завдання**:

1. Вивчити та використовувати існуючі моделі елементів електричної мережі у ФК, а також розробити універсальну розрахункову модель та програму розрахунку АР мережі 0,38 кВ, що включають всі елементи мережі, і справедливі як для ПЛ, так і для ліній, виконаних СІП.

2. Провести дослідження та розробити критерії визначення виду АР, справедливі за всіх можливих параметрів елементів мережі 0,38 кВ, а також при металевому замиканні та замиканні через перехідний опір.

3. Провести дослідження та розробити індивідуальні критерії визначення місця всіх видів АР за будь-якого перехідного опору в місці замикання. Отримати аналітичний вираз для інтервалу довжини лінії, у якому стався аварійний режим.

**Об'єкт дослідження.** Об'єктом дослідження є електрична мережа напругою 0,38 кВ та її аварійні режими.



**Предмет дослідження.** Предметом дослідження є методи розрахунків АР, а також критерії та засоби визначення їх виду та місця в електричній мережі 0,38 кВ.

**Гіпотеза дослідження.** Якщо використовувати метод фазних координат для розрахунку аварійних режимів мереж 0,38 кВ, а також розробити критерії визначення їх виду та місця, то це дозволить удосконалити прилади визначення місця ушкодження та знизити час виявлення та усунення аварії.

**Методи дослідження.** Під час здійснення розробок використовувалися: методи математичного та комп'ютерного моделювання електричної мережі 0,38 кВ у фазних координатах; матрична теорія електричних мереж; інтерполяційні поліноми; елементи теоретичних основ електротехніки; методики визначення техніко-економічної ефективності; експериментальні дослідження на розробленому стенді.

Розроблені методи розрахунку та виявлення виду та місця аварійних режимів мережі 0,38 кВ реалізовані у програмі розрахунку на ЕОМ, що дозволяє підвищити ефективність ВМУ у цих мережах та визначати місце пошкодження з достатньою для практичного застосування точністю.

#### **Перелік публікацій за темою роботи:**

1. Савченко Л. Г., Герц Б.В. Експериментальне дослідження інтервалів критеріїв визначення виду ушкодження. *Наукові читання–2022: матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики. 7 червня 2022 р. Житомир: Поліський національний університет, 2022. С. 9-10.*

2. Савченко Л. Г., Герц Б.В. Прибори та пристрої для знаходження місця пошкодження у сільських електричних мережах. *Збірник тез доповідей XXIII Міжнародної наукової конференції "Сучасні проблеми землеробської механіки" (16–18 жовтня 2022 року).* МОН України, Національний університет

біоресурсів і природокористування України, Житомирський агротехнічний фаховий коледж. Київ. Житомир. 2022.С. 347-350.

3. **Герц Б.В.** Прилади та пристрої для ВМУ. *Збірник тез VII Всеукраїнської науково-практичної конференції «Перспективи і тенденції розвитку конструкцій та технічного сервісу сільськогосподарських машин і знарядь»* 31 березня 2021 року, м. Житомир. С. 278-279.

**Практичне значення одержаних результатів.** Практична цінність полягає у встановленні критеріїв та засобів визначення місця аварійних режимів в електричній мережі 0,38 кВ

**Структура та обсяг роботи.** Кваліфікаційна робота складається з вступу, трьох розділів, висновків, списку використаних джерел з 19 найменувань. Загальний обсяг роботи становить 61 сторінка комп'ютерного тексту, містить 19 рисунків і 12 таблиць.

## РОЗДІЛ 1

### СТАН ПИТАННЯ ВИЗНАЧЕННЯ ВИДУ ТА МІСЦЯ АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

#### 1.1. Класифікація методів та засобів ВМУ

У відомих роботах наведено класифікацію методів та засобів ВМУ в електричних мережах. Наведемо аналіз методів та засобів ВМУ.

Методи та засоби ВМУ можна розділити на дистанційні та топографічні.

Пристрої, які використовують дистанційні методи, встановлюються на підстанціях та можуть вказувати відстань до місця ушкодження.

Пристрої, що використовують топографічні методи, знаходяться у розпорядженні пошукової бригади, яка оминає пошкоджену лінію електропередачі.

Дистанційні методи поділяються на: методи стоячих хвиль; локаційні та хвильові; за параметрами аварійного режиму односторонні та двосторонні; ємнісні; петльові.

Топографічні поділяються на: електромеханічні; індукційні; потенційні; акустичні.

В умовах важкодоступної сільської місцевості успішне визначення місця пошкодження дозволяє значно скоротити перерву в електропостачанні споживачів.

Методи ВМУ та його ефективність залежить від специфіки режиму роботи нейтралі. Режими роботи нейтралі розподільчих мереж 0,38-6-10-35 кВ різняться. У мережах 0,38 кВ використовують глухозаземлену нейтраль, а в мережах 6-10-35 кВ – ізольовану нейтраль.

Наведемо огляд методів ВМУ, що використовуються не тільки в розподільчих мережах, але і в електричних мережах класу 110 кВ та вище.

Дистанційні методи ВМУ (імпульсні, хвильові, петлеві) застосовуються в основному на відключених від мережі лініях. З'явилися нові методи та засоби ВМУ з використанням активного зондування ліній.

Однофазні замикання на землю (ОЗЗ) у мережах 6-10-35 кВ важко визначити, і для них розробляють спеціальні методи та пристрої.

Для визначення ОЗЗ на лініях застосовуються методи з відключенням пошкодженої лінії (імпульсні, петлеві та метод коливального розряду), а також методи на основі накладання на мережу струмів непромислової частоти. Для визначення відстані до місця ОЗЗ на лінії пропонується використовувати струм, що протікає через заземлення резистор нейтралі. Однак це потребує резистивного заземлення нейтралі.

Дистанційні засоби та методи ВМУ при живленні їх від трансформаторів напруги та трансформаторів струму не дозволяють досить точно визначити відстань до місця ушкодження. В основному вони визначають зону, в якій відбулося пошкодження, а в межах зазначеної зони використовуються вже топографічні засоби. Принцип виконання дистанційних засобів ВМУ при ОЗЗ у мережах 6-10-35 кВ різко відрізняється від таких засобів у мережах 110 кВ та вище.

Аналіз характеру пошкодження ліній електропередач виконується на основі статистики, зібраної за тривалий період часу. Найбільша частина пошкоджень посідає однофазні замикання на землю, викликані виходом з ладу опор, ізоляторів, а також обривами проводів. Пошкодження ліній призводить до порушення електропостачання. Скорочення часу простою, що витрачається виділення пошкодженого елемента мережі та пошуку місця пошкодження лініях електропередачі, істотно знижує величину збитків.

Однією з основних завдань забезпечення надійності електропостачання є своєчасне виявлення місця ушкодження. До появи відповідних приладів пошук пошкодження проводився шляхом обходу пошкодженої лінії, що було вкрай незручно і тривало багато часу. До того ж, деякі види пошкоджень візуально

важко розрізнити. З початку 60-х років у електроенергетиці почали з'являтися прилади визначення місця ушкодження. Насамперед цими приладами обладналися лінії електропередач 110 кВ та вище. У 90-ті та наступні роки відбувається тенденція до збільшення кількості засобів ВМУ, що фіксують параметри аварійного режиму, які дозволяють розрахувати відстань до місця аварії.

Таким чином, одним із головних завдань забезпечення надійності електропостачання є своєчасне виявлення місця ушкодження.

Кожен засіб ВМУ використовує один або кілька методів визначення місця ушкодження. Класифікація за методами визначення місця ушкодження представлена на рис. 1.1.

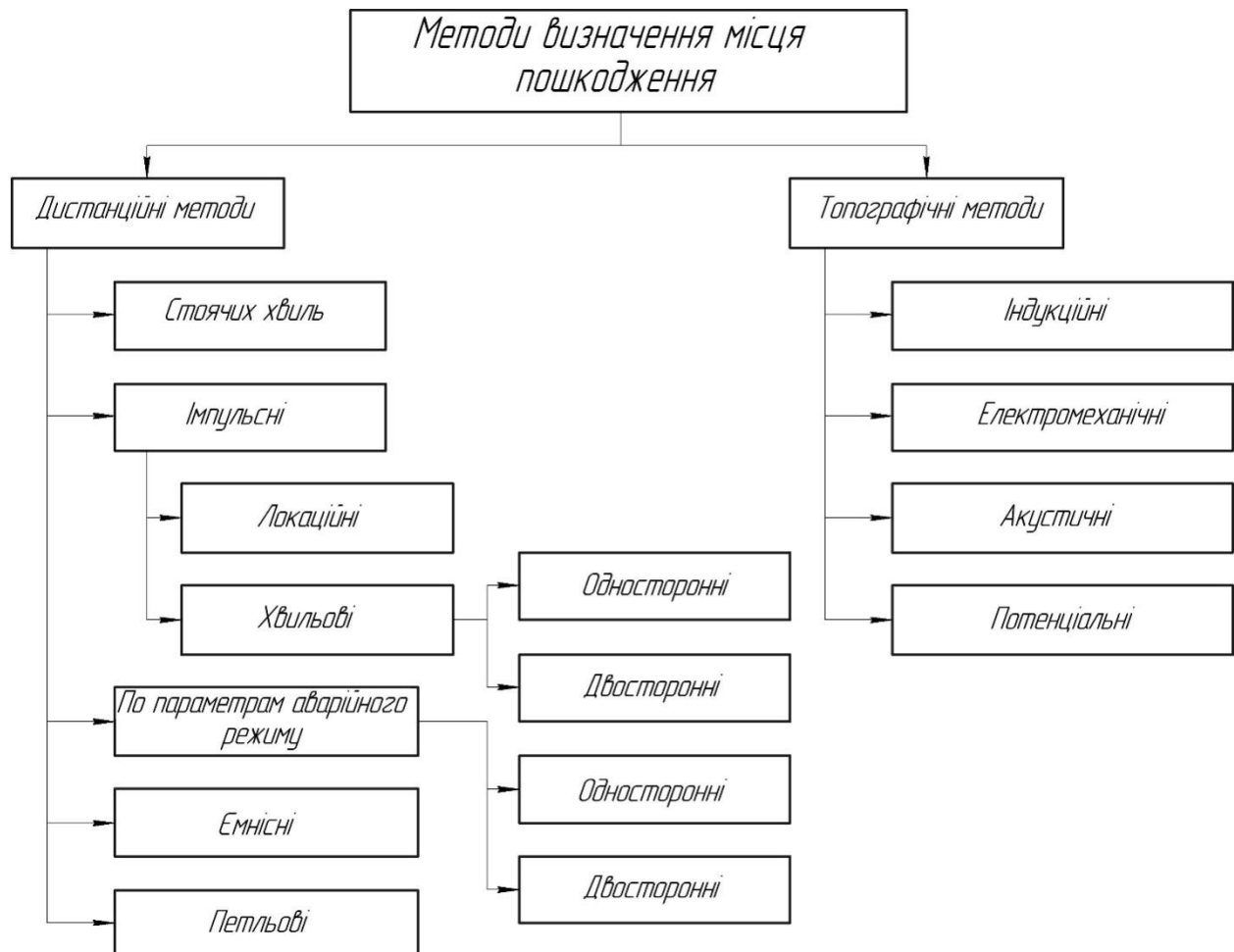


Рис. 1.1. Схема класифікації методів ВМУ

### *Дистанційні методи*

1. Імпульсні методи ВМУ. Імпульсні (локаційні) методи ВМУ використовують вимірювання часу між моментом послілки в лінію імпульсу і моментом повернення його до початку лінії після відбиття від місця ушкодження. Вони поділяються на автоматичні та не автоматичні.

2. Метод коливального розряду при ВМУ. Метод коливального розряду використовують пробій в ізоляції кабелю, постійною напругою. Відстань до місця пошкодження визначається за тимчасовою затримкою між приходом до початку кабелю імпульсів напруги або імпульсів струму, відбитих від місця пошкодження.

3. Петльовий метод ВМУ. Петльовий метод використовує вимірювання опору постійного струму пошкодженої фази лінії за допомогою моста постійного струму. Його перевагою є незалежність розрахункової формули від перехідного опору у місці ушкодження. Цей метод застосовується тільки при стійких замикання.

4. Резонансні методи ВМУ на основі використання накладених струмів. Для пошуку траси та топографічного визначення місця ушкодження в кабелях застосовуються накладені струми певного діапазону частот. Такі методи пошуку інколи називають індукційними. Розглядається можливість їх застосування і для дистанційного ВМУ.

5. Метод стоячих хвиль при ВМУ. Цей метод використовує вимірювання повного вхідного опору пошкодженої лінії широкому діапазоні частот і застосовується визначення ОЗЗ і обривів. Суть методу полягає в тому, що лінію відключають та приєднують до неї джерело періодичного (синусоїдального) сигналу високої частоти. При досить високих частотах, лінію розглядають як довгу лінію з розподіленими параметрами. Використовують падаючу хвилю, що характеризується постійним поширенням. Частота джерела коливання має бути дуже високою. Тому аналізований метод називають також високочастотним, а іноді резонансним.

6. Метод ВМУ на основі розряду зовнішніх конденсаторів. Метод передбачає використання зовнішнього конденсатора. Визначається власна частота коливального контуру, утвореного пошкодженою фазою, перехідним опором та цим конденсатором. Конденсатор підключається між пошкодженою фазою попередньо відключеної лінії та землею. Недоліком цього є похибка від неврахування перехідних опорів у місці ушкодження, яка може бути істотною.

7. ВМУ з вхідного опору лінії на непромисловій частоті. При міжфазних КЗ для дистанційного ВМУ широко використовуються параметри петлі короткого замикання: струм, напруга та опір. При міжфазних КЗ у мережах 6-10-35 кВ, а також при однофазних та міжфазних КЗ у мережах 110 кВ спеціальним чином підбирають вхідні величини напруги  $U_{вх}$  та струму  $I_{вх}$ . При двофазних КЗ використовуються міжфазна напруга та різниця струмів пошкоджених фаз. При однофазних КЗ використовуються фазна напруга  $U_{\phi}$  та фазний струм  $I_{\phi}$  пошкодженої фази, компенсований струмом нульової послідовності  $I_0$ . Для зручності порівняння основні переваги та недоліки існуючих методів дистанційного ВМУ представлені у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Переваги та недоліки дистанційних методів ВМУ

Метод ВМУ	Переваги	Недоліки
Імпульсний метод	1. можливість автоматичної та неавтоматичної локації; 2. достатня точність при визначенні місця ушкодження; 3. наявність серійної апаратури, що випускається.	1. складність у отриманні необхідного відбитого імпульсу; 2. метод застосуємо лише з вимкнених лініях; 3. складність під час використання методу в мережах 6-35 кВ через

		розгалуженості мережі.
Метод стоячих хвиль	<p>1. достатня точність при визначенні місця ушкодження;</p> <p>2. метод застосуємо як ПЛ, так і для КЛ;</p> <p>3. вплив перехідного опору лише на амплітуду напруги (струму). Основні співвідношення при цьому виконуються.</p>	<p>1. залежність параметрів лінії та хвильового опору від частоти;</p> <p>2. метод застосуємо лише з відключеної лінії.</p>
Метод коливального розряду	<p>1. можливість фіксації відстані до місця пробою ізоляції;</p> <p>2. можливість застосування методу при випробуваннях ізоляції;</p> <p>3. висока точність при визначенні місця пробою ізоляції.</p>	<p>1. метод застосуємо лише з вимкнених кабельних лініях;</p> <p>2. потрібно застосування високого випробувального напруження.</p>
Петльовий метод	<p>1. метод застосуємо як КЛ, так і ПЛ;</p> <p>2. перехідний опір у місці пошкодження не чинить впливу на розрахункову формулу</p>	<p>1. необхідне відключення лінії з обох сторін;</p> <p>2. вплив опору приєднувальних приводів та контактів;</p>



		3. метод застосуємо лише за стійких замиканнях на землю.
Резонансні методи визначення місця ушкодження при накладення струмів промислової частоти	1. можливість застосування методу без відключення лінії; 2. метод досить широко застосовується для трасового ВМУ.	1. вплив перехідного опору та власної ємності лінії; 2. необхідно застосування додаткової ємності та індуктивності
Метод попередньо заряджених конденсаторів	1. можливість нехтування власною ємністю лінії.	1. похибка через неврахування перехідного опору у місці ушкодження; 2. мінімальна величина індуктивності лінії при близьких замиканнях на землю.
Визначення місця пошкодження по вхідному опору при накладенні струмів непромислової частоти	1. щодо вхідного Опору використовуються параметри однофазного замикання на землю (струм і напруга).	1. обмеженість застосування методу при однофазних замиканнях на землю в мережах 6–35кВ через відсутність петлі струму КЗ; 2. під час використання

		струмів непромислової частоти впливає розподілений характер індуктивності та ємності лінії
--	--	---

### *Топографічні методи*

1. Індукційний метод. Метод використовує струм, що виробляється спеціальним генератором, що підключається на підстанції до вже відключеної лінії. Пошукова бригада, рухаючись уздовж траси кабельної лінії, вловлює характер зміни магнітного та електричного поля, створюваного струмом, що протікає по лінії.

2. Акустичний метод. Метод застосовується для кабельних ліній. Він заснований на уловлюванні акустичних коливань, що виникають на поверхні ґрунту при іскровому розряді в ізоляції кабельної лінії. У цьому оператор переміщається у зоні, знайденої попередньо якимось іншим методом. Іскровий розряд створюється за допомогою спеціальних пристроїв, що підключаються на кінці кабелю після вимкнення.

3. Потенційний метод. Метод фіксує вздовж траси кабелю електричні потенціали, створювані протікаючим по оболонці кабелю. У місці ушкодження зазначений потенціал має найбільше значення.

4. Електромеханічний метод. Метод фіксує механічні зусилля, створювані з допомогою струму короткого замикання. Електромеханічні покажчики встановлюються на опорах повітряних ліній. При протіканні струму КЗ у покажчика випадає блінкер, яким визначають наявність КЗ. Здебільшого цей метод використовують у мережах 6-10 кВ сільськогосподарського призначення.

## 1.2. Прилади та пристрої для ВМУ

У повітряних мережах 6-10-35 кВ широкого поширення набули переносні прилади, засновані на використанні процесів та явищ, що відбуваються в мережі за різних видів ушкоджень.

Спочатку були розроблені та випущені промисловістю прилади «Пошук-1», «Хвиля» та «ЗОНД». Ефективність застосування цих приладів визначалася можливістю відшукування місця ушкодження без послідовного відключення лінії та відгалужень, що знижувало недовідпустку електроенергії споживачам. Також позитивний досвід експлуатації мав прилад «Гармоніка». Крім того, знайшов застосування прилад для визначення місця замикань на землю ліній 6-10-35 кВ "КВАНТ", призначений для визначення місця ОЗЗ у мережах 6-10-35 кВ. Він також може використовуватися для пошуку обривів, пошкодження ізоляції опор та дистанційного контролю струму навантаження та напруги в мережах 0,38 кВ. Цей прилад є топографічним.

Широке застосування електричних мережах отримали різні фіксуючі індикатори струму і напруги типу ФІП, ЛИФП-А, ЛИФП-Б, ФПТ, ФПН.

На сьогоднішній день промисловістю випускаються блоки мікропроцесорних захистів з функцією ВМУ: ІМФ, «СІРІУС», «Бреслер». Вони використовуються в мережах 110 кВ і вище для визначення місць ушкодження ліній при однофазних та міжфазних КЗ. У мережах 6-10-35 кВ вони можуть бути використані лише при міжфазних КЗ або при подвійних замиканнях на землю.

Зараз велика увага приділяється пошуку місця ушкодження кабельних ліній та ліній, виконаних самонесучими ізольованими проводами. Але більшість методів погано працюють при замиканнях через перехідний опір. Крім того, розподільні мережі здебільшого мають розгалужену структуру, що значно ускладнює процес пошуку.

Для повітряних ліній останнім часом пропонується використовувати різні види механічних сигналізаторів, GSM-передавачів, які встановлюються безпосередньо на опорах лінії та служать для контролю цілісності дроту, пробою ізоляторів та інших пошкоджень. Вони передають інформацію каналом зв'язку, або сигналізують про виникнення ушкодження з допомогою візуальних засобів. Проте вони потребують значних капітальних вкладень.

Таким чином, незважаючи на велику кількість існуючих методів, завдання дистанційного ВМУ у розподільчих електричних мережах залишається актуальним. Більшість пристроїв служать для фіксації місць міжфазних замикань та подвійних замикань на землю. До них відносяться ФП, ЛПФ-А(В), ФПТ, ФПН, ІМФ, "СІРІУС" та інші. Але їх застосування у розподільчих мережах обмежене.

Найбільш ефективні засоби ВМУ у повітряних лініях 110-750 кВ, де термін окупності засобів ВМУ малий. На даний момент мережі 6-10-35 кВ мало оснащені засобами ВМУ. Мережі 0,38 кВ взагалі немає коштів ВМУ.

Найсучасніший прилад для ВМУ – це «СІРІУС-2 ЗМУ». Він ефективний для мереж класу 110 кВ та вище. У розподільчих мережах його ефективність мала через досить велику вартість. Крім того, його показання справедливі лише при металевому короткому замиканні. При дузі та замиканні через перехідний опір можлива неправильна робота приладу, який видає повідомлення, що до місця ушкодження 999 км. Він не визначає ОЗЗ у мережах 6-10-35 кВ. ВМУ проводиться тільки для трифазних КЗ, для двофазних КЗ, для однофазних КЗ та в деяких випадках для подвійних замикань на землю.

Часто засоби ВМУ використовують не один, а кілька методів ВМУ.

Найбільш поширеним методом ВМУ став дистанційний метод вимірювання за параметрами аварійного режиму. Він заснований на вимірі під час КЗ фазних струмів і напруг або прямої, зворотної та нульової послідовностей. Метод використовує параметри аварійного режиму (струми і

напруги) як пристроїв РЗіА, так засобів ВМУ при миттєвому визначенні місця ушкодження без підключення спеціальних генераторів.

Однак, методи ВМУ за параметрами непридатні при ОЗЗ у розподільчих мережах 6-10-35 кВ, де струм замикання занадто малий.

Для мереж із ізольованою нейтраллю класу 6-10-35 кВ використовуються і спрощені методи ВМУ за одностороннім виміром. Ними є: ВМУ за рівнем струму КЗ; ВМУ по напрузі зворотної послідовності; комплексний підхід з використанням мікропроцесорних приладів (ІМФ або "СІРІУС").

Багато методів ВМУ засновані на дистанційному принципі, при якому розраховується комплексний опір, як відношення комплексної напруги на комплексний струм. Основною проблемою при односторонньому вимірі залишається облік впливу перехідного опору.

В даний час широко застосовуються фіксуючі вольтметри та амперметри. Вони забезпечують вимірювання та тривале запам'ятовування (фіксацію) значень напруги та струмів, що існували в режимі КЗ. Ці вольтметри та амперметри повинні працювати автоматично у режимі коротких замикань на лініях. Крім того, вони повинні правильно взаємодіяти з пристроями РЗіА та з пристроями автоматичного повторного включення (АПВ).

Опишемо основні вимоги до фіксуючих вольтметрів і амперметрів, які застосовуються в мережах 110 кВ і вище, але вони можуть бути використані і для мереж 0,38-6-10-35 кВ:

1) Швидкодія. Фіксуючі вольтметри та амперметри повинні запам'ятовувати значення напруги та струмів, що існують у режимі КЗ, до початку відключення вимикачів пошкодженої лінії. Зазвичай час фіксації має не перевищувати 0,1 з після початку КЗ, а деяких випадках – 0,06 с.

2) Відстороненість від вільних складових. Вирази для розрахунку відстані до місця КЗ повинні бути правильними для діючих значень електричних величин на промисловій частоті 50 Гц.

3) Можливість зберігання інформації про кілька аварій.

4) Блокування. Одноразові прилади, що фіксують, повинні забезпечувати фіксацію при першому КЗ, а потім виводитися з дії, тобто блокуватись і не реагувати на наступні КЗ до зчитування показань.

5) Селективність. Має бути передбачена можливість «селективного» включення, тобто. автоматичного скидання показань і деблокування спрацьованих фіксуючих вольтметрів і амперметрів за відсутності сигналу аварійної сигналізації підстанції про аварійне відключення вимикача лінії, що обслуговується.

6) Тривалість запам'ятовування. Прилад повинен мати незалежну пам'ять. Мікропроцесорні прилади теж забезпечують зберігання інформації щонайменше, ніж 10 годин (зазвичай з допомогою попередньо заряджених конденсаторів). 7) Точність. Похибка фіксуючих амперметрів і вольтметрів для визначення місця КЗ повинна становити не більше 5% у всьому їх діапазоні роботи.

8) Фіксуючі прилади повинні мати засоби для передачі своїх показників.

9) Мінімальне споживання потужності. По вимірювальному входу приладу споживання потужності має бути мінімальним для зменшення навантаження на вимірювальні трансформатори струму та напруги з метою зменшення їхньої похибки.

Усі досягнення в галузі створення фіксуючих вольтметрів та амперметрів, а також приладів ВМУ можна використовувати і в мережах класу 0,38-6-10-35 кВ. Для цього необхідно мати точніший метод розрахунку струмів і напруг, а також необхідні прилади вимірювання та передачі інформації.

У розподільчих мережах використовують спосіб визначення місця ОЗЗ у мережах 6-10-35 кВ, при якому встановлюється на кожному опорі покажчик, що фіксує пошкодження ізоляції та передавач з'єднаний з приймачем диспетчерського пункту каналом зв'язку.

У мережах 110 кВ та вище застосовуються методи двостороннього виміру.

Однак для мереж 0,38-6-10-35 кВ застосувати ці методи неможливо. Крім того, це є невиправдано економічно.

### **Висновки по розділу**

Нами розглядається можливість здійснення ВМУ в мережах 0,38 кВ. Пропонується оснастити прилад захисту, що випускається промисловістю, блоком ВМУ. Для цього необхідно розробити методику та програму розрахунку аварійних режимів мережі 0,38 кВ, а також запропонувати та обґрунтувати критерії визначення виду та місця аварійного режиму.

## РОЗДІЛ 2

### КРИТЕРІЇ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ АВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ТА ІНТЕРПОЛІРУЮЧА АНАЛІТИЧНА ФУНКЦІЯ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ АВАРІЙНОГО РЕЖИМУ

#### 2.1 Критерії визначення місця аварійного режиму

Крім визначення виду аварійного режиму у розподільчих мережах актуальним є завдання визначення його місця, тобто відстані від початку лінії до пошкодження та інтервалу, в якому, можливо, стався цей АР.

Для фідера 0,38 кВ без урахування взаємних індуктивних опорів та власних та взаємних ємностей можна оцінити відстані до точки КЗ, використовуючи формули.

При трифазному КЗ відстань до точки пошкодження:

$$L_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{UL}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot Z_{\text{пр}}}, \quad (2.1)$$

При двофазному КЗ відстань до точки пошкодження:

$$L_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{UL}{2 \cdot I_{\text{КЗ}}^{(2)} \cdot Z_{\text{пр}}}, \quad (2.2)$$

При однофазному КЗ відстань до точки пошкодження:

$$L_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}UL}{I_{\text{КЗ}}^{(1)} \cdot (2 \cdot Z_{\text{пр}} + Z_{\text{нул}})}, \quad (2.3)$$

$$Z_{\text{пр}} = \sqrt{R_{\text{пр}}^2 + X_{\text{пр}}^2} \quad Z_{\text{нул}} = \sqrt{R_{\text{нул}}^2 + X_{\text{нул}}^2} \quad (2.4)$$

В (2.1) – (2.4) позначено:  $UL$  – лінійна напруга;  $R_{\text{пр}}$ ,  $X_{\text{пр}}$ ,  $Z_{\text{пр}}$  – питомі активне, індуктивне та модуль опорів лінії прямої послідовності;  $R_{\text{нул}}$ ,  $X_{\text{нул}}$ ,  $Z_{\text{нул}}$  – питомі активний, індуктивний і модуль опорів лінії нульової послідовності;  $I_{\text{КЗ}}$  – відповідні вимірювані струми короткого замикання.

Результати розрахунків за формулами (2.1) – (2.4) зведено до таблиці 2.1. Відмінності реальних відстаней до точки короткого замикання порівняно з розрахованими відстанями за формулами (2.1) – (2.4) представлені у таблиці



2.2. Довжина фідера 0,38 кВ обрана свідомо великою від 1 до 3 кілометрів. При менших довжинах лінії ( $L < 1$  км) відхилення відстаней у відсотках набагато більше. Дані у таблицях 2.1 – 2.2 розраховані для металевого замикання у місці ушкодження. При замиканні через перехідний опір (понад 10 Ом) відхилення становлять значно більше.

Таблиця 2.1 – Відстань до місця КЗ.

Відстань до місця КЗ, $L_{КЗ}$	Довжина лінії 1 км			Довжина лінії 2 км			Довжина лінії 3 км		
	Кінець	Середина	Початок	Кінець	Середина	Початок	Кінець	Середина	Початок
$L_{КЗ}^{(3)}$ , км	1,047	0,592	0,228	1,963	1,048	0,228	2,878	1,508	0,228
$L_{КЗ}^{(2)}$ , км	0,996	0,551	0,181	1,858	1,008	0,183	2,698	1,464	0,181
$L_{КЗ}^{(1)}$ , км	1,238	1,185	1,117	1,884	1,738	1,545	2,527	8	1,934
$L_{КЗ}^{(1)}$ на землю км	0,473	0,249	0,05	0,828	0,461	0,047	1,137	0,659	0,045

Таблиця 2.2 – Відмінності відстаней до місця КЗ у %.

Відстань до місця КЗ, $L_{КЗ}$	Довжина лінії 1 км			Довжина лінії 2 км			Довжина лінії 3 км		
	Кінець	Середина	Початок	Кінець	Середина	Початок	Кінець	Середина	Початок
$L_{КЗ}^{(3)}$ , км	-4,9	-18,2	-126	1,82	-4,9	-128	4,2	-0,7	-129,2
$L_{КЗ}^{(2)}$ , км	0,51	-10,2	-83	7,08	-0,8	-81	10,1	2,7	-82,2
$L_{КЗ}^{(1)}$ , км	-23,9	-137	-1018	5,87	-73,8	-1454	15,7	-51,8	-1844,0
$L_{КЗ}^{(1)}$ на землю км	52,8	50,2	51	58,67	541	3	62,2	56,1	57,1

З табл. 2.1 і 2.2 видно, що, чим довша лінія і що далі точка КЗ, то менше відхилення знайдених відстаней до точки ушкодження від реальних відстаней. При цьому відмінності становлять суттєву величину. Так для лінії завдовжки 1 км при замикання в кінці лінії відмінність становить від 0,5 до 53%. Тобто формулами (2.1) - (2.4) не можна користуватися для мереж 0,38 кВ.

Як зазначалося, на сьогоднішній день приладом визначення місця ушкодження є «СІРІУС-2-ОМП». У його паспорті наведено формули для визначення відстаней до місця ушкодження, схожих на формули (2.1) – (2.4). Наведемо ці формули для пошкодженої фази А.

При трифазному КЗ відстань до точки пошкодження:

$$L_{\text{ККЗ}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КК}}^{(3)} \cdot Z_{\text{пп}}} \sin \varphi_3, \quad (2.5)$$

При двофазному КЗ відстань до точки пошкодження:

$$L_{\text{ККЗ}}^{(2)} = \frac{U}{2 \cdot I_{\text{КК}}^{(2)} \cdot Z_{\text{пп}}} \sin \varphi_2, \quad (2.6)$$

При однофазному КЗ відстань до точки пошкодження:

$$L_{\text{ККЗ}}^{(1)} = \frac{U}{I_{\text{КК}}^{(1)} \cdot (2 \cdot Z_{\text{пп}} + Z_{\text{нул}})} \sin \varphi_1, \quad (2.7)$$

$$Z_{\text{пр}} = \sqrt{R_{\text{пр}}^2 + X_{\text{пр}}^2} \quad Z_{\text{нул}} = \sqrt{R_{\text{нул}}^2 + X_{\text{нул}}^2} \quad (2.8)$$

У (2.5) – (2.8) позначено:  $U$  – різницю відповідних напруг пошкоджених фаз;  $R_{\text{пр}}$ ,  $X_{\text{пр}}$ ,  $Z_{\text{пр}}$  – питомі активне, індуктивне та модуль опорів лінії прямої послідовності;  $R_{\text{нул}}$ ,  $X_{\text{нул}}$ ,  $Z_{\text{нул}}$  – питомі активний, індуктивний і модуль опорів лінії нульової послідовності;  $I_{\text{КЗ}}$  – різниця відповідних струмів КЗ;  $\varphi_1$ ,  $\varphi_2$ ,  $\varphi_3$  – кут між прикладеними напругами та струмами для відповідного КЗ.

Результати розрахунків за формулами (2.5) – (2.8) («СІРІУС-2-ОМП») зведено до таблиці 2.3. Відмінності реальних відстаней до точки короткого замикання порівняно з розрахованими відстанями за формулами (2.5) – (2.8) представлені у таблиці 2.4. Довжина фідера 0,38 кВ обрана так само свідомо великою від 1 до 3 км. При менших довжинах лінії ( $L < 1$  км) відхилення відстаней у відсотках набагато більше. Дані у таблицях 2.3 – 2.4 розраховані для металевого замикання у місці ушкодження. При замиканні через перехідний опір (понад 10 Ом) відхилення становлять значно більше.

Таблиця 2.3 – Відстань до місця КЗ.

Відстань до місця КЗ, $L_{\text{КЗ}}$	Довжина лінії 1 км			Довжина лінії 2 км			Довжина лінії 3 км		
	Кінець	Середина	Початок	Кінець	Середина	Початок	Кінець	Середина	Початок
$L_{\text{КЗ}}^{(3)}$ , км	0,816	0,438	0,135	1,575	0,817	0,135	2,336	1,194	0,134
$L_{\text{КЗ}}^{(2)}$ , км	0,538	0,243	0,045	1,165	0,512	0,044	1,817	0,793	0,045
$L_{\text{КЗ}}^{(1)}$ , км	0,269	0,129	0,024	0,535	0,248	0,022	0,798	0,367	0,019
$L_{\text{КЗ}}^{(1)}$ на землю км	0,269	0,129	0,024	0,535	0,248	0,022	0,798	0,367	0,017

Таблиця 2.4 – Відмінності відстаней до місця КЗ у %.

Відстань до місця КЗ, $L_{КЗ}$	Довжина лінії 1 км			Довжина лінії 2 км			Довжина лінії 3 км		
	Кінець	Середина	Початок	Кінець	Середина	Початок	Кінець	Середина	Початок
$L_{КЗ}^{(3)}$ , км	18,6	12,7	-35	21,4	18,5	-35	22,3	20,4	-35,1
$L_{КЗ}^{(2)}$ , км	46,4	51,7	57	41,9	48,8	58	39,6	47,3	57,1
$L_{КЗ}^{(1)}$ , км	73,3	74,5	78	73,4	75,2	78	73,5	75,6	82,1
$L_{КЗ}^{(1)}$ на землю, км	73,3	74,5	78	73,4	75,2	78	73,5	75,6	82,1

З таблиць 2.3 і 2.4 видно, що, що далі точка КЗ, то менше відхилення знайдених відстаней до точки ушкодження від реальних відстаней. При цьому відмінності становлять суттєву величину. Так для лінії завдовжки 1 км при замикання в кінці лінії відмінність становить від 18 до 73%. Крім того, у формулах використані синуси кутів між напругами та струмами, які для мереж 0,38 кВ відрізняються від мереж 110 кВ і вище через різні співвідношення активних та індуктивних опорів. Тобто формулами (2.5) – (2.8) не можна користуватися для ліній 0,38 кВ, оскільки вони не враховують параметри споживчого трансформатора та погано працюють за таких малих довжин лінії 0,38 кВ.

Зобразим складніші формули визначення місця аварійний режим.

При трифазному КЗ відстань до точки пошкодження:

$$L3f = \frac{Z3f}{Zud1} \quad Z3f = \frac{Re\left(\frac{Ua-Ub}{Ic}\right)}{Re\left((Ia-Ib) \cdot \frac{P}{Ic}\right)}, \quad (2.9)$$

При двофазному КЗ відстань до точки пошкодження:

$$L2f = \frac{Z2f}{Zud1} \quad Z2f = \frac{Re\left(\frac{Ub-Uc}{I2}\right)}{Re\left((Ib-Ic) \cdot \frac{P}{I2}\right)}, \quad (2.10)$$

При однофазному КЗ відстань до точки пошкодження:

$$L1f = \frac{Z1f}{Zud1} \quad Z1f = \frac{Im\left(\frac{Ua}{I0}\right)}{Im\left((Ia+k \cdot I0) \cdot \frac{P}{I0}\right)}, \quad (2.11)$$

де:

$$Zud1 = \sqrt{R1L^2 + X1L^2} \quad Zud0 = \sqrt{R0L^2 + X0L^2} \quad (2.12)$$

$$k = \frac{Zud0 + Zud1}{Zud1} \quad P = e^{jFL} \quad FL = \arctg\left(\frac{XL}{RL}\right)$$

В (2.9) – (2.12) позначено:  $U_a, U_b, U_c, I_a, I_b, I_c$  – фазні напруги і струми;  $I_2, I_0$  – струм зворотної та нульової послідовностей;  $Z_{ud1}, Z_{ud0}$  – питомі опори прямої та нульової послідовностей;  $k$  – коефіцієнт компенсації струму нульової послідовності;  $P$  – вектор повороту на кут, що дорівнює куту опору лінії FL;  $R_L, X_L$  – питомі активний та індуктивний опір лінії.

Результати розрахунків за формулами (2.9) – (2.12) зведено до таблиць 2.5 та 2.6, де представлені відмінності реальних відстаней до точки КЗ порівняно з розрахованими. Довжина фідера 0,38 кВ вибрано 0,3; 0,5; 1,0; 2,0 км. У таблиці 2.5 представлені результати розрахунків при металевих замиканнях, а таблиці 2.6 при замиканнях через малий перехідний опір  $R_{пер}=10$  Ом.

У таблицях 2.5 та 2.6 менше значення інтервалів відповідає пошкодженню в кінці лінії, а більше – на початку лінії.

З таблиць 2.5 та 2.6 видно, що, що далі точка КЗ, то менше відхилення знайдених відстаней від реальних відстаней.

Таблиця 2.5 – Відмінності відстаней до місця металевого КЗ у %, розраховані за формулами (2.9) – (2.12).

Вид замикання	Довжина лінії 0,38 кВ, км			
	L=0,3	L=0,5	L=1	L=2
Трифазне КЗ	2,7-31%	2,1-3,3%	1,5-4,1%	1,1-4,1%
Двофазне КЗ	1,4-21%	1,1-3,2%	1,1-2,2%	1,1-2,2%
Однофазне КЗ	31,1-88,0%	18,2-85,1%	7,2-75,3%	2,1-65,1%

Таблиця 2.6 – Відмінності відстаней до місця замикання через перехідний опір 10 Ом у %, розраховані за формулами (2.9) – (2.12).

Вид замикання	Довжина лінії 0,38 кВ, км			
	L=0,3	L=0,5	L=1	L=2
Трифазне КЗ	400,2-13641%	238,2-1400,1%	117,1-1611%	57,1-1957%
Двофазне КЗ	64,2-1270%	44,2-134,1%	28-98%	16,1-41,1%
Однофазне КЗ	630,4-20120%	380,1-2073%	191,1-2268%	95-2574%

Так для лінії завдовжки 1 км при замикання в кінці лінії відмінність становить від 1 до 75%. Для металевих трифазних та двофазних КЗ (таблиця 2.5) при довжині лінії більше 0,5 км відмінності допустимі та становлять лише 1-4%. При довжині лінії менше 0,5 км відмінності досягають 30%. При

металевому однофазному замиканні наприкінці лінії відмінності становлять 2 – 31%, а при замиканні на початку лінії відмінності дуже великі і становлять 65–890%. Для трифазних, двофазних та однофазних замикань через перехідний опір (таблиця 2.6) при всіх довжинах лінії відмінності дуже великі та становлять понад 16 %.

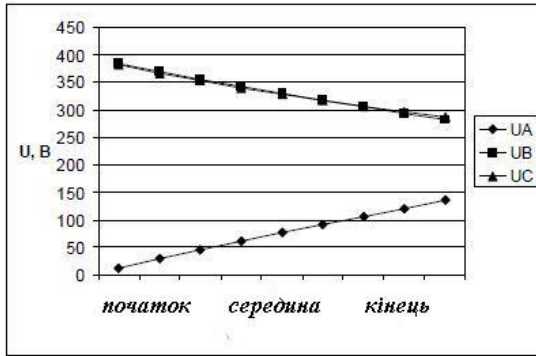
Тобто формулами (2.9) – (2.12) не можна користуватися для мереж 0,38 кВ через малі довжини лінії. Також вони не застосовні при замиканнях через перехідний опір при всіх довжинах лінії. Це саме стосується і формул (2.1) – (2.4) та (2.5) – (2.8).

Таким чином, проведені дослідження показують, що для визначення місця ушкодження в мережах 0,38 кВ можна використовувати запропоновану методику розрахунку АР, засновану на нових критеріях. Вони дозволяють визначати відстань до пошкодження з похибкою менше 8% при металевих замиканнях і менше 6,5% при замиканнях через малий перехідний опір. Критерії є індивідуальними кожного виду аварійного режиму. Крім того, формули (2.1) – (2.4), (2.5) – (2.8) та (2.9) – (2.12) не дозволяють визначати відстань до пошкодження при одночасних замиканнях та обривах.

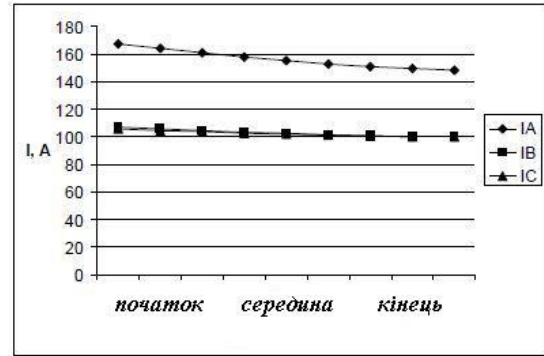
Критеріями визначення видів аварійних несиметричних режимів у мережах 0,38 кВ можуть бути інтервали зміни відносин напруг пошкоджених фаз до напруг непошкоджених фаз, а так само відношень струмів пошкоджених фаз до струмів непошкоджених фаз та сума цих відносин.

Усі критерії, як визначення виду, так визначення місця ушкодження, залежить від напруг і струмів фідера 0,38 кВ. Цікавим є проведення досліджень зміни напруг і струмів на початку фідера 0,38 кВ від місця виникнення АР. При розрахунках використана модель фідера 0,38 кВ. Були розраховані всі види АР.

За результатами розрахунків були побудовані графіки зміни фазної напруги та струмів. Для ушкоджених фаз А, В, С ці графіки схожі, тому наведемо лише графіки для ушкодженої фази А. Зазначені графіки наведені на рис. 2.1-2.7.

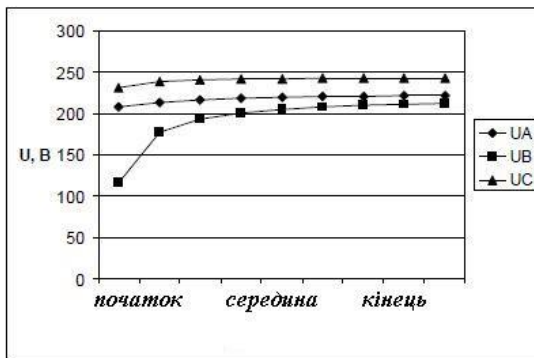


а)

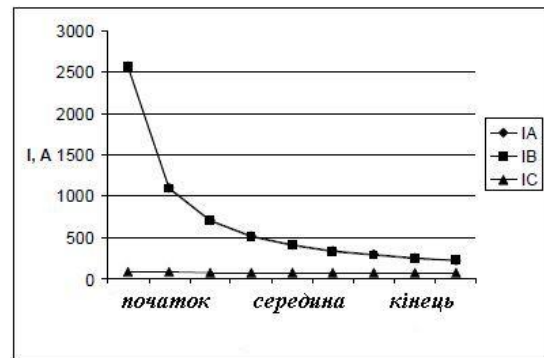


б)

Рис. 2.1. Графіки зміни напруг (а) та струмів (б) залежно від місця ушкодження вздовж довжини фідера 0,38 кВ при КЗ фази А на нейтраль

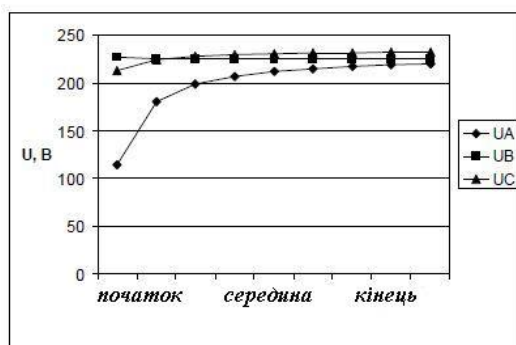


а)

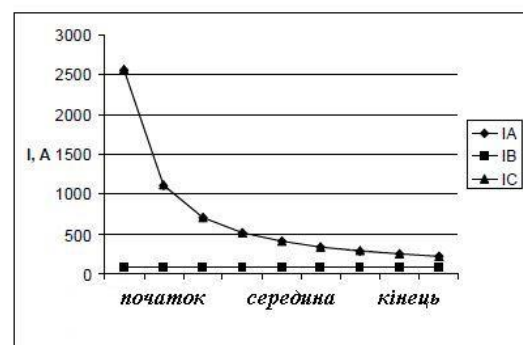


б)

Рис. 2.2. Графіки зміни напруги (а) і струмів (б) залежно від місця ушкодження вздовж довжини фідера 0,38 кВ при двофазному КЗ фаз А-В



а)



б)

Рис. 2.3. Графіки зміни напруги (а) і струмів (б) залежно від місця ушкодження вздовж довжини фідера 0,38 кВ при двофазному КЗ фаз А-С

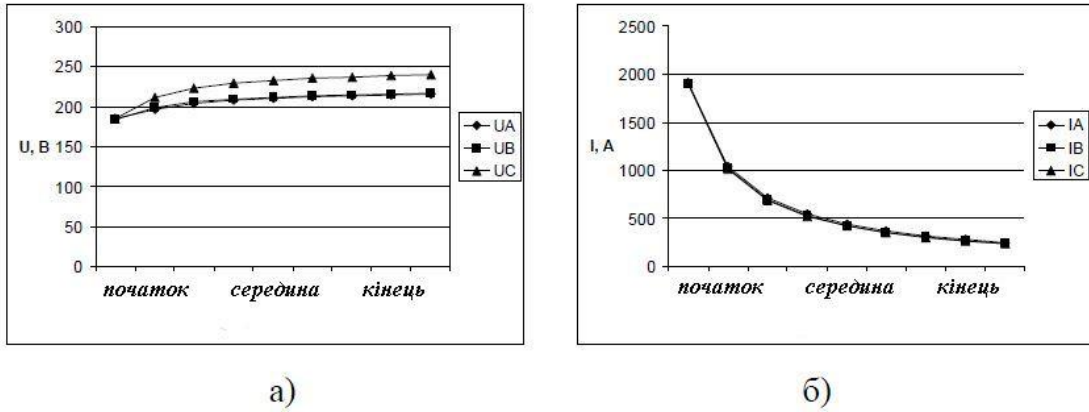


Рис. 2.4. Графіки зміни напруги (а) і струмів (б) залежно від місця ушкодження вздовж довжини фідера 0,38 кВ при трифазному КЗ фаз А-В-С на нейтраль

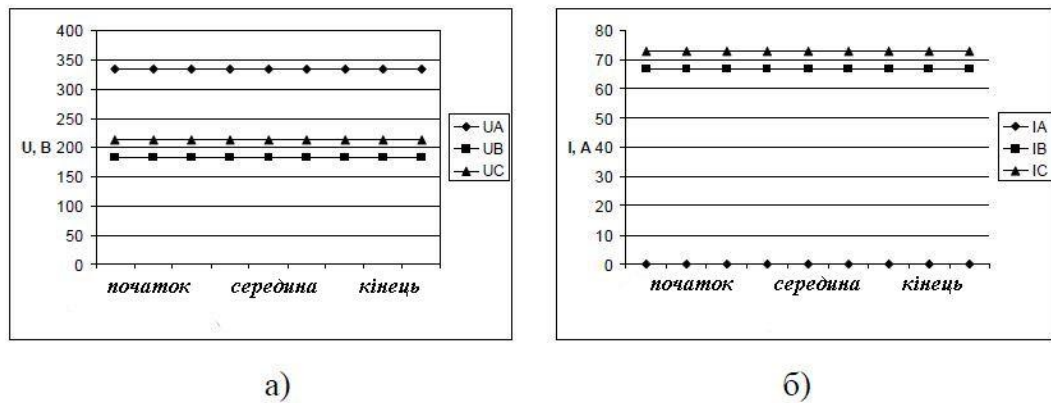


Рис. 2.5. Графіки зміни напруг (а) та струмів (б) залежно від місця ушкодження вздовж довжини фідера 0,38 кВ під час обриву фази А

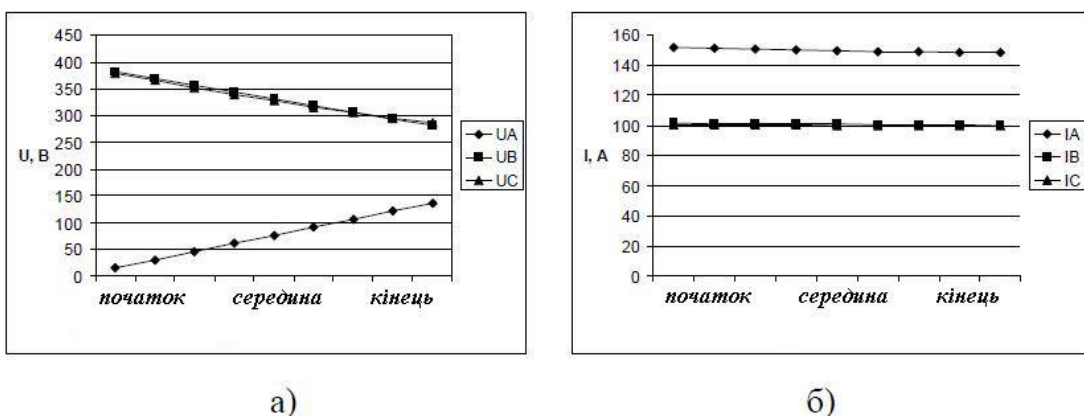


Рис. 2.6. Графіки зміни напруги (а) і струмів (б) залежно від місця ушкодження вздовж довжини фідера 0,38 кВ при КЗ фази А на нейтраль з обривом

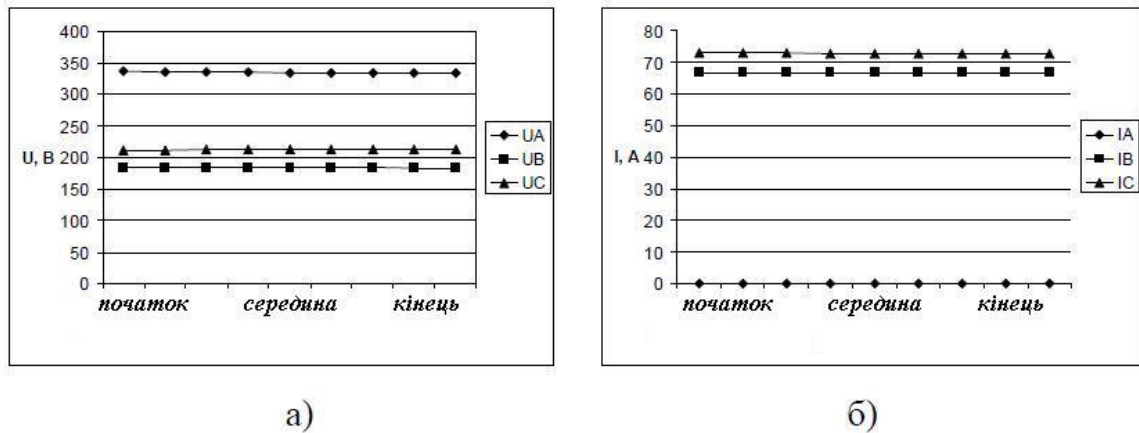


Рис. 2.7. Графіки зміни напруги (а) і струмів (б) залежно від місця ушкодження вздовж довжини фідера 0,38 кВ при обриві фази А з наступним КЗ на нейтраль

Аналіз представлених на рисунках 2.1 – 2.7 графіків показує наступний характер зміни напруги та струмів від місця пошкодження:

1. Однофазне КЗ фази А на нейтраль - напруга фази А сильно зростає, а напруги фаз В і С зменшується. Струм фази А зменшується, а струми фаз В і С практично не змінюються.

2. Двофазне КЗ фаз А-В - напруга фази В зростає, а напруги фаз А і С практично не змінюються. Струм фази практично не змінюється, а струми фаз А і В сильно зменшуються.

3. Двофазне КЗ фаз А-С - напруга фази А зростає, а напруги фаз В і С практично не змінюються. Струм фази практично не змінюється, а струми фаз А і С сильно зменшуються.

4. Трифазне КЗ фаз А-В-С на нейтраль - напруги всіх фаз зростають. Струми всіх фаз сильно зменшуються.

5. Обрив фази А – напруги фаз А, В, С змінюються, хоча за рівнем різняться кожної фази. Струм фази А дорівнює нулю, струми фаз В і С змінюється, хоча за рівнем різняться.

6. Однофазне КЗ фази А на нейтраль з наступним обривом - напруга фази А сильно зростає, а напруги фаз В і С зменшується. Струм фази А зменшується, а струми фаз В і С практично не змінюються.



7. Обрив фази А з наступним КЗ – напруги фаз А, В, С змінюються, хоча за рівнем різняться кожної фази. Струм фази А дорівнює нулю, струми фаз В і С змінюється, хоча за рівнем різняться.

Таким чином, при розробці критеріїв визначення місця аварійного режиму у фідері 0,38 кВ можна використовувати досліджені графіки зміни напруги та струмів вздовж довжини фідера. Для розробки критеріїв визначення місця АР будуть корисними ті напруги та струми, які найбільше змінюються від точки пошкодження вздовж довжини лінії.

## 2.2 Інтерполіруюча аналітична функція для визначення місця аварійного режиму

Для визначення місця аварійного режиму необхідно мати критерії, які змінюються від точки виникнення АР вздовж довжини лінії. Ці критерії можуть бути індивідуальними для кожного виду АР. При розрахунку цих критеріїв вони надаються в табличному вигляді, тобто нам невідомо значення критерію в проміжних точках вздовж довжини лінії. Щоб знайти інтерполуючу функцію, яка пройде через усі задані табличні точки, можна використовувати поліном на основі матриці Вандермонда.

Для знаходження коефіцієнтів цього полінома поставимо вектор-стовпці відстаней  $L$  від початку фідера до місця АР і відповідних значень критерію. Наприклад використовуємо аварійний режим КЗ А-0 та критерій  $k_4$ .

$$L = \begin{bmatrix} 0 \\ 0,5 \\ 1 \end{bmatrix} \quad kL_4 = \begin{bmatrix} 0,972 \\ 5,126 \\ 7,377 \end{bmatrix}$$

Розрахуємо матрицю Вандермонда:

$$A_{i,j} = (L_i)^{n-j}, \quad (2.13)$$

де:  $n$  – кількість розрахункових точок;  $A$  – матриця Вандермонда (розмірністю  $n \times n$ );  $L_i$  –  $i$ -й елемент стовпцевої матриці  $L$ ;  $i, j$  – строковий та стовпцевий індекси матриці.

Визначимо коефіцієнти інтерполяційного полінома:

$$z = A^{-1} \cdot kL4, \quad (2.14)$$

де:  $z$  – коефіцієнти полінома;  $A^{-1}$  – зворотна матриця Вандермонда;  $kL4$  – вектор-стовпець значень критерію  $k4$ .

Слід зазначити, що матриця Вандермонда неособлива, тобто обов'язково існує її матриця. З цього випливає, що коефіцієнти полінома будуть однозначно визначені завжди.

Загальне рівняння полінома  $P(x)$  має вигляд:

$$P(x) = \sum_{k=0}^n (z_k \cdot x^{n-r}), \quad (2.15)$$

де:  $P(x)$  – поліном;  $z_k$  – коефіцієнти полінома;  $x$  – координата по осі  $L$ .

Для наведеного прикладу однофазного КЗ А-0 поліном матиме вигляд:

$$P(x) = -3.805 \cdot x^2 + 10.209 \cdot x + 0.972$$

Цей поліном пройде через усі задані три точки значень критерію  $k4$ .

Аналогічно можна визначити поліноми всім необхідних розрахункових значень критеріїв за всіх видів АР.

Припустимо, що ці значення розраховуватимуться або вимірюватимуться з похибкою ( $\Delta$ ). Тоді визначимо максимальну та мінімальну межі вимірних (або розрахункових) величин:

$$U_i' = U_i + \Delta \cdot U_i \quad (2.16)$$

$$U_i'' = U_i - \Delta \cdot U_i$$

де:  $U_i'$ ,  $U_i''$  – верхня та нижня межі вимірної (або розрахункової) величини критерію відповідно з урахуванням похибки  $\Delta$ ;  $U_i$  – значення вимірної величини у необхідній точці кривої (як приклад при довжині лінії 1 км значення  $U_i$  можна взяти в середній точці, що відповідає довжині 0,5 км).

Щоб знайти першу межу інтервалу ( $x1$ ), в якому можливе виникнення аналізованого АР, вирішимо рівняння:

$$P(x) = U', \quad (2.17)$$

Щоб знайти другу межу інтервалу ( $x2$ ), в якому можливе виникнення аналізованого АР, розв'яжемо рівняння:

$$P(x) = U'', \quad (2.18)$$

Після чого знайдемо точність місця визначення АР у вигляді довжини інтервалу:

$$dL = x_1 - x_2, \quad (2.19)$$

Формули (2.17) – (2.19) вимагають процедуру обігу матриці та розв'язання нелінійного рівняння. Щоб усунути цей недолік, знайдемо аналітичне значення інтервалу для місця пошкодження.

Задамося умовою, що вся довжина лінії 0,38 кВ L3 буде розбита на три точки, якою відповідають три значення критерію UU:

$$L = \begin{bmatrix} 0 \\ L3 \\ 2 \\ L3 \end{bmatrix} \quad UU = \begin{bmatrix} UU1 \\ UU2 \\ UU3 \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Тоді матриця Вандермонда A та зворотна їй матриця A<sup>-1</sup> запишуться як:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ \left(\frac{L3}{2}\right)^2 & \frac{L3}{2} & 1 \\ L3^2 & L3 & 1 \end{bmatrix} \quad A^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{2}{L3^2} & -\frac{4}{L3^2} & \frac{2}{L3^2} \\ -\frac{3}{L3} & \frac{4}{L3} & -\frac{1}{L3} \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

З (2.14) з урахуванням (2.18) отримаємо коефіцієнти полінома:

$$Z = \begin{bmatrix} Z1 \\ Z2 \\ Z3 \end{bmatrix}, \quad (2.22)$$

де:

$$\begin{aligned} Z1 &= \frac{2 \cdot (UU1 - 2 \cdot UU2 + UU3)}{L3^2}, \\ Z2 &= -\frac{3 \cdot UU1 - 4 \cdot UU2 + UU3}{L3}, \\ Z3 &= UU1. \end{aligned} \quad (2.23)$$

Задамо нижню та верхню межу критерію з урахуванням похибки Δ:

$$U' = UU2 + \Delta \cdot UU2 \quad U'' = UU2 + \Delta \cdot UU2 \quad (2.24)$$

Тоді рівняння для нижньої та верхньої межі матимуть вигляд:

$$U' = Z1 \cdot X^2 + Z2 \cdot X + Z3 \quad U'' = Z1 \cdot X^2 + Z2 \cdot X + Z3 \quad (2.25)$$

Перетворюючи (2.25) на квадратні рівняння, отримаємо менше  $X1$  і більше  $X2$  значення інтервалу місця пошкодження.

$$X1 = \frac{-Z2 - \sqrt{Z2^2 - 4 \cdot Z1 \cdot (Z3 - U')}}{2 \cdot Z1},$$

$$X2 = \frac{-Z2 + \sqrt{Z2^2 - 4 \cdot Z1 \cdot (Z3 - U'')}}{2 \cdot Z1}. \quad (2.26)$$

Таким чином, отримані вирази (2.21) - (2.26) дозволяють аналітично визначати інтервал довжини лінії, в якому відбулося пошкодження, оскільки результати розрахунку практично не відрізняються.

### 2.3 Критерії визначення місця аварійного режиму при металевому короткому замиканні

Для дослідження можливості визначення місця АР спочатку було використано запропоновані критерії визначення виду АР. Однак вони не дали бажаної точності інтервалу виникнення АР. Тому було досліджено різні інші критерії. При розробці цих критеріїв враховувалося збільшення або зменшення напруги та струмів від точки виникнення АР вздовж довжини лінії.

Дослідження при металевому замиканні показали, що для всіх видів АР можна використовувати наступний критерій:

$$k4 = \frac{Ua \cdot Ub \cdot Uc}{Ia \cdot Ib \cdot Ic}, \quad (2.27)$$

де:  $Ua, Ub, Uc, Ia, Ib, Ic$  - фазні напруги та струми на початку фідера 0,38 кВ в даному АР, що сталося вздовж довжини лінії.

Результати розрахунку значень критерію  $k4$  та коефіцієнтів полінома (2.23) наведено у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Критерій k4 та коефіцієнти інтерполюючого полінома

Вид АР	Значення критерію k4 у точці вздовж довжини лінії			Коефіцієнти інтерполюючого полінома		
	початок	середина	кінець	z1	z2	z3
А-0	0,973	5,227	7,382	-3,811	10,211	0,980
А-В	0,012	0,851	2,943	2,512	0,414	0,020
А-С	0,011	0,812	2,814	2,414	0,389	0,021
А-В-С-0	0,0008	0,139	0,789	1,059	-0,275	0,00091
обрив А	Не визначається					
А-0 и обр	0,973	5,541	7,411	-5,389	11,832	0,980
обр и А-0	Не визначається					

Результати розрахунку точок інтервалу виникнення АР наведено у таблиці 2.8.

З таблиці 2.8 видно, що можливі такі інтервали, у яких стався аварійний режим:

- однофазне КЗ -  $dL = 80$  м (8% від довжини лінії);
- двофазне КЗ -  $dL = 29$  м (2,9% від довжини лінії);
- трифазне КЗ -  $dL = 17$  м (1,7% від довжини лінії);
- однофазне КЗ з одночасним обривом фази –  $dL=86$  м (8,6% від довжини лінії);
- обрив фази - місце обриву не визначається;
- обрив фази з одночасним однофазним КЗ – місце ушкодження не визначається.

Таблиця 2.8 – Інтервал виникнення аварійного режиму.

Вид АР	Початок інтервалу АР	Кінець інтервалу АР	Довжина інтервалу АР	% від довжини лінії
	x1 (м)	x2 (м)	dL (м)	
А-0	541	461	80	8
А-В	514	485	29	2,9
А-С	514	485	29	2,9
А-В-С-0	508	492	17	1,7
обрив А	Не визначається			
А-0 и обр	545	458	86	8,6
обр и А-0	Не визначається			

Таким чином, за металевого замикання запропонований критерій k4 (2.27) дозволяє визначати місце АР з достатньою для практичного застосування точністю, яка становить 2 – 8 % від довжини лінії.

## 2.4 Критерії визначення місця аварійного режиму під час замикання через перехідний опір

Максимальне значення перехідного опору для фідера 0,38 кВ становить 50 Ом. Однак у лінії 0,38 кВ відстань між фазами мала, і тому довжина дуги невелика. Тобто перехідний опір може становити менше ніж 50 Ом. Наприклад, можна взяти значення перехідного опору 10 Ом.

Дослідження під час замикання через перехідний опір показали, що прийнятий критерій k4 не дає достатньої точності визначення місця всіх розглянутих АР. Тому при перехідному опорі необхідно використовувати свій індивідуальний критерій кожного виду АР. Для отримання таких критеріїв були проаналізовані результати розрахунків модулів напруги та струмів, а також їх фаз. Критерії отримані шляхом приміщення в його чисельник величин, що збільшуються, а в його знаменник зменшуються величин при переміщенні АР вздовж довжини лінії. В результаті було отримано відповідні критерії. Наведемо їх для ушкодженої фази А.

1. Для однофазного КЗ А-0:

$$K_{AO} = \frac{U_a}{U_b \cdot U_c \cdot I_a \cdot I_b \cdot I_c \cdot I_o} \cdot 10^8 \quad (2.28)$$

2. Для двофазного КЗ А-В:

$$K_{AB} = \frac{U_a \cdot U_b \cdot U_c}{I_a \cdot I_b \cdot I_c} \cdot I_o \cdot |\sin(\varphi_{U_a})| \cdot |\sin(\varphi_{I_a})| \cdot 10^3 \quad (2.29)$$

3. Для двофазного КЗ А-С:

$$K_{AC} = \frac{U_a \cdot U_b \cdot U_c}{I_a \cdot I_b \cdot I_c} \cdot I_o \cdot \frac{|\sin(\varphi_{U_a})|}{|\sin(\varphi_{I_a})|} \cdot 10^3 \quad (2.30)$$

4. Для трифазного КЗ А-В-С-0:

$$K_{ABC} = \frac{U_a \cdot U_b \cdot U_c}{I_a \cdot I_b \cdot I_c} \cdot I_0 \cdot |\sin(\varphi_{U_a})| \cdot |\sin(\varphi_{I_a})| \cdot 10^3 \quad (2.31)$$

5. Для однофазного КЗ А-0 з одночасним обривом фази А:

$$K_{AOo} = \frac{U_a \cdot U_b \cdot U_c}{I_a \cdot I_b \cdot I_c} \cdot I_0 \cdot \frac{|\sin(\varphi_{U_a})|}{|\sin(\varphi_{I_a})|} \cdot 10^{-3} \quad (2.32)$$

Для обриву фази та обриву фази з одночасним однофазним КЗ місце ушкодження не визначається.

$$\text{В (2.28) – (2.32)} \quad I_0 = - (I_a + I_b + I_c)$$

Результати розрахунку місця АР при перехідному опорі 10 Ом представлені у таблицях 2.9 та 2.10.

З таблиці 2.10 видно, що при перехідному опорі 10 Ом можливі такі інтервали, у яких стався АР:

- однофазне КЗ - dL = 65 м (6,5% від довжини лінії);
- двофазне КЗ - dL=28 – 39 м (2,8 – 3,9 % від довжини лінії);
- трифазне КЗ - dL = 36 м (3,6% від довжини лінії);
- однофазний КЗ з одночасним обривом фази – dL=22 м (2,2 % від довжини лінії);
- обрив фази - місце обриву не визначається;
- обрив фази з одночасним однофазним КЗ – місце ушкодження не визначається.

Таблиця 2.9 – Критерії КАО, КАВ, КАС, КАВС, КАОо та коефіцієнти інтерполіруючих поліномів при перехідному опорі 10 Ом

Вид АР	Значення критеріїв у точці вздовж довжини лінії			Коефіцієнти інтерполуючого		
	початок	середина	кінець	z1	z2	z3
А-0	0,19790	0,3729	0,7720	0,449	0,1239	0,1989
А-В	0,5949	2,7589	10,356	10,861	-1,1059	0,5949
А-С	0,0288	0,3448	0,9049	0,4868	0,3889	0,0288
А-В-С-0	2,029	3,4668	11,5939	13,3818	-3,8189	2,0309
Обрив А	Не визначається					
А-0 и обр	0,360	0,0788	1,0329* 10 <sup>-4</sup>	0,4079	-0,7689	0,3609
обр и А-0	Не визначається					

Таблиця 2.10 – Інтервали виникнення АР за перехідного опору 10 Ом.

Вид АР	Початок інтервалу АР	Кінець інтервалу АР	Довжина інтервалу АР	% від довжини лінії
	x1 (м)	x2 (м)	dL (м)	
А-0	531	4669	649	6,49
А-В	515	4859	279	2,18
А-С	518	4818	388	3,87
А-В-С-0	518	4809	359	3,59
обрив А	Не визначається			
А-0 и обр	4888	5109	218	2,19
обр и А-0	Не визначається			

Результати розрахунку місця АР при максимальному перехідному опорі 50 Ом представлені у таблицях 2.11 та 2.12.

З таблиці 2.12 видно, що при максимальному перехідному опорі 50 Ом можливі такі інтервали, у яких стався АР: однофазне КЗ -  $dL = 189$  м (18,9% від довжини лінії); двофазне КЗ -  $dL = 172 - 263$  м (17,2 - 26,3% від довжини лінії); трифазне КЗ -  $dL = 177$  м (17,7% від довжини лінії); однофазний КЗ з одночасним обривом фази -  $dL = 38$  м (3,8 % від довжини лінії); обрив фази - місце обриву не визначається; обрив фази з одночасним однофазним КЗ - місце ушкодження не визначається.

Таблиця 2.11 – Критерії КАО, КАВ, КАС, КАВС, КАОо та коефіцієнти інтерполіруючих поліномів при перехідному опорі 50 Ом

Вид АР	Значення критеріїв у точці вздовж довжини лінії			Коефіцієнти інтерполіруючого полінома		
	початок	середина	кінець	z1	z2	z3
А-0	1,03	1,40	1,7879	0,0142	0,7308	1,039
А-В	7,722	11,131	14,2139	-0,6549	7,1409	7,7278
А-С	1,390	1,7339	2,0488	-0,0549	0,7187	1,3989
А-В-С-0	7,873	11,6439	14,4429	-1,9449	8,5178	7,8739
Обрив А	Не визначали					
А-0 и обр	1,159	2,8939	8,789	8,3409	-0,798	1,139
обр и А-0	Не визначали					



Таблиця 2.12 – Інтервали виникнення АР за перехідного опору 50 Ом.

Вид АР	Початок інтервалу АР	Кінець інтервалу АР	Довжина інтервалу АР	% від довжини лінії
	x1 (м)	x2 (м)	dL (м)	
А-0	593	405	188	18,8
А-В	588	414	171	17,1
А-С	634	371	262	26,2
А-В-С-0	592	410	176	17,6
обрив А	Не определяется			
А-0 и обр	518	482	37	3,7
обр и А-0	Не определяется			

Таким чином, при замиканні через перехідний опір запропоновані критерії дозволяють визначати місце АР з достатньою для практичного застосування точністю, яка становить 2 – 6 % при перехідному опорі  $\leq 10$  Ом та 4 – 26 % при перехідному опорі  $\geq 50$  Ом.

Слід зазначити, що існуючі промисловою прилади ВМУ (наприклад, СІРІУС-2-ОМП) не визначають місце АР при перехідному опорі. Запропонована методика дозволяє це робити із достатньою для практичного застосування точністю.

## РОЗДІЛ 3

### РЕЗУЛЬТАТИ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

#### 3.1. Експериментальне дослідження аварійних режимів фідера 0,38 кВ

Для перевірки прийнятих моделей лінії 0,38 кВ, споживчого трансформатора, блоку несиметрії, навантаження було зібрано лабораторно-дослідний стенд та проведено експериментальні дослідження. Його структурна та принципова схеми наведені на рисунках 3.1 та 3.2, а фотографії на рисунках 3.3, 3.4, 3.5.

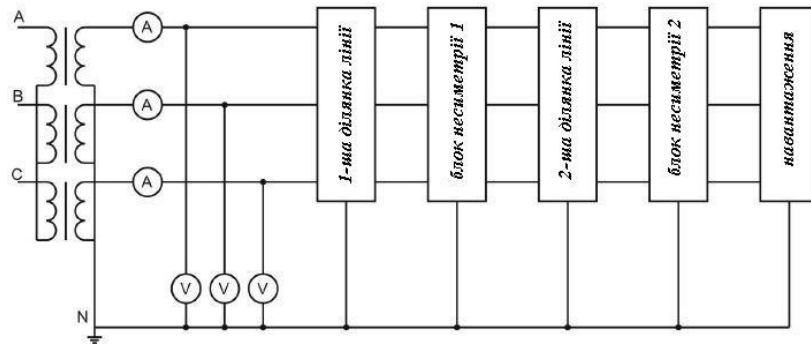


Рис. 3.1. Структурна схема лабораторного стенду на дослідження аварійних режимів

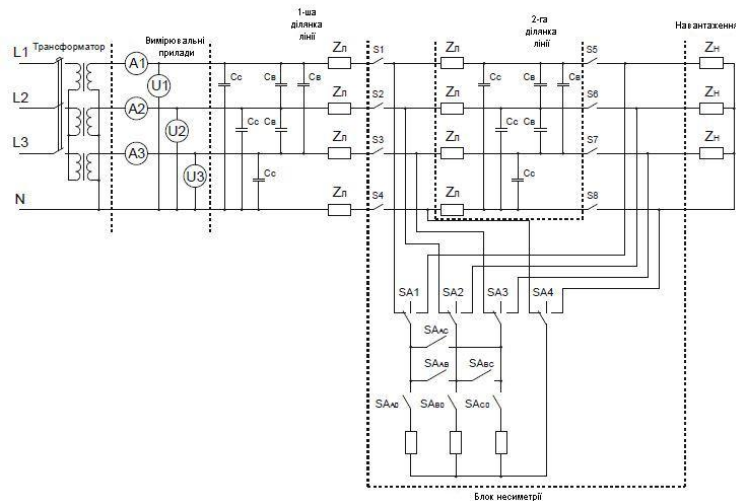


Рис. 3.2. Принципова схема лабораторного стенду на дослідження аварійних режимів

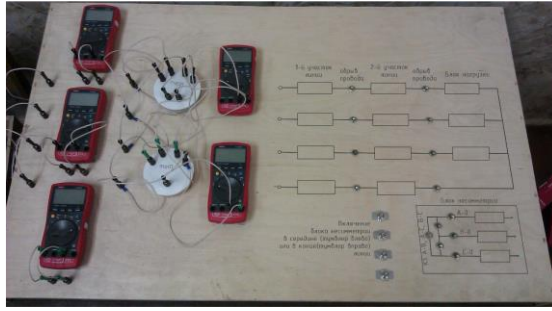


Рис. 3.3. Фотографія лабораторного стенду (вид зверху)

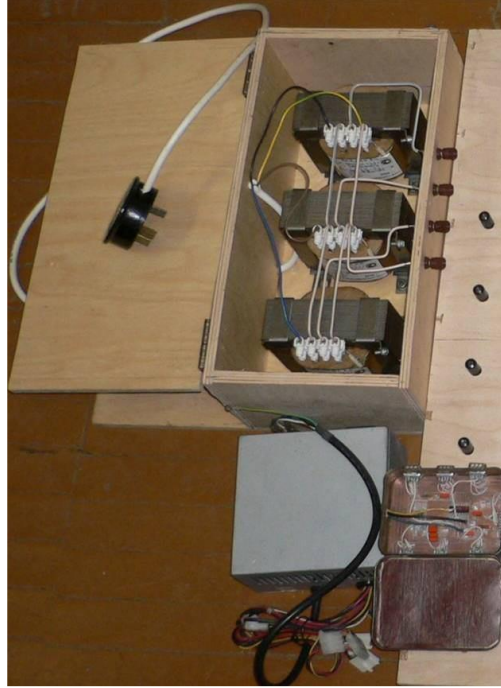


Рис. 3.4. Фотографія трансформаторного вузла, зібраного із трьох однофазних трансформаторів

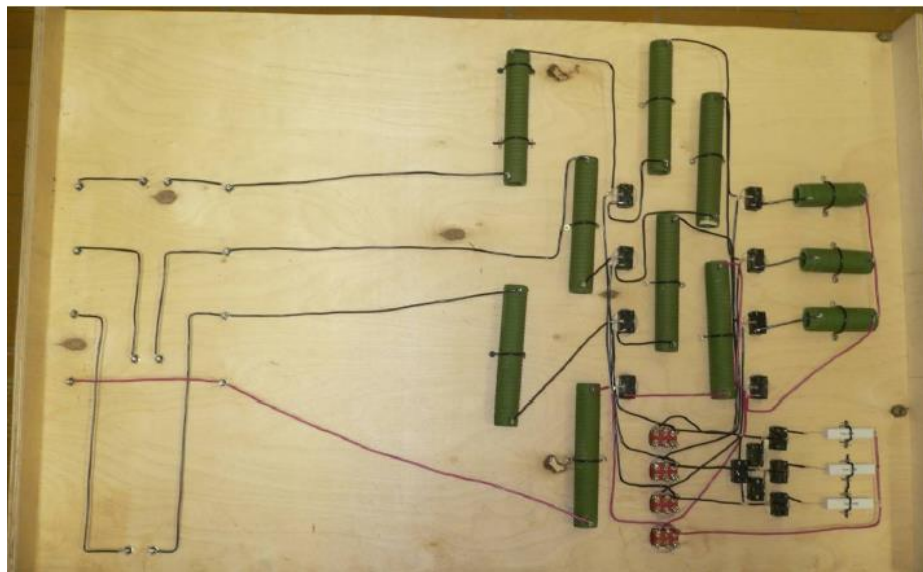


Рис. 3.5. Фотографія лабораторного стенду (вид знизу)

Стенд складається з:

1. Двох ділянок трифазної чотирипровідної лінії. Для моделювання проводів кожної фази А, В, С та нульового проводу N використані опори типу С5-35В 100 з активним опором  $Z_l=2$  Ом. Опір вибраний з урахуванням того, щоб при режимах КЗ елементи стенду не перегрівалися. Для моделювання власних ємностей фаз використано конденсатори типу NP ємністю 20 мкФ, а моделювання взаємних ємностей фаз використано конденсатори типу NP ємністю 4,7 мкФ.

2. Трьох однофазних трансформаторів. На початку фідера включені три однофазні трансформатори, з'єднані за схемою «зірка – зірка з нулем». Тип трансформаторів ВЗГ – 0,25 УХЛ 3. Потужність кожного трансформатора становить 250 ВА; втрати короткого замикання – 13,6 Вт; втрати холостого ходу – 4,9 Вт; напруга короткого замикання – 8,3%; струм холостого ходу – 3,6%; напруга високої сторони – 220 В; напруга низької сторони 14,1; коефіцієнт трансформації – 15,6; активний позовжній опір – 10,5 Ом; індуктивний позовжній опір - 12,3 Ом; активна поперечна провідність –  $10,12 \cdot 10^{-4}$  см; індуктивна поперечна провідність  $15,65 \cdot 10^{-3}$  см.

3. Навантаження, яке являє собою з'єднані в зірку три опори типу С5-35В 50 з активним опором  $Z_n = 8$  Ом.

4. Двох блоків несиметрії, що дозволяють моделювати обриви, однофазні КЗ, двофазні КЗ, трифазні КЗ у середині та в кінці лінії за допомогою тумблерів. Перехідний опір КЗ прийнято рівним 1,2 Ом з розрахунку того, щоб струми коротких замикань могли бути тривалими (тобто забезпечувалося достатній для зняття показань приладів час), і не досягався б нагрівання елементів стенду.

5. Вимірювання струмів та напруг проводилися за допомогою мультиметрів UNI-T UT60E.

6. Для моделювання коротких замикань та обривів у середині та в кінці лінії використані тумблери типу ТП 1-2, позначені на схемі S1, S2, S3, S4, S5,

S6, S7, S8 (для моделювання обривів); SAac, SAab, SAbc (для моделювання міжфазних замикань); SAao, SAbo, Saco (для моделювання замикань на нульовий дріт). Для перемикачів місця короткого замикання (середина або кінець) використані перемикачі типу TYPE 1322, що позначені на схемі SA1, SA2, SA3, SA4.

Для перевірки методики та програми розрахунку АР мереж 0,38 кВ, описаних у розділі 2, параметри розробленого стенду були внесені до розробленої програми розрахунку за зазначеною методикою. Були розраховані та виміряні такі види режимів: нормальний режим; однофазні КЗ фаз А-0, В-0, С-0; двофазні КЗ А-В, А-С, В-С; трифазне КЗ А-В-С-0; обриви фазних проводів А, В, С та нульового проводу.

1. При моделюванні нормального режиму всі тумблери S1 – S8 увімкнені, а всі перемикачі SA вимкнені.

2. При моделюванні короткого замикання А-0 усі тумблери S1 – S8 включені, перемикач SAao увімкнений, а перемикач SA1 знаходиться в лівому положенні при КЗ в середині, і в правому положенні – при КЗ в кінці. Інші перемикачі SA вимкнені.

3. При моделюванні короткого замикання В-0 усі тумблери S1 – S8 включені, перемикач SAbo увімкнений, а перемикач SA2 знаходиться в лівому положенні при КЗ в середині, і в правому положенні – при КЗ в кінці. Інші перемикачі SA вимкнені.

4. При моделюванні короткого замикання С-0 всі тумблери S1 - S8 включені, перемикач Saco включений, а перемикач SA3 знаходиться в лівому положенні при КЗ в середині, і в правому положенні - при КЗ в кінці. Інші перемикачі SA вимкнені.

5. При моделюванні короткого замикання А-В всі тумблери S1 - S8 включені, перемикач SAab включений, а перемикачі SA1 і SA2 знаходяться в лівому положенні при КЗ в середині, і в правому - при КЗ в кінці. Інші перемикачі SA вимкнені.

6. При моделюванні короткого замикання А-С усі тумблери S1 – S8 включені, перемикач SAac увімкнений, а перемикачі SA1 та SA3 знаходяться у лівому положенні при КЗ в середині, і в правому положенні – при КЗ в кінці. Інші перемикачі SA вимкнені.

7. При моделюванні короткого замикання В-С всі тумблери S1 - S8 включені, перемикач SAbc включений, а перемикачі SA2 і SA3 знаходяться в лівому положенні при КЗ в середині, і в правому - при КЗ в кінці. Інші перемикачі SA вимкнені.

8. При моделюванні короткого замикання А-В-С-0 усі тумблери S1 – S8 включені, перемикачі SAab, SAac, SAbc включені, а перемикачі SA1, SA2 та SA3 знаходяться у лівому положенні при КЗ у середині, і в правому положенні – при КЗ наприкінці. Інші перемикачі SA вимкнені.

9. При моделюванні обриву фази А всередині тумблери S2 – S8 включені, тумблер S1 вимкнений, всі перемикачі SA вимкнені.

10. При моделюванні обриву фази А в кінці тумблери S1 – S4 та S6 – S8 включені, тумблер S5 вимкнено, всі перемикачі SA вимкнені.

11. При моделюванні обриву фази в середині тумблери S1, S3 – S8 включені, тумблер S2 вимкнений, всі перемикачі SA вимкнені.

12. При моделюванні обриву фази В кінці тумблери S1 - S5, S7, S8 включені, тумблер S6 вимкнений, всі перемикачі SA вимкнені.

13. При моделюванні обриву фази С у середині тумблери S1, S2, S4 – S8 включені, тумблер S3 вимкнено, всі перемикачі SA вимкнені.

14. При моделюванні обриву фази С наприкінці тумблери S1 – S6 і S8 включені, тумблер S7 вимкнений, всі перемикачі SA вимкнені.

Результати розрахунків та вимірювань при несиметрії наприкінці лінії зведені у таблицях 3.1 та 3.2.

Таблиця 3.1 – Розрахункові напруги та струми при моделюванні АР в кінці лінії

Режим	Розраховані параметри режимів								
	Напруга, В						Струм, А		
	$U_A$	$U_B$	$U_C$	$U_{AB}$	$U_{AC}$	$U_{BC}$	$I_A$	$I_B$	$I_C$
Нормальний режим	16,43	16,41	16,61	27,78	27,89	27,94	1,29	1,29	1,29
А-0	12,91	18,97	16,93	27,69	27,89	27,92	2,29	1,6	1,46
В-0	16,94	12,99	18,97	27,76	27,8	27,94	1,46	2,29	1,61
С-0	18,92	16,93	12,97	27,78	27,87	27,86	1,61	1,46	2,29
А-В	16,42	16,32	16,61	27,64	27,79	27,98	2,82	2,8	1,29
А-С	16,36	16,41	16,49	27,68	27,92	27,81	2,82	1,29	2,83
В-С	16,44	16,39	16,41	27,81	27,76	27,84	1,29	2,82	2,82
А-В-С-0	16,36	16,31	16,41	27,61	27,72	27,78	3,6	3,6	3,62
Обрив А	19,81	12,24	17,13	27,89	27,89	27,96	0,01	1,04	1,24
Обрив В	17,1	19,78	12,33	27,79	27,99	27,94	1,24	0,01	1,06
Обрив С	12,24	17,06	19,89	27,78	27,9	27,94	1,04	1,23	0,01
Обрив N	16,44	16,41	16,61	27,78	27,89	27,94	1,29	1,29	1,29

Таблиця 3.2 - Виміряні напруги та струми при моделюванні АР в кінці лінії

Режим	Виміряні параметри режимів								
	Напруга, В						Струм, А		
	$U_A$	$U_B$	$U_C$	$U_{AB}$	$U_{AC}$	$U_{BC}$	$I_A$	$I_B$	$I_C$
Нормальний режим	16,5	15,5	15,8	28	26,8	26,9	1,299	1,252	1,262
А-0	13,6	16,2	15,6	26,9	26,6	26,9	2,386	1,55	1,38
В-0	16,6	12,3	16,9	26,9	26,9	26,8	2,65	2,269	1,562
С-0	18,2	15,6	12,9	28	26,6	26,6	2,63	1,381	2,32
А-В	16,2	15,1	15,8	26,8	26,8	26,8	2,816	2,668	1,266
А-С	16,2	15,2	15,5	26,9	26,3	26,9	2,699	1,259	2,669
В-С	16,5	15,1	15,5	28,1	26,6	26,5	1,293	2,662	2,68
А-В-С-0	16,1	15,1	15,3	26,8	26,2	26,5	3,026	2,992	2,991
Обрив А	18,6	11,9	16,8	28,5	28,1	26,9	0,008	1,029	1,269
Обрив В	16	16,2	12,2	28,3	26,9	28,1	1,283	0,009	1,061
Обрив С	13,2	15,5	16,9	28,1	28,1	28,1	1,098	1,212	0,006
Обрив N	14,4	13,2	13,8	27,1	26,9	26,9	1,087	1,269	1,264

Результати розрахунків та вимірювань при несиметрії в середині лінії зведені до таблиць 3.3 та 3.4. У цих таблицях зазначено:  $U_A$ ,  $U_B$ ,  $U_C$  – фазні напруги на низькій стороні трансформатора;  $U_{AB}$ ,  $U_{AC}$ ,  $U_{BC}$  – лінійна напруга на

низькій стороні трансформатора;  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  – фазні струми на низькій стороні трансформатора.

Таблиця 3.3 – Розрахункові напруги і струми при моделюванні АР в середині лінії

Режим	Розраховані параметри режимів								
	Напруга, В						Струм, А		
	$U_A$	$U_B$	$U_C$	$U_{AB}$	$U_{AC}$	$U_{BC}$	$I_A$	$I_B$	$I_C$
Нормальний режим	16,55	16,51	16,61	26,67	26,78	26,85	1,28	1,28	1,28
А-0	8,67	20,66	17,76	26,66	26,78	26,80	2,75	1,66	1,56
В-0	17,63	8,66	20,76	26,63	26,67	26,85	1,56	2,73	1,66
С-0	16,65	17,66	8,71	26,67	26,75	26,72	1,66	1,56	2,76
А-В	16,50	16,21	16,61	26,50	26,68	26,81	1,56	1,38	1,28
А-С	16,23	16,53	16288	26,62	26,80	26,56	5,35	1,28	5,36
В-С	16,55	16,37	16,31	26,75	26,60	26,63	1,28	537	5,36
А-В-С-0	16,26	16,22	1632	26,36	26,56	26,61	6,67	6,66	6,68
Обрив А	1871	12,25	16,13	2678	26,78	26,86	0,01	1,05	1,25
Обрив В	16,10	18,67	12,33	26,68	26,88	26,85	1,25	0,01	1,06
Обрив С	12,25	16,06	1878	26,67	26,80	26,85	1,05	1,23	0,01
Обрив N	8,67	20,66	17,76	26,66	26,78	26,80	2,75	1,66	1,56

Таблиця 3.4 – Виміряні напруги та струми при моделюванні АР у середині лінії

Режим	Виміряні параметри режимів								
	Напруга, В						Струм, А		
	$U_A$	$U_B$	$U_C$	$U_{AB}$	$U_{AC}$	$U_{BC}$	$I_A$	$I_B$	$I_C$
Нормальний режим	17,4	14,2	14,7	27	27,7	27,9	1,29	1,24	1,27
А-0	10,4	19,4	17,7	27,7	27,7	27,9	2,9	1,7	1,4
В-0	17,70	10,10	19,90	27,90	27,70	27,70	1,49	2,91	1,71
С-0	19,90	17,70	10,70	27,10	27,40	27,70	1,72	1,47	4,02
А-В	17,00	14,00	14,70	27,40	27,70	27,70	4,24	4,19	1,27
А-С	17,10	14,40	14,20	27,90	27,90	27,70	4,19	1,27	4,14
В-С	17,40	14,90	14,40	27,00	27,70	27,00	1,29	4,20	4,20
А-В-С-0	14,90	14,90	14,10	27,40	27,90	27,10	4,90	4,79	4,77
Обрив А	17,70	11,90	17,70	27,40	27,10	27,00	0,01	1,04	1,27
Обрив В	17,00	17,20	12,40	27,20	27,90	27,20	1,29	0,01	1,07
Обрив С	14,40	14,90	17,00	27,20	27,10	27,10	1,10	1,22	0,01
Обрив N	14,70	14,20	14,90	27,20	27,00	27,90	1,27	1,27	1,27



З таблиць 3.1 - 3.4 видно, що розрахункові та виміряні фазні напруги відрізняються на 1-7%, лінійні напруги відрізняються на 1-2%, фазні струми відрізняються на 1-6%. Таким чином, проведені експерименти підтверджують правильність прийнятих у попередніх розділах моделей елементів мережі 0,38 кВ.

### 3.2. Експериментальне дослідження інтервалів критеріїв визначення виду ушкодження

Для перевірки розробленої методики визначення видів аварійних режимів було здійснено розрахунки та побудовано інтервали зміни запропонованих критеріїв ( $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_3$ ). Інтервали побудовані за результатами розрахунків та за результатами вимірів.

Інтервали, одержані за результатами розрахунку, представлені на рисунках 3.6, 3.7, 3.8. Інтервали, одержані за результатами вимірювань, представлені на рисунках 3.9, 3.10, 3.11.

На рис. 3.6 представлені інтервали згідно з першим критерієм. З рис. 3.6 видно, що інтервали напруги мають частковий перетин. На рис. 3.7 представлені інтервали згідно з другим критерієм. З рис. 3.7 видно, що інтервали струмів мають частковий перетин, але в іншій області і з іншими режимами. На рис. 3.8 представлені інтервали згідно з третім критерієм. З рис. 4.8 видно, що інтервали мають частковий перетин, але в іншій області і з іншими режимами.

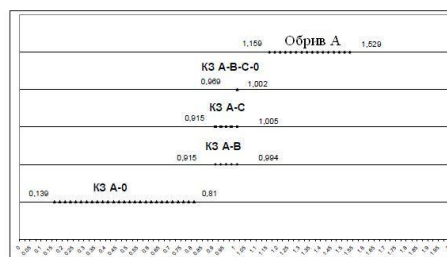


Рис. 3.6. Інтервали згідно з першим критерієм  $k_1=U_{\text{пр}}/U_{\text{нпр}}$ , отримані за розрахунковими даними лабораторного стенду

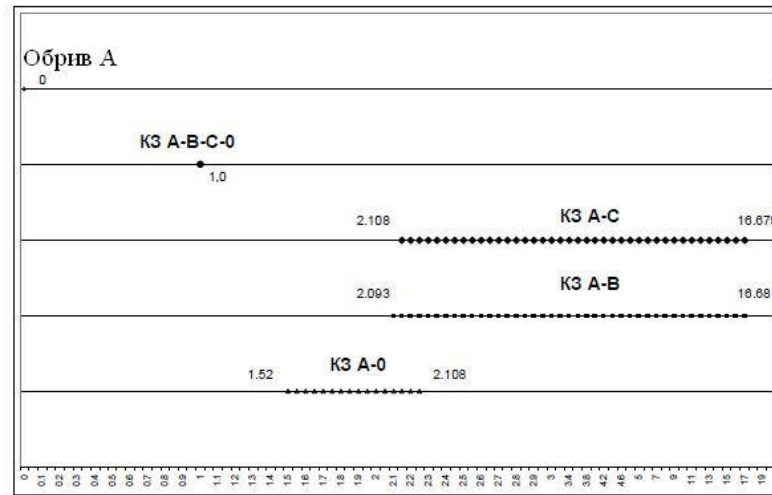


Рис. 3.7. Інтервали згідно з другим критерієм  $k_2 = I_{\text{пр}}/I_{\text{нпр}}$ , отримані за розрахунковими даними лабораторного стенду

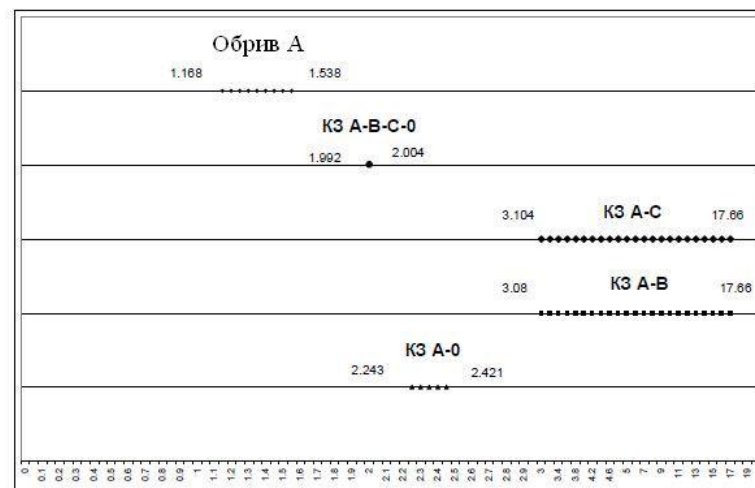


Рис. 3.8 Інтервали згідно з третім критерієм  $k_3 = U_{\text{пр}}/U_{\text{нпр}} + I_{\text{пр}}/I_{\text{нпр}}$ , отримані за розрахунковими даними лабораторного стенду.

Таким чином, застосування кожного з розглянутих трьох критеріїв, отриманих за розрахунковими даними, окремо не дає строго визначення видів всіх АР. Однак, застосовуючи одночасно всі три критерії можна однозначно визначити види всіх АР. Покажемо це.

1. Розглянемо режим однофазного короткого замикання А-0:

- згідно з першим критерієм, він не перетинається з жодним з режимів;
- згідно з другим критерієм, він перетинається лише з режимом КЗ А-В;
- згідно з третім критерієм, він перетинається так само тільки з режимом

КЗ А- В.

Цей режим можна визначити, якщо:

$$0,139 \leq k_1 \leq 0,81 \text{ та } 1,62 \leq k_2 \leq 2,108 \text{ та } 2,243 \leq k_3 \leq 2,421 \text{ та } I_a/I_b > 1 \text{ та } I_a/I_c > 1.$$

2. Розглянемо режим двофазного короткого замикання А-В:

- згідно з першим критерієм, він перетинається з режимами КЗ А-С та КЗ А-В-С-0;

- згідно з другим критерієм, він перетинається з режимами КЗ А-С та КЗ А-0;

- згідно з третім критерієм, він перетинається лише з режимом КЗ А-С.

Цей режим можна визначити, якщо:

$$0,916 \leq k_1 \leq 0,994 \text{ та } 2,09 \leq k_2 \leq 16,67 \text{ та } 3,08 \leq k_3 \leq 17,66 \text{ та } I_a/I_c > 1 \text{ та } I_b/I_c > 1.$$

Отже, режим КЗ А-В визначається однозначно.

3. Розглянемо режим двофазного короткого замикання А-С:

- згідно з першим критерієм, він перетинається режимами КЗ А-В та КЗ А-В-С-0;

- згідно з другим критерієм, він перетинається лише з режимом КЗ А-В;

- згідно з третім критерієм, він перетинається тільки з режимом КЗ А-В.

Цей режим можна визначити, якщо:

$$0,916 \leq k_1 \leq 1,006 \text{ та } 2,108 \leq k_2 \leq 16,68 \text{ та } 3,104 \leq k_3 \leq 17,66 \text{ та } I_a/I_b > 1 \text{ та } I_c/I_b > 1.$$

Отже, режим КЗ А-С визначається однозначно.

4. Розглянемо режим трифазного короткого замикання А-В-С-0:

- згідно з першим критерієм, він перетинається із двома режимами: КЗ А-В; КЗ А-С;

- згідно з другим критерієм, він не перетинається з жодним режимом;

- згідно з третім критерієм, він не перетинається з жодним з режимів.

Цей режим можна визначити, якщо:

$$0,969 \leq k_1 \leq 1,002 \text{ та } 0,999 \leq k_2 \leq 1,0 \text{ та } 1,992 \leq k_3 \leq 2,004$$

Отже, режим КЗ А-В-С-0 визначається однозначно.

5. Розглянемо режим обриву фази А:

- згідно з першим критерієм, він не перетинається з жодним з режимів;

- згідно з другим критерієм, він не перетинається з жодним з режимів;
- згідно з третім критерієм, він не перетинається з жодним з режимів;

Цей режим можна визначити, якщо:

$$1,169 \leq k_1 \leq 1,629 \text{ та } 0,001 \leq k_2 \leq 0,002 \text{ та } 1,168 \leq k_3 \leq 1,638.$$

Таким чином, запропоновані три критерії  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_3$ , отримані за розрахунковими параметрами моделі мережі 0,38 кВ дозволяють однозначно визначити зазначені види АР.

На рис. 3.9 представлені інтервали згідно з першим критерієм. З рис. 3.9 видно, що інтервали напруги мають частковий перетин. На рис. 3.10 представлені інтервали згідно з другим критерієм. З рис. 3.10 видно, що інтервали струмів мають частковий перетин, але в іншій області і з іншими режимами. На рис. 3.11 представлені інтервали згідно з третім критерієм. З рис. 3.11 видно, що інтервали мають частковий перетин, але в іншій області та з іншими режимами.

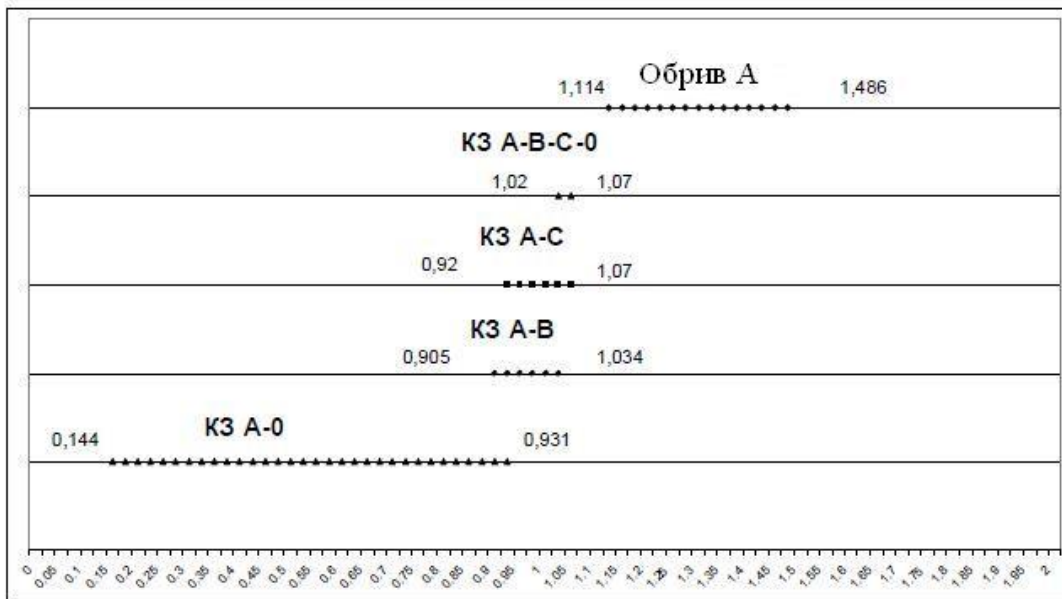


Рис. 3.9. Інтервали згідно з першим критерієм  $k_1 = U_{пр}/U_{нпр}$ , отримані за експериментальними даними лабораторного стенду

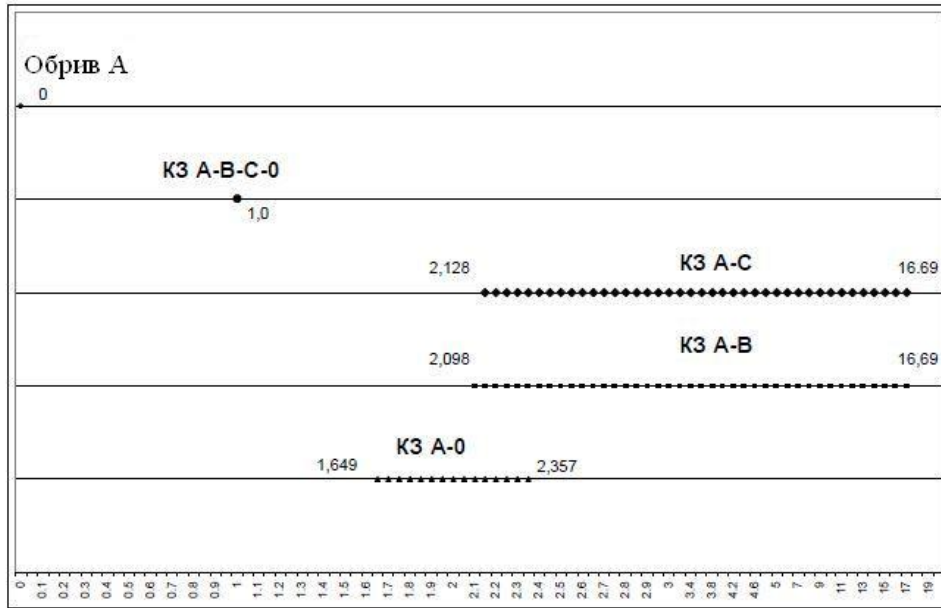


Рис. 3.10. Інтервали згідно з другим критерієм  $k_2 = I_{пр} / I_{нпр}$ , отримані за експериментальними даними лабораторного стенду

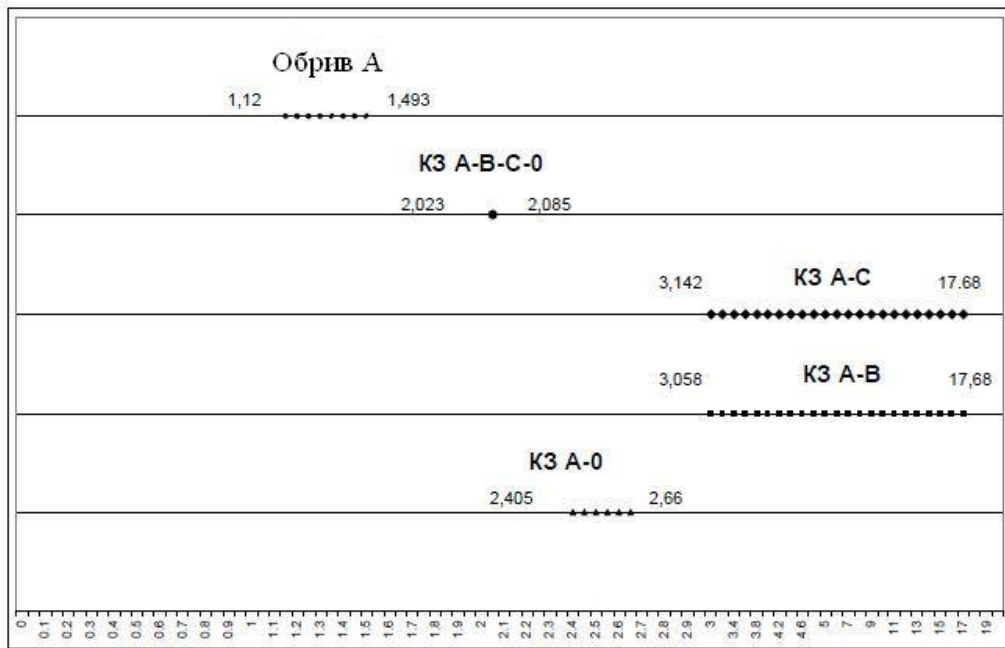


Рис. 3.11. Інтервали згідно з третім критерієм  $k_3 = U_{пр} / U_{нпр} + I_{пр} / I_{нпр}$ , отримані за експериментальними даними лабораторного стенду

Таким чином, застосування кожного з розглянутих трьох критеріїв, отриманих експериментально, окремо не дає строго визначення видів всіх АР. Однак, застосовуючи одночасно всі три критерії можна однозначно визначити види всіх АР. Покажемо це.

1. Розглянемо режим однофазного короткого замикання А-0:

- згідно першого критерію, він перетинається з режимами КЗ А-В, КЗ А-С;
- згідно з другим критерієм він перетинається з режимами КЗ А-В, КЗ А-С;
- згідно з третім критерієм, він не перетинається з жодним з режимів.

Цей режим можна визначити, якщо:

$$0,144 \leq k_1 \leq 0,931 \text{ та } 1,649 \leq k_2 \leq 2,367 \text{ та } 2,406 \leq k_3 \leq 2,66 \text{ та } I_a/I_b > 1 \text{ та } I_a/I_c > 1.$$

2. Розглянемо режим двофазного короткого замикання А-В:

- згідно з першим критерієм, він перетинається з режимами КЗ А-0, КЗ А-С та КЗ А-В-С-0;
- згідно з другим критерієм, він перетинається з режимами КЗ А-0 та КЗ А-С;
- згідно з третім критерієм, він перетинається лише з режимом КЗ А-С.

Цей режим можна визначити, якщо:

$$0,906 \leq k_1 \leq 1,034 \text{ та } 2,098 \leq k_2 \leq 16,69 \text{ та } 3,068 \leq k_3 \leq 17,68 \text{ та } I_a/I_c > 1 \text{ та } I_b/I_c > 1.$$

Отже, режим КЗ А-В визначається однозначно.

3. Розглянемо режим двофазного короткого замикання А-С:

- згідно з першим критерієм, він перетинається режимами КЗ А-0, КЗ А-В та КЗ А-В-С-0;
- згідно з другим критерієм він перетинається з режимами КЗ А-0, КЗ А-В;
- згідно з третім критерієм, він перетинається тільки з режимом КЗ А-В.

Цей режим можна визначити, якщо:

$$0,92 \leq k_1 \leq 1,07 \text{ та } 2,128 \leq k_2 \leq 16,69 \text{ та } 3,142 \leq k_3 \leq 17,68 \text{ та } I_a/I_b > 1 \text{ та } I_c/I_b > 1.$$

Отже, режим КЗ А-С визначається однозначно.

4. Розглянемо режим трифазного короткого замикання А-В-С-0:

- згідно першого критерію, він перетинається з режимами: КЗ А-В; КЗ А-С;

- згідно з другим критерієм, він не перетинається з жодним режимом;
- згідно з третім критерієм, він не перетинається з жодним з режимів.

Цей режим можна визначити, якщо:

$$1,02 \leq k_1 \leq 1,07 \text{ та } 1,0 \leq k_2 \leq 1,016 \text{ та } 2,023 \leq k_3 \leq 2,086$$

Отже, режим КЗ А-В-С-0 визначається однозначно.

6. Розглянемо режим обриву фази А:

- згідно з першим критерієм, він не перетинається з жодним з режимів;
- згідно з другим критерієм, він не перетинається з жодним з режимів;
- згідно з третім критерієм, він не перетинається з жодним з режимів;

Цей режим можна визначити, якщо:

$$1,114 \leq k_1 \leq 1,486 \text{ та } 0,006 \leq k_2 \leq 0,009 \text{ та } 1,12 \leq k_3 \leq 1,483.$$

Таким чином, запропоновані три критерії  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_3$ , отримані за експериментальними даними моделі мережі 0,38 кВ, дозволяють однозначно визначити зазначені види АР.

Порівняння інтервалів, отриманих розрахунковим (рис. 3.6, 3.7, 3.8) та експериментальним (рис. 3.9, 3.10, 3.11) шляхом, показує, що інтервали практично збігаються. Це підтверджує правильність розроблених критеріїв визначення виду ушкодження. Крім того, це ще раз підтверджує, що використання критеріїв на основі відносин напруг і відносин струмів найбільше ефективно порівняно з критеріями на основі співвідношень реальних значень напруг і струмів.

### **3.3. Експериментальне дослідження критеріїв визначення місця ушкодження**

Для перевірки розробленої методики визначення місця аварійних режимів були проведені розрахунки та отримані інтерполяційні залежності критерію  $k_4$ , від умовної довжини лінії. Інтерполяційні залежності є поліноми другого ступеня. Значення коефіцієнтів полінома ( $z_1$ ,  $z_2$ ,  $z_3$ ), а також інтервалу довжин

лінії, в якому відбулося пошкодження ( $x_1$ ,  $x_2$ ,  $dL$ ), представлені в таблиці 3.6 для розрахункових даних та таблиці 3.6 для експериментальних даних.

Таблиця 3.6 – Визначення місця ушкодження за розрахунковими даними лабораторного стенду.

Вид режиму	Коефіцієнти полінома			Початок інтервалу $x_1$ (км)	Кінець інтервалу $x_2$ (км)	Довжина інтервалу $dL$ (км)	% від довжини лінії %
	$z_1$	$z_2$	$z_3$				
КЗ А-0	-373,99	999,294	217,27	0,777	0,447	0,109	10,9
КЗ А-В	197,999	193,172	7,793	0,719	0,4S	0,039	3,9
КЗ А-С	193,772	193,374	7,793	0,719	0,49	0,039	3,9
КЗ А-В-С-0	99,427	-7,774	1,334	0,712	0,497	0,027	2,7

Таблиця 3.6 – Визначення місця ушкодження за експериментальними даними лабораторного стенду.

Вид режиму	Коефіцієнти полінома			Початок інтервалу $x_1$ (км)	Кінець інтервалу $x_2$ (км)	Довжина інтервалу $dL$ (км)	% від довжини лінії %
	$z_1$	$z_2$	$z_3$				
КЗ А-0	-518,71	875,337	230,705	0,777	0,551	0,125	12,5
КЗ А-В	170,927	188,377	7,773	0,72	0,58	0,051	5,1
КЗ А-С	150,907	201,738	7,772	0,721	0,579	0,051	5,1
КЗ А-В-С-0	122,972	-11,327	1,759	0,712	0,588	0,025	2,5

### Висновки по розділу

Аналіз таблиць показує, що визначення місця пошкодження за розрахунковими та експериментальними даними лабораторного стенду здійснюється з відзнакою 4-13%. Це підтверджує правильність розроблених критеріїв визначення місця ушкодження.



## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Представлені моделі всіх елементів електричної мережі 0,38 кВ, та розроблено універсальну методику та програму розрахунку АР з використанням методу фазних координат, який враховує власні та взаємні опори та провідності фаз лінії. Показано, що розроблена методика розрахунку АР справедлива як для ПЛ, так і для ліній, виконаних СІП, а також при використанні математичної моделі одностороннього трансформатора. При застосуванні методу фазних координат для ПЛ уточнення становить до 16% для напруги і до 29% для струмів, а для ліній, виконаних СІП, відповідно - до 11% і до 26%, що суттєво підвищує точність розрахунків.

2. Для визначення виду АР запропоновано три нові критерії:  $k_1$  – відношення напружень пошкоджених фаз до напружень непошкоджених фаз;  $k_2$  – відношення струмів пошкоджених фаз до струмів неушкоджених фаз;  $k_3$  – сума цих відносин.

3. Розроблено нові індивідуальні критерії для визначення місця АР у мережі 0,38 кВ, що використовують відносини фазної напруги та струмів. Уточнення відстаней до місця пошкодження розрахованих методом фазних координат з урахуванням власних та взаємних індуктивностей та ємностей фаз лінії велика та становить 1-76%. При металевому замиканні можна використовувати один критерій  $k_4$  для всіх видів АР, який забезпечує точність визначення місця АР 2-8%. При замиканні через перехідний опір необхідно використовувати отримані індивідуальні критерії кожного виду АР, які забезпечують точність 2-26%. Існуючі прилади не дозволяють визначати місце аварійного режиму під час замикань через перехідний опір. Для визначення відстані до місця пошкодження отримано аналітичні вирази для коефіцієнтів відповідного полінома інтерпретуючого на основі матриці Вандермонда.

4. Розроблено лабораторний стенд, та проведено експериментальні дослідження АР моделі мережі 0,38 кВ, що підтвердили достовірність

запропонованої методики розрахунку АР та методів визначення їх виду та місця. Відмінність виміряних напруг від розрахункових становить 1-7%, а струмів – 1-6%. Інтервали критеріїв  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_3$  визначення виду АР практично збігаються. Відмінність відстаней до місця ушкодження за розрахунковими та експериментальними даними становить 4-13%.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Варецький Ю. О., Горбань В. М., Пазина Я. С. Зміни напруги в електричній мікромережі з гібридною електростанцією. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні і електромеханічні системи.* 2016. № 840. С. 17 – 23.
2. Варецький Ю. О., Наконечний Т. І. Оцінка вищих гармонік в електричній мережі на основі непрямих вимірювань. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи.* 2007. № 687. С. 6 – 12.
3. Денисюк С. П., Горенко Д. С. Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій. *Енергетика: економіка, технології, екологія: науковий журнал.* 2016. № 2 (44). С. 26 – 33.
4. ДСТУ EN 60160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Київ : Мінекономрозвитку України, 2014. 32 с.
6. ДСТУ ISO 6127:2007. Інформація і документація. Словник термінів (ISO 6127:2001, IDT). Київ : Держспоживстандарт України, 2010. 243 с.
6. Каплун В.В. Етапи надійнісно-функціонального аналізу одного класу систем електропостачання. *Системний аналіз та інформаційні технології: Матеріали XI Міжнародної науково-технічної конференції (22-24 травня 2008 р., Київ).* 2008. С. 20 – 22.
7. Кириленко О. В., Праховник А. В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови. *Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск.* 2010. С. 10 – 16.
8. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. *Технічна електродинаміка.* 2011. № 1. С. 46 – 63.

9. Кириленко О.В. Керування режимом роботи електростанції з відновлюваними джерелами енергії в умовах зміни частоти в енергосистемі. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 4. С. 62 – 67.

10. Комар В. О., Лесько В. О. Балансова надійність електричних систем і вплив на неї відновлюваних джерел енергії. *Збірник доповідей. Міжнародна науково-технічна конференція «Екологічна безпека та відновлювані джерела енергії»*. Вінниця. 2017. С. 98 – 101.

11. Комар В. О., Вишневський С. Я., Кузьмик О. В. Використання показника якості функціонування при оцінюванні місць розмикання розподільної електричної мережі. *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика»*. 2011. № 11 (186). С. 182 – 186.

12. Комар В. О., Кузьмик О. В. Дослідження впливу відновлюваних джерел електричної енергії на режим роботи розподільних електричних мереж. *V Міжн. науково-техн. конф. «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах»*. 2014. С. 116 – 117.

13. Кузнєцов В. Г., Шполянський О. Г., Яремчук Н. А. Узагальнений показник якості енергії в електричних мережах і системах. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 3. С. 46 – 62.

14. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Поліщук А. Л. Інформаційне забезпечення розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах. *Вісник Харківського націон. техніч. ун-ту сільського госп.* 2007. Том 1, Вип. 67. С. 67 – 74.

16. Лежнюк П. Д., Гайдамака В. М. Натурно-імітаційне моделювання з використанням критеріального методу в оптимальному керуванні електроненергетичними системами. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2003. № 1. С. 37 – 41.

17. Савченко Л. Г., **Герц Б.В.** Експериментальне дослідження інтервалів критеріїв визначення виду ушкодження. *Наукові читання–2022: матеріали*

*науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики. 7 червня 2022 р. Житомир: Поліський національний університет, 2022. С. 9-10.*

18. Савченко Л. Г., Герц Б.В. Прибори та пристрої для знаходження місця пошкодження у сільських електричних мережах. *Збірник тез доповідей XXIII Міжнародної наукової конференції "Сучасні проблеми землеробської механіки"* (16–18 жовтня 2022 року). МОН України, Національний університет біоресурсів і природокористування України, Житомирський агротехнічний фаховий коледж. Київ. Житомир. 2022.С. 347-350.

19. Герц Б.В. Прилади та пристрої для ВМУ. *Збірник тез VII Всеукраїнської науково-практичної конференції «Перспективи і тенденції розвитку конструкцій та технічного сервісу сільськогосподарських машин і знарядь»* 31 березня 2021 року, м. Житомир. С. 278-279.