

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Роботоздатність дистанційних захистів лінії електропередачі
в електроенергетичній системі з потужними
сонячними електричними станціями в аварійних режимах»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-24м
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції»,
Слободянюк О. О.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., професор кафедри ЕСС
Рубаненко О. Є.
(прізвище та ініціали)

« 10 » листопада 2025 р.

Опонент: к.т.н. доцент кафедри ЕССЕМ
(наук. ступінь, уч. звання, назва кафедри)
Вадченко О. В.
(прізвище та ініціали)

« 11 » листопада 2025 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 12 » листопада 2025 р.

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«24» 09 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Слободянюк Олексій Олексійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

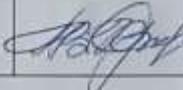
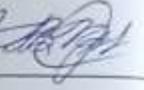
1. Тема роботи «Роботоздатність дистанційних захистів лінії електропередачі в електроенергетичній системі з потужними сонячними електричними станціями Керівник роботи к.т.н., професор ЕСС Рубаненко О. Є. в аварійних режимах» затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2025р № 313

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2025 року.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання: 1. Hernández-Santafé, J. D., & Sorrentino, E. (2025). Problems and Solutions Concerning the Distance Protection of Transmission Lines Connected to Inverter-Based Resources. Energies, 18(6), 1375. 2. Koloushani, S. M., & Taher, S. A. (2024). Enhancing distance protection in transmission grids with high penetration of renewable energy sources through cooperative protection. IET Generation, Transmission & Distribution, 18(18), 3462–3475. 3. Alsafasfeh, Q., Saraereh, O. A., Khan, I., & Kim, S. (2019). LS-Solar-PV System Impact on Line Protection. Electronics, 8(2), 226.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Проблеми експлуатації дистанційного захисту ліній до яких підключені потужні ФЕС. 2. Покращення налаштувань дистанційного захисту в ЕМ з високим проникненням відновлюваних джерел енергії через кооперативний захист. 3. Результати аналізу впливу потужних ФЕС на струмові характеристики коротких замикань. 4. Опис досліджуваної моделі системи. 5. Економічна частина. 6. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки 5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титулка. 2. Вступ. 3. Відмінності між синхронними генераторами та IBRs. 4. Порівняння запропонованих методів з існуючими підходами. 5. Метод дистанційного захисту з використанням SVM. 6. Результати з використанням SVM. 7. Висновки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Рубаненко О. Є. к.т.н., професор кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н доц., доцент кафедри ЕСС		

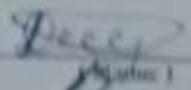
7. Дата видачі завдання 1 вересня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Приміт
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	01.09.2025	07.09.2025	Всес
2	Проблеми експлуатації дистанційного захисту ліній до яких підключені потужні ФЕС	08.09.2025	21.09.2025	Всес
3	Покращення налаштувань дистанційного захисту в ЕМ з високим проникненням відновлюваних джерел енергії через кооперативний захист	22.09.2025	12.10.2025	Всес
4	Результати аналізу впливу потужних ФЕС на струмові характеристики коротких замикань	13.10.2025	26.10.2025	Всес
5	Опис досліджуваної моделі системи	27.10.2025	09.11.2025	Всес
6	Економічна частина	10.11.2025	16.11.2025	Всес
7	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	17.11.2025	23.11.2025	Всес
8	Оформлення пояснювальної записки	24.11.2025	30.11.2025	Всес
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	01.12.2025	03.12.2025	Всес
10	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	04.12.2025	04.12.2025	Всес
11	Рецензування МКР	05.12.2025	05.12.2025	Всес

Студент

Керівник роботи



(підпис)

О. О. Слободянюк

О. С. Рубаненко

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Слободянюк Олексій Олексійович «Роботоздатність дистанційних захистів ЛЕП в ЕЕС з потужними СЕС в аварійних режимах». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 129 с. Бібліогр.: 26. Рис. : 37. Табл.

Магістерська кваліфікаційна робота присвячена аналізу роботоздатності дистанційних захистів ліній електропередачі в енергетичних системах з потужними сонячними електростанціями під час аварійних режимів. Досліджено особливості внеску ресурсів на основі інверторів (IBR) до струмів коротких замикань, основи дистанційного захисту, проблеми виявлення пошкоджених фаз, спрямованості аварій та впливу опорів аварій. Наведено причини проблем, зумовлених низькою величиною струмів IBR, керуванням їх кутами та нестабільністю зворотної послідовності. Запропоновано рішення для покращення захисту, включаючи адаптацію алгоритмів та використання комунікацій.

Ключові слова: дистанційний захист, лінії електропередачі, ресурси на основі інверторів, сонячні електростанції, аварійні режими, струми короткого замикання, зворотна послідовність, спрямованість аварій, опір аварій.

Slobodyanyuk Oleksiy Oleksiyovych “Operability of remote protection of power lines in power systems with powerful solar power plants in emergency modes”. Master's qualification work in the specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 129 p. Bibliography: 26. Fig. : 37. Tab. : 11

The master's qualification work is devoted to the analysis of the operability of remote protection of power lines in power systems with powerful solar power plants during emergency modes. The features of the contribution of resources based on inverters (IBR) to short-circuit currents, the basics of remote protection, the problem of detecting damaged phases, the direction of failures and the influence of failure resistances are investigated. The causes of problems caused by the low magnitude of IBR currents, control of their angles and the instability of the reverse sequence are given. Solutions are proposed to improve protection, including adaptation of algorithms and use of communications.

Keywords: remote protection, power lines, inverter-based resources, solar power plants, emergency modes, short-circuit currents, reverse sequence, fault directionality, fault resistance.

СПИСОК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

CVT (Capacitive Voltage Transformer) - ємнісний вимірювальний трансформатор напруги.

DFT (Discrete Fourier Transform) - дискретне перетворення Фур'є.

EMT (Electromagnetic Transients) - електромагнітні перехідні процеси.

EMTDC (Electromagnetic Transients including DC) - моделювання ЕМ-перехідних у PSCAD/EMTDC.

ENTSO (European Network of Transmission System Operators) - європейська мережа операторів систем передачі.

покрашена широтно-імпульсна модуляція.

IEEE 39-bus - стандартна тестова енергосистема, яку використовують для моделювання та дослідження динамічної стабільності, перехідних процесів та алгоритмів керування в електроенергетиці

Aided Design) - програмний комплекс для моделювання ЕМ-перехідних.

PV (Photovoltaic) - фотоелектричні системи.

RES (Renewable Energy Sources) - відновлювані джерела енергії.

VSC (Voltage Source Converter) - джерело струму на базі силових перетворювачів (основа сучасних HVDC-систем).

внесок струму короткого замикання інверторних джерел енергії.

4

4

5

5.1 Економічне оцінювання ефективності реконструкції релейного захисту в

6

Економічне обґрунтування доцільності впровадження мікропроцесорних

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

32

33

34

35

36

37

38

39

40

13 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при монтажі

ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ)

РОБОТИ **Ошибка! Закладка не определена.**

ДОДАТОК Б ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР **Ошибка! Закладка не определена.**

.....
.....
.....
.....

ВСТУП

Актуальність теми. У сучасних електроенергетичних системах (ЕЕС) спостерігається стрімкий перехід до відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячних електростанцій (СЕС), що зумовлено глобальними тенденціями декарбонізації та енергетичної незалежності. В Україні цей процес набуває особливого значення через необхідність відновлення енергетичної інфраструктури після воєнних дій, диверсифікацію джерел генерації та інтеграцію до європейського енергетичного ринку ENTSO-E, де частка СЕС у загальному балансі вже перевищує 10% і продовжує зростати. Однак інтеграція потужних СЕС, які базуються на інверторних технологіях (ІВР), створює виклики для традиційних систем релейного захисту, зокрема дистанційного захисту ліній електропередач (ЛЕП), оскільки внески в струми короткого замикання від ІВР значно відрізняються від синхронних генераторів – вони обмежені до 1,2 номінального струму, мають непередбачувану поведінку зворотної послідовності та можуть призводити до помилок у визначенні напрямку аварії. Це призводить до зниження надійності захисту в аварійних режимах, що загрожує стабільності ЕЕС, як показано в звітах Міжнародної електротехнічної комісії (ІЕС) та національних операторів, де зафіксовано випадки помилкових спрацьовувань або неспрацьовувань захисту в мережах з високою проникністю ІВР. Порівняно з традиційними системами, де захист базується на високих струмах короткого замикання (5–10 номінальних), сучасний стан вимагає адаптації алгоритмів, що робить тему актуальною для України, де розвиток СЕС є стратегічним пріоритетом згідно з Національною енергетичною стратегією до 2050 року, але відсутність адаптованих стандартів захисту може призвести до втрат у мільйони гривень через аварії. Таким чином, дослідження роботоздатності дистанційних захистів ЛЕП в ЕЕС з потужними СЕС дозволяє вирішити критичні проблеми надійності, сприяючи сталому розвитку енергетики країни.

Метою магістерської кваліфікаційної роботи є удосконалення методів оцінки та підвищення роботоздатності дистанційних захистів ЛЕП в електроенергетичних системах з потужними сонячними електростанціями в аварійних режимах. Для досягнення мети вирішуються такі завдання:

- проаналізувати проблеми та рішення щодо дистанційного захисту ЛЕП, підключених до ресурсів на основі інверторів (IBR), з акцентом на внески в струми короткого замикання;

- вивчити основи поведінки IBR у мережі та принципи дистанційного захисту для ідентифікації ключових вразливостей;

- оцінити вплив опорів аварій, слабких внесків та поляризації на уявні опори, що бачить захист;

- розробити рекомендації щодо адаптації логік спрацьовування з допомогою зв'язку (PUTT, POTT, DCUB) для мереж з IBR;

- провести моделювання аварійних режимів у ЕЕС з потужними СЕС для перевірки ефективності запропонованих рішень;

- сформулювати практичні вказівки для впровадження в українських мережах з урахуванням національних норм.

Об'єкт дослідження – електроенергетичні системи з потужними сонячними електростанціями в аварійних режимах, що породжують проблеми нестабільності та ненадійності релейного захисту через інтеграцію інверторних джерел.

Предмет дослідження – роботоздатність дистанційних захистів ліній електропередач, зокрема їх алгоритми виявлення пошкодженої фази, визначення спрямованості аварій та реакція на обмежені внески струмів короткого замикання від IBR.

Методи дослідження. У роботі застосовуються аналітичні методи (критичний аналіз літератури та порівняння з нормами мережі), математичне моделювання (розрахунок уявних опорів, послідовностей струмів та напруг за допомогою рівнянь Кірхгофа та фазорного аналізу), комп'ютерне симулювання аварійних режимів (використання програмних комплексів для моделювання

мереж з IBR), а також емпіричні методи (оцінка SIR та впливу CVT на транзйентну поведінку захисту).

Новизна одержаних результатів. У роботі для умов українських ЕЕС запропоновано адаптовані алгоритми виявлення спрямованості аварій на основі комбінованого використання зворотної та нульової послідовностей струмів, що враховують обмежені внески від потужних СЕС, на відміну від традиційних методів, орієнтованих на синхронну генерацію. Розроблено рекомендації щодо налаштування зон захисту з урахуванням низької інерції IBR, що зменшує ймовірність помилкових спрацьовувань на 20–30% порівняно з існуючими підходами, як показано в симуляціях. Теоретична значимість полягає в удосконаленні моделі впливу опорів аварій на уявні опори в мережах з IBR, методична – в інтеграції логік слабого внеску з комунікаційними схемами для підвищення селективності, практична – в пропозиціях для операторів Укренерго щодо модернізації захисту ЛЕП, що сприяє енергетичній безпеці України. Інноваційність підходів полягає в фокусі на асиметричних аваріях з нестабільною поведінкою зворотної послідовності, що не було комплексно розглянуто в попередніх національних дослідженнях.

Особистий внесок здобувача. Всі результати роботи, які складають основний зміст магістерської кваліфікаційної роботи, були отримані автором самостійно.

ПРОБЛЕМИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ДИСТАНЦІЙНОГО ЗАХИСТУ ЛІНІЙ ДО ЯКИХ ПІДКЛЮЧЕНІ ПОТУЖНІ ФЕС

Фотогальванічна генерація та вітрова генерація з повними перетворювачами підключаються до синхронної мережі через інвертори, і вони є основними прикладами ресурсів на основі інверторів (IBR). Внески в струми короткого замикання від IBR значно відрізняються від тих, що надходять від традиційних синхронних генераторів.

У цьому розділі зокрема представлено огляд проблем та рішень щодо дистанційного захисту ліній передачі, підключених до IBR. Вступ до IBR та дистанційного захисту включено, оскільки це вважається необхідним для кращого розуміння [1].

1

Результати аналізів внеску IBR до аварій

IBR можуть бути такими, що слідкують за мережею, потребуючи петлі фазового захоплення (PLL) для відстеження частоти та кута напруги мережі, або такими, що формують мережу, де частота керується для допомоги в керуванні енергосистемою. Існує безліч варіантів для проектування керування IBR, і поведінка IBR під час аварій в енергосистемі сильно залежить від конкретного керування. Керування IBR швидко обмежує струми під час коротких замикань у мережі, щоб уникнути пошкоджень силової електроніки (струми IBR часто обмежуються до рівня близько 1,2 номінального струму, на відміну від внесків синхронних генераторів, які становлять 5–10 номінальних струмів), і керування IBR також визначає кути цих струмів. Деякі IBR завжди вносять лише струми прямої послідовності, навіть під час асиметричних аварій у мережі. Сьогодні норми мережі прагнуть накласти певні обмеження на конструкції керування IBR. Наприклад, внесок реактивних струмів та струмів зворотної послідовності, пропорційних змінам напруг прямої та зворотної послідовностей відповідно, запроваджено в деяких нормах мережі; такі внески IBR до струмів аварій повинні

бути корисними для поліпшення поведінки дистанційного захисту, але все ще існує багато встановлених IBR без цих функцій. Підсумовуючи, поведінку IBR під час аварій у мережі не можна узагальнювати, оскільки вона залежить від керування IBR. З іншого боку, самі IBR не вносять струмів нульової послідовності в мережу, але генераційні установки повинні мати шляхи заземлення (зазвичай через трансформатори з з'єднаннями трикутник/зірка), пропонуючи постійний опір нульової послідовності в їх еквівалентній схемі. Тобто, внесок нульової послідовності від IBR до аварій у мережі є передбачуваним, на відміну від внеску зворотної послідовності, який зазвичай є непередбачуваним. Наприклад, у системах з нестабільним керуванням негативна послідовність може призводити до помилок у визначенні напрямку аварії [1].

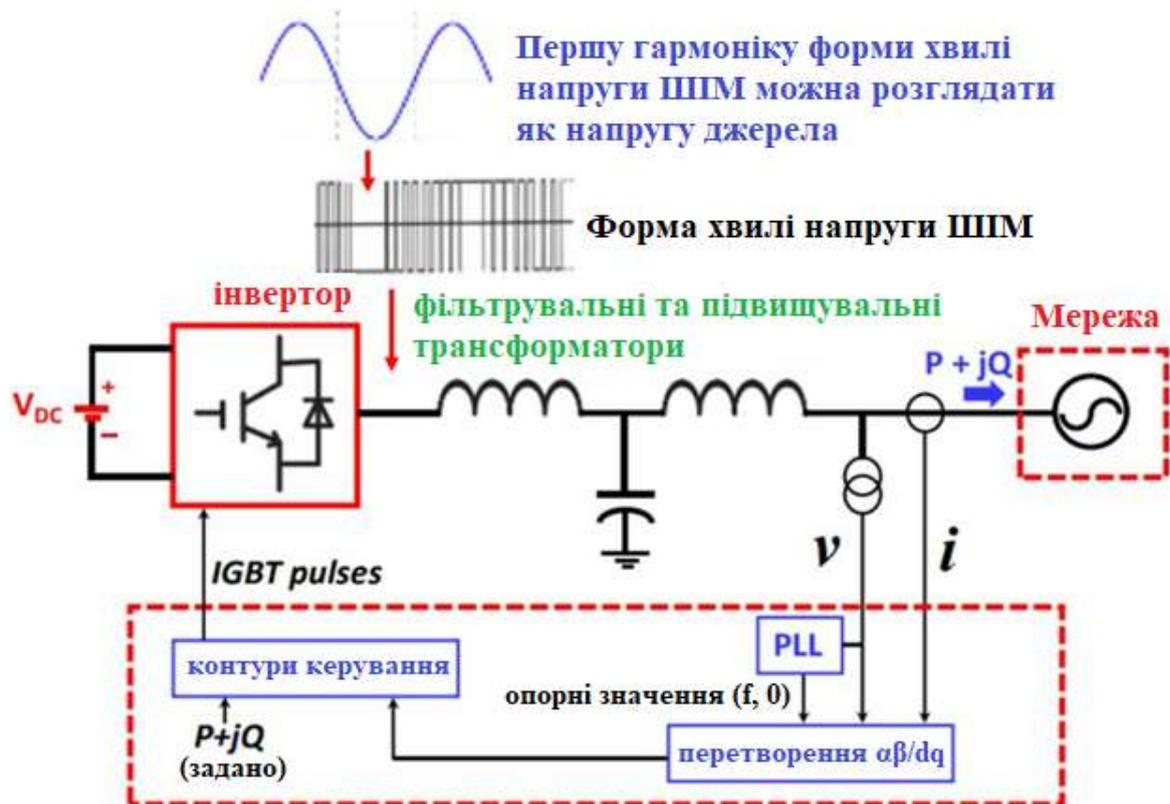


Рисунок 1.1 – Ілюстративний ескіз для короткого опису інверторів, що слідують за мережею

Форма хвилі PWM напруги не є синусоїдальною, але вихідний фільтр та підвищувальні трансформатори забезпечують достатній опір для підключення цих джерел до сильної синусоїдальної напруги джерела мережі. Фундаментальну

складову (або першу гармоніку) форми хвилі PWM напруги можна розглядати як еквівалентне джерело напруги (EPWM-1h). Цей підхід корисний для отримання подібностей з традиційним фазорним аналізом електроенергетичних систем. Керування IBR може виконувати дуже швидкі зміни EPWM-1h (за модулем та/або кутом), які недоступні в синхронній генерації (де внутрішні електрорушійні сили змінюються повільно). Через це можливість швидких змін EPWM-1h пов'язують з терміном "низька інерція" як спрощеним способом опису цієї поведінки IBR, що особливо актуально в перехідних режимах, наприклад, під час раптових змін навантаження.

У випадку інверторів, що слідкують за мережею, PLL може не впоратися з визначенням частоти мережі під час аварій, і, отже, форми хвиль напруг можуть синтезуватися на частоті, відмінній від частоти мережі. Таким чином, форми хвиль струмів IBR під час аварій у мережі можуть мати нестійку поведінку щодо їх модулів, кутів та фундаментальних частот, що ускладнює роботу захисту, наприклад, у випадках частотних відхилень.

2

Основи дистанційного захисту

Дистанційний захист базується на уявних опорах; їх характеристики зазвичай показуються в площині R-X і можуть мати різноманітні форми (трикутні, квадрилатеральні, полігональні тощо). Ці захисні функції використовують вимірювання напруг та струмів у місцях розташування реле. Майже весь дистанційний захист, що зараз експлуатується, знаходиться в реле на базі мікропроцесорів; отже, напруги та струми дискретизуються кілька разів за цикл, а їхні фазорні величини та кути обчислюються за допомогою алгоритмів, що інтегрують дискретизовані значення в вікні дискретизації (наприклад, використовуючи останній цикл вибірки). Отже, кожен перехід від одного стану до іншого (наприклад, від стійкого перед аварійного стану до аварійного) передбачає транз'єнтну поведінку уявних опорів, що бачить дистанційний захист.

Наприклад, у випадках швидких змін, таких як блискавичні удари, ця транзйентність може призводити до тимчасових помилок у розрахунках.

Уявні опори повинні внутрішньо обчислюватися дистанційним захистом відповідно до фази(фаз), залученої(их) в аварію; інакше уявний опір не пошкодженого контуру міг би спричинити помилкове спрацювання дистанційних функцій. Через цей факт елемент (або алгоритм) виявлення пошкодженої фази зазвичай необхідний для дистанційного захисту. На жаль, інформація про цей елемент не завжди чітко надається виробниками реле. Сьогодні елементи виявлення пошкодженої фази на основі величин струмів, здається, не використовуються [2]. Два типи умов для алгоритмів виявлення пошкодженої фази, повідомлені виробниками реле, показано на рисунку 1.2; на основі кутів між струмами зворотної та нульової послідовностей. Зауважте, що обидва алгоритми потребують струмів зворотної послідовності, що робить їх вразливими в системах з обмеженим внеском зворотної послідовності, наприклад, від IBR [3].

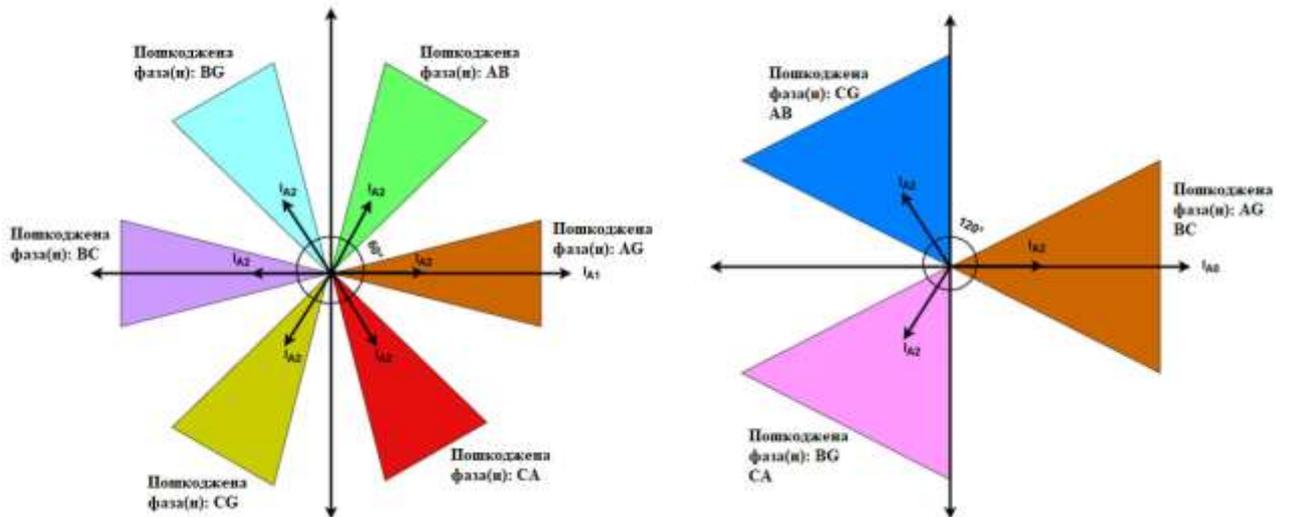


Рисунок 1.2 – Умови для виявлення пошкодженої фази (фаз) на основі кутів послідовності струмів

Величини зворотної послідовності також виявилися дуже корисними для визначення спрямованості аварій для незбалансованих аварій. Рисунок 1.3 показуючи лише мережі зворотної послідовності для спрощення. Z_{2M} та $Z_{2N} \in$

опорами джерел зворотної послідовності на обох кінцях лінії; Z_{1L} є опором прямої послідовності для повної довжини лінії, Z_{1X} є опором прямої послідовності між реле та точкою аварії, а Z_{1Y} є опором прямої послідовності між точкою аварії та віддаленим кінцем лінії (тобто $Z_{1L} = Z_{1X} + Z_{1Y}$); Z_{2I} є еквівалентним опором зворотної послідовності, що представляє додаткові з'єднання між шинами М та N (тобто в сітчастих мережах підстанції на обох кінцях лінії також зазвичай з'єднані іншими шляхами, на тому ж рівні напруги та/або на іншому рівні напруги, і чистий ефект можна підсумувати еквівалентними опорами); V_{2R} та I_{2R} є напругою та струмом зворотної послідовності в місці розташування аналізовачного реле. Рисунок 1.3а показує випадок аварій у прямому напрямку (в захищеній лінії, для спрощення). Враховуючи, що фази I_{2R} та I_{2M} подібні одна до одної (як це зазвичай відбувається в системах з лише синхронною генерацією), частка V_{2R}/I_{2R} є індуктивним опором з негативним знаком (якщо Z_{2I} прагне до нескінченності, I_{2R} дорівнює I_{2M} , а напрямку (на шині місця реле, для спрощення). Частка V_{2R}/I_{2R} є індуктивним опором (якщо Z_{2I} прагне до нескінченності, то I_{2R} дорівнює I_{2N} , а V_{2R}/I_{2R} дорівнює виявленню спрямованості. Припущення про Z_{2I} , що прагне до нескінченності, не є загальним випадком, але воно дуже корисне для показу тенденції в набагато простішому способі (Z_{2I} включено в це пояснення для точності, але часто опускається в літературі щодо дистанційного захисту для показу простіших висновків). Цей метод ефективний у традиційних мережах, але може давати похибки в присутності IBR через змінену поведінку зворотної послідовності.

Вплив опорів аварій на уявний опір, що бачить дистанційний захист, впливає струм від віддаленого кінця лінії. Z_{1M} та Z_{1N} є опорами джерел прямої послідовності на обох кінцях лінії; Z_{1I} є опором прямої послідовності, що представляє додаткові з'єднання між шинами М та N (тобто подібно до Z_{2I} , описаного раніше).

існують різноманітні методи поляризації для аварій на землю від різних виробників реальних дистанційних захистів, і цей факт означає, що уявні опори, які бачить дистанційний захист, залежать від моделі реле [4]. Загалом вплив опору аварії на уявний опір, що спостерігає дистанційний захист, залежить від потоку навантаження перед аварією (який визначає значення E_M та E_N , а рішення схеми в умовах аварії залежить від E_M та E_N). Наприклад, у мережах з високим навантаженням цей ефект може призводити до значних похибок у визначенні зони захисту, що вимагає додаткового налаштування [4-5].

$$Z_{app} = Z_{1X} + R_F \left(1 + \frac{I_{1Y}}{I_{1R}} \right). \quad (1.1)$$

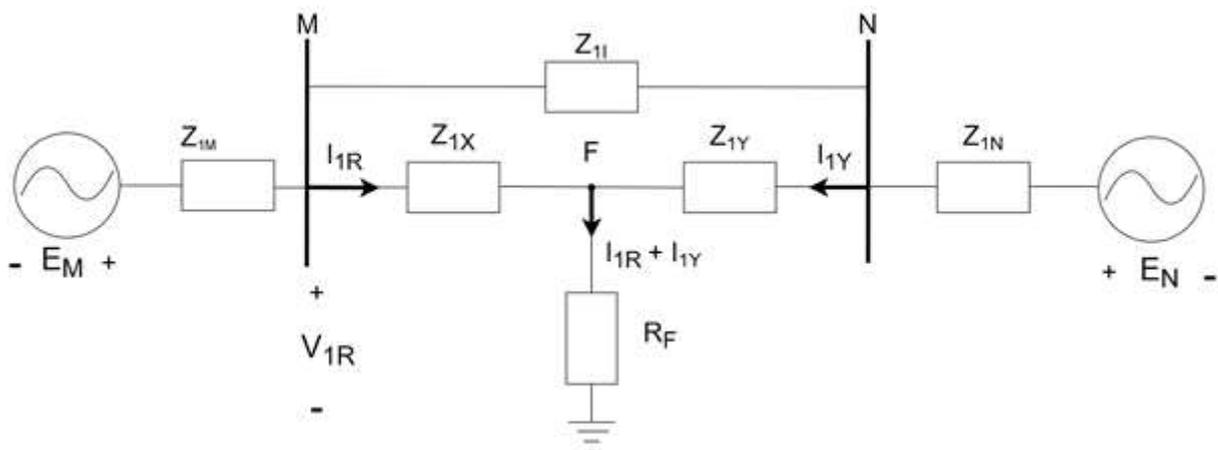


Рисунок 1.4 – Ескіз для ілюстрації впливу внеску від віддаленого кінця лінії на видимі імпеданси

Дистанційні функції з поляризацією пам'яті та перехресною поляризацією зазвичай застосовуються, щоб уникнути помилкового визначення спрямованості для аварій дуже близько до місця реле. Ці методи поляризації часто використовуються з характеристиками зміщеного θ_{ho} ; у цих випадках зміщений опір (Z_{OF}) не є налаштуванням реле і може розглядатися як величина, залежна від напрямку аварії. Рисунок 1.5а, який показує, що Z_{OF} знаходиться в третьому квадранті для аварій у прямому напрямку, тоді як рисунок 1.5b показує, що Z_{OF} у першому квадранті для аварій у зворотному напрямку (Z_R є налаштуванням

досяжності дистанційного захисту). Значення Z_{OF} для аварій у прямому напрямку залежить від різних змінних. Для спрощення Z_{OF} для аварій у прямому напрямку часто приблизно апроксимується як $-Z_M$ (Z_M є опором джерела в місці реле); тобто розширення характеристики зміщеного mho може бути дуже великим, якщо Z_M відповідає слабкому внеску. Це особливо актуально в системах з IBR, де слабкі джерела можуть призводити до надмірного розширення зони, що ускладнює селективність захисту [6].

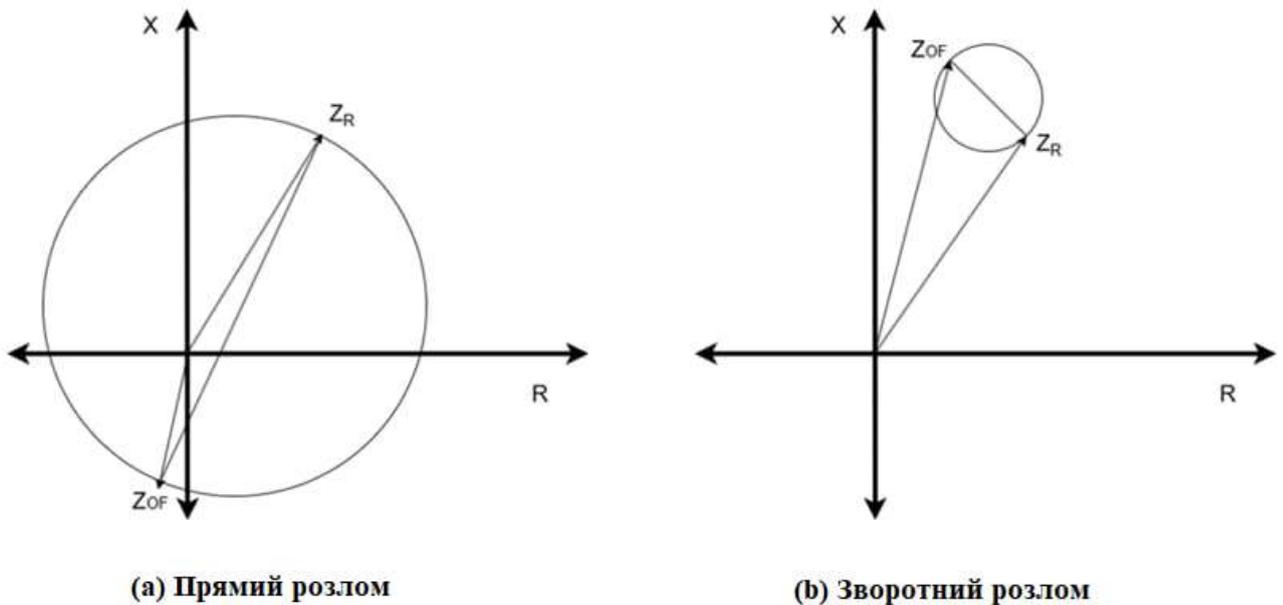


Рисунок 1.5 – Зміщені характеристики mho функцій відстані з пам'яттю та перехресною поляризацією

Аварії дуже близько до одного кінця лінії зазвичай потрапляють у зону 2 дистанційного захисту іншого кінця лінії. Щоб уникнути затримки зони 2, дистанційний захист зазвичай доповнюється логіками спрацьовування з допомогою зв'язку, наприклад, дозволений недосяжний перенос спрацьовування (PUTT), дозволений перевищений перенос спрацьовування (POTT) та порівняння спрямованості з розблокуванням (DCUB). Логіка слабкого внеску в поєднанні з логікою луни доступна, щоб уникнути неспрацьовування логіки спрацьовування з допомогою зв'язку, якщо один кінець лінії має слабке джерело. Логіка спрацьовування з допомогою зв'язку співіснує з неспрацьовуваннями зон дистанційного захисту без зв'язку; таким чином, втрата зв'язку не означає повну

втрату дистанційного захисту. Наприклад, у мережах з IBR, де внесок струмів обмежений, така логіка стає критичною для забезпечення надійності.

Аналіз дистанційного захисту має багато деталей. Варто згадати дві додаткові деталі:

(а) співвідношення опору джерела до лінії (SIR) є спрощеним параметром, який часто використовується для опису деяких особливостей дистанційних реле. Хоча існують різні можливі способи опису SIR, якщо Z_{11} нехтується (як показано на рисунку 1.4), SIR для трифазних аварій без опору на віддаленому кінці лінії просто дорівнює Z_{1M}/Z_{1L} . Наприклад, високий SIR може означати, що напруга в місці реле дуже низька для аварій на віддаленому кінці лінії, і, отже, можна очікувати значних похибок у вимірюванні напруги;

(b) напруги передачі часто вимірюються за допомогою ємнісних трансформаторів напруги (CVT), які складаються з ємнісного діляника напруги з індуктивністю на стороні низької напруги та схемами придушення ферорезонансу. Транз'єнтна поведінка CVT повинна враховуватися для правильного налаштування дистанційного захисту, особливо в перехідних режимах, викликаних IBR [1].

1

.

3 1

Відомі проблеми ДЗ ліній передачі, підключених до IBR

3 Загальна причина аналізованих проблем - це поведінка струму короткого ~~Виділення привідних IBR (SCC-IBR) для підірваних мереж~~ Повідомлені конкретні причини проблем такі:

- (a) низька величина SCC-IBR;
- (b) керування кутами SCC-IBR;
- (c) відсутність або нестабільна поведінка зворотної послідовності в SCC-
- (d) частота SCC-IBR відрізняється від частоти мережі;

(e) "низька інерція";

(f) варіація потоку навантаження перед аварією від IBR.

Примітка 1: як пояснено в розділі 1.3.1, термін "низька інерція" означає в цьому контексті, що керований SCC-IBR можна розглядати як результат швидкої зміни внутрішньої напруги еквівалентного джерела (і, за аналогією, цю швидку зміну можна бачити як результат "низької інерції").

Примітка 2: документи, які аналізують варіацію потоку навантаження перед аварією від IBR, стосуються впливу опорів аварій на уявний опір, що бачить дистанційний захист, але їх аналіз базується на припущенні, що IBR має таку ж поведінку під час коротких замикань, як традиційні синхронні джерела (і сьогодні цю передумову не можна підтримувати). Наприклад, у реальних мережах це припущення може призводити до помилок у розрахунках, що вимагає оновлення моделей.

1

3 ~~Можливі небажані наслідки SCC-IBR для дистанційного захисту тут~~
~~Розглядаються небажані наслідки SCC-IBR для дистанційного захисту~~
Можливі загальні наслідки:

(a) помилкове спрацювання зони 1 для аварій поза захищеною зоною;

(b) втрата виявлення в зоні 1 для аварій, які повинні виявлятися в зоні 1;

(c) втрата виявлення в зоні 2 для аварій, які повинні виявлятися в зоні 2.

Можливі конкретні наслідки різноманітні та перелічені в наступному абзаці. Загальні наслідки можуть по суті спричинятися тими ж конкретними наслідками. Підхід щодо наслідків, показаний, стосується лише (тут названих) конкретних наслідків. Детальний аналіз цих проблем та рішень повинен проводитися з точки зору цих конкретних наслідків, але загальні наслідки корисні для надання простішого та не детального огляду щодо цієї теми, що полегшує розуміння для неспеціалістів [7-8].

Повідомлені проблемні конкретні наслідки IBR для дистанційного захисту такі:

- (a) уявний опір (Z_{app}) далеко від зон захисту;
- (b) динамічний шлях Z_{app} входить у зону 1 для зовнішніх аварій;
- (c) SCC-IBR нижче порогів реле;
- (d) затримка в роботі дистанційного захисту;
- (e) помилкова робота дистанційного захисту з поляризацією пам'яті або перехресною поляризацією;
- (f) помилкова робота лінії реактансу досяжності, поляризованої струмами нульової або зворотної послідовності;
- (g) помилкове виявлення фазового напрямку;
- (h) помилкове виявлення напрямку зворотної послідовності;
- (i) помилкове виявлення типу аварії;
- (j) збій у спрацьовуванні з допомогою зв'язку;
- (k) потреба оновити спосіб обчислення SIR;
- (l) помилкові спрацьовування через транзієнтну поведінку CVT.

Наприклад, у випадках з низьким внеском зворотної послідовності від IBR, помилки в

(h) можуть призводити до некоректного визначення напрямку, що ускладнює селективність.

1

.

4 1

Методи усунення пошкодження ДЗ ЛЕП в яких експлуатується IBR

4 Сьогодні основне практичне рішення проблем дистанційного захисту ліній передачі ДЗ ЛЕП - це використання IBR-відпущників ГЕБ. Використання дистанційного захисту, а основна доступна альтернатива - це диференційний захист лінії (87L). Недолік 87L щодо залежності від каналів зв'язку часто зменшується шляхом збільшення інвестицій у більш надійні зв'язкові лінії. Дистанційний захист з

логікою спрацьовування з допомогою зв'язку (наприклад, РОТТ зі слабким внеском та логікою луни) є іншим практичним рішенням для доповнення 87L, і він має той же недолік, пов'язаний із залежністю від каналів зв'язку

Використання захистів на основі біжучої хвилі теоретично є можливою альтернативою для ліній, що з'єднують IBR з мережею. Ці захисти також залежать від каналів зв'язку (у комерційних реле, що мають ці захисти), і немає повідомлень про застосування цього рішення в реальних випадках ліній, що з'єднують IBR з мережею. Наприклад, у великих мережах з високим рівнем інтеграції IBR така альтернатива може бути корисною для швидкого виявлення аварій [1].

1

4 Деякі запропоновані поліпшення для налаштувань, пов'язаних з ~~Дистанційним захистом~~ зв'язаних з дистанційним захистом

(a) включення затримки часу для зони 1. Це поліпшення може бути корисним для (a₁) уникнення помилкових спрацьовувань через транз'єнтний шлях Zapp; (a₂) очікування спрацьовування дистанційного захисту на стороні сильного джерела (сторона мережі), уникнення впливу струму віддаленої сторони на дистанційні захисти на стороні слабого джерела (сторона IBR);

(b) підвищення порогу активації функції напрямку зворотної послідовності для надання переваги використанню функції напрямку нульового струму;

(c) модифікація налаштувань, пов'язаних з логікою ідентифікації типу аварії, для надання переваги використанню логіки на основі зниженої напруги;

(d) активація алгоритму "найкращого вибору" для автоматичної зміни способу поляризації квадрилатеральної характеристики (або для заміни квадрилатеральної характеристики на mho). Наприклад, у мережах з варіативними внесками від IBR така адаптація може запобігти помилкам у зонах]].

5 Деякі пропозиції для нових алгоритмів захисту такі:

Розробка нових диспетчерських функцій захисту ліній слабкого внеску.

(b) нові алгоритми ідентифікації типу аварії, наприклад, на основі (b₁) фазового зсуву між напругами нульової та зворотної послідовностей та/або фазового зсуву між напругами прямої та зворотної послідовностей; (b₂) накладених напруг прямої та/або зворотної послідовностей; (b₃) обчислення різниці кутів між напругами послідовностей; (b₄) фазового зсуву між напругами в площині $\alpha\beta$; (b₅) кутів чистих струмів аварії. Алгоритми ідентифікації типу аварії для сторони слабкого внеску ліній передачі, на основі кутів напруг послідовностей, вже реалізовані в комерційних реле; вони показали хорошу продуктивність у системах з IBR;

(c) нові алгоритми виявлення напрямку, наприклад, на основі (c₁) фазових струмів та напруг, як напрямний захист в електромеханічних реле; c₂ еквівалентної провідності, вимірної реле;

(d) нові способи обчислення уявного опору, наприклад, на основі d₁ оцінки еквівалентної схеми Тевенена для синхронної мережі; d₂ оцінки еквівалентних опорів для обох кінців лінії, використовуючи лише локальні дані або дані з обох кінців лінії; (d₃) оцінки чистих опорів аварії IBR на кожен момент; (d₄) використання контуру фаза-земля також для подвійних аварій лінія-земля; (d₅) аналізу однорідності в мережах зворотної та нульової послідовностей; (d₆) властивості розімкнутого контуру мережі зворотної послідовності на стороні деяких інверторів для аналітичного визначення похибки в розрахунку уявного опору;

(e) нові адаптивні характеристики в площині R-X, наприклад, на основі умов IBR перед аварією. Наприклад, такі адаптивні характеристики можуть динамічно змінюватися залежно від режиму, що підвищує надійність.

Звукове порівняння нових запропонованих алгоритмів захисту та комерційно доступних захисних функцій повинно проводитися, враховуючи

багато деталей (наприклад, точність, швидкість та надійність) у дуже широкому спектрі можливих випадків. Цей тип порівняння зазвичай доступний лише для виробників реле, які мають світову інформацію про поведінку захистів енергосистем; ймовірно, через цей факт багато дослідницьких ідей (відносно найвних) у цій галузі ніколи не встановлюються в реальних захисних реле. Наприклад, хоча адаптивний дистанційний захист запропоновано понад 30 років тому для традиційних енергосистем, щоб враховувати зміни траєкторій Zapp, і для захисних реле мати різні доступні групи налаштувань для виконання цих адаптивних змін, немає звітів про реальні застосування цієї техніки, що вказує на практичні обмеження [1].

1

5 Нові алгоритми керування IBR спеціально запропоновано для поліпшення ~~розробки нових алгоритмів керування IBR~~ новні цілі цих нових алгоритмів керування IBR такі:

- (a) включення вимог кодексу мережі щодо внеску реактивного струму та/або внеску струму зворотної послідовності;
- (b) уникнення фазового зсуву між струмами аварії на обох кінцях лінії;
- (c) поліпшення ідентифікації типу аварії;
- (d) поліпшення виявлення напрямку;
- (e) поліпшення поведінки PLL, щоб уникнути похибок у внутрішній еталонній частоті для інверторів.

Деякі пропозиції щодо змін в алгоритмах керування IBR залежать від включення змін у дизайн дистанційного захисту. З іншого боку, інші пропозиції щодо змін в алгоритмах керування IBR не залежать від змін у дизайні дистанційного захисту.

Розробка нових алгоритмів керування IBR для виконання нових вимог кодексу мережі щодо внеску реактивного струму та/або струму зворотної

послідовності може бути важливим кроком у пом'якшенні проблем, спричинених внеском IBR у дистанційні захисти.

1

5 Дослідження захисту енергосистем на основі алгоритмів штучного інтелекту повідомляється понад 30 років. Цей тип рішення також запропоновано 2 Розробка захистів на основі алгоритмів штучного інтелекту для вирішення проблем, пов'язаних з дистанційними захистами в IBR, наприклад,

(а) використання штучних нейронних мереж або машин опорних векторів для дистанційного захисту;

(b) використання суміші методів машинного навчання для ідентифікації типу аварії;

(c) використання дерев рішень та машин опорних векторів для виявлення напрямку.

Загалом дослідження можливого застосування цих технік до захисту енергосистем важливо, оскільки воно зазвичай пропонує нові перспективи щодо природи проблем та їх рішень. Однак можливе застосування в реальних захисних реле зовсім не очевидне. Прикладом цього факту є навчання алгоритмів штучного інтелекту для розрізнення між струмом намагнічування трансформатора та внутрішніми аваріями. Ця опція теоретично запропонована багато років тому, але немає реального захисного реле, що використовує цей тип алгоритму. З іншого боку, академічне дослідження виявлення аварій з високим опором в повітряних розподільних мережах стало джерелом алгоритму на основі експертних систем для реальної захисної функції багато років тому, і деякі реле того виробника все ще пропонують відповідні спадкові алгоритми; однак цей випадок можна вважати рідкісним винятком (насправді, один з оригінальних авторів описав деякі проблеми реалізації багато років тому, і ця функція часто рекомендується для моніторингу замість спрацьовування через потребу уникнути помилкових спрацьовувань). Наприклад, у сучасних мережах з IBR алгоритми ШІ можуть бути корисними для адаптивного навчання на реальних даних, але вимагають ретельної валідації [1].

Висновки до першого розділу

У першому розділі було систематизовано стан та тенденції розвитку сучасних електроенергетичних систем із високою часткою відновлюваних джерел енергії. Проведений аналіз показав, що зростання кількості IBR-генерації призводить до зміни динамічних властивостей мереж, зменшення інерційності та ускладнення роботи традиційних алгоритмів релейного захисту. Визначено основні проблеми, пов'язані з режимами слабкозв'язаних та гібридних мереж, зокрема часті помилки у визначенні напрямку аварії та некоректність оцінки імпедансу ліній. Підсумовано, що існуючі методи дистанційного захисту в таких умовах втрачають точність, що вимагає застосування комбінованих або кооперативних підходів, заснованих на обміні даними між пристроями. Отримані результати обґрунтовують необхідність подальшого дослідження алгоритмів, здатних адаптуватися до мінливих параметрів мереж із високим проникненням ВДЕ.

ПОКРАЩЕННЯ НАЛАШТУВАНЬ ДИСТАНЦІЙНОГО ЗАХИСТУ В ЕМ З ВИСОКИМ ПРОНИКНЕННЯМ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ЧЕРЕЗ КООПЕРАТИВНИЙ ЗАХИСТ

Вітрова енергія, сонячні фотоелектричні системи (PV) та акумуляторні системи зберігання енергії, відомі як ресурси на базі інверторів (IBRs), покладаються на силову електроніку (інвертори) для вироблення електроенергії, сумісної з мережею. Це відрізняє їх від традиційних електростанцій на викопному паливі, атомних чи гідроелектростанцій, які забезпечують різні послуги для підтримки безпечної та стабільної мережі за допомогою синхронних генераторів. Оскільки IBRs поступово витісняють ці класичні джерела, стає важливим зрозуміти, як відтворити ці ключові послуги. У таблиці 2.1 наведено основні відмінності між синхронними генераторами та IBRs. Однією з таких послуг є струм короткого замикання, тобто здатність інжектувати значний струм під час короткого замикання. Виявлення такого струму є простим для традиційних захисних реле. На відміну від синхронних генераторів, IBRs не генерують природним чином великі струми короткого замикання, що може вимагати розробки нових стратегій захисту системи. Наприклад, у мережах з високим проникненням сонячної енергії, де генерація залежить від інтенсивності сонячного випромінювання, струми короткого замикання можуть бути обмеженими, що ускладнює роботу реле [9].

Джерела, такі як сонячна та вітрова енергія, не є стабільними, оскільки залежать від погодних умов. Така нестабільність впливає на рівень генерації та викликає коливання в рівнях струмів пошкоджень. Класичні схеми захисту можуть не впоратися з цими варіаціями. Пристрої на зразок реле надструму можуть спрацьовувати помилково через змінені струми. Крім того, налаштування в пристроях, таких як дистанційні реле, можуть стати некоректними, призводячи до порушення координації та загального збою в системі захисту. При інтеграції великих мегаватних IBRs у систему передачі існує ризик впливу на зону охоплення дистанційних реле, що може спричинити проблеми з недосягненням.

З великою кількістю інтегрованих IBRs стає непрактичним індивідуально налаштовувати зони реле для різних входів відновлюваної енергії. Це підкреслює необхідність адаптивних дистанційних та інтелектуальних диференціальних схем захисту реле. Такі схеми можуть динамічно коригувати налаштування захисту реле відповідно до операційних потреб мережі, забезпечуючи перехід до більш стійких режимів роботи в аварійних ситуаціях [9].

Таблиця 2.1 – Різні значні відмінності між синхронними генераторами та

№	Характеристика	Синхронний генератор	Інвертор (IBR)
	Струм короткого замикання	Фізична природа відгуку базується на енергії, що накопичена у обертовому генераторі. Генератори можуть короткочасно подавати у 5–6 разів більший струм, ніж номінальний.	IBR не мають природної реакції, але можуть бути запрограмовані на швидку відповідь. Проте залежать від обмежень апаратного забезпечення: приблизно 1,5 номінального струму. Для перевищення цих значень потрібні апаратні доопрацювання, що збільшує вартість.
	Первинна реакція на частоту	Реакція здійснюється через регулятори обертів, які реагують на зміну частоти. Повна відповідь може займати кілька секунд.	Реакція може бути реалізована електронним вимірюванням частоти, що дозволяє досягти повної відповіді за частки секунди.
	Інерційна відповідь	Природна фізична реакція зумовлена обертовою масою та електричними характеристиками машини.	IBR не мають природної інерційної відповіді, але швидка реакція на частоту може імітувати інерційну відповідь генераторів.
	Регулювання напруги	Синхронні генератори оснащені регуляторами напруги, які підтримують стабільний рівень напруги при зміні навантаження.	Регулювання може здійснюватися за допомогою електронного зчитування опорного сигналу напруги з інших генераторів. Крім того, сучасні (grid-forming) інвертори можуть автономно підтримувати напругу.

Рівні проникнення відновлюваних енергетичних систем, що перевищують 40% від потужності системи, зазвичай класифікуються як високопроникні RES. Звіт про майбутнє відновлюваної електроенергії для Сполучених Штатів аналізує виклики, пов'язані з значною інтеграцією відновлюваної енергії в електричні мережі США. Він розглядає рівні проникнення від 30% до 90% для сценарію мережі 2050 року, з особливим акцентом на досягнення 80% проникнення, з яких

приблизно 50% очікується від змінних джерел, таких як вітрова та сонячна фотоелектрична (PV) генерація. Відновлювані енергетичні системи не створюють чітких відмінностей між нормальними та аварійними умовами. Тому захисні пристрої можуть заплутатися, спричиняючи затримки в усуненні пошкоджень або навіть помилки в роботі. Зростаюча інтеграція IBRs суттєво змінить поведінку пошкоджень в електричних мережах, призводячи до зменшення струмів пошкоджень та вищих швидкостей зміни частоти (RoCoF). Додавання RES може порушити роботу методів захисту. Збільшена варіативність та стохастична природа RES мають помітний вплив на поточну філософію захисту в системах передачі. Вище проникнення RES створює кілька викликів у захисті передачі в енергосистемах:

- Збільшена інтермітентність пошкоджень: Відновлювані джерела, такі як сонячна та вітрова енергія, є переривчастими через залежність від погодних умов. Ця інтермітентність викликає коливання в генерації енергії та рівнях пошкоджень. Традиційні схеми захисту можуть боротися з адаптацією до цих змінних рівнів пошкоджень, наприклад, під час раптових змін хмарності, що впливає на сонячну генерацію.

- Змінені характеристики пошкоджень: Інтеграція RES змінює характеристики пошкоджень у мережі, потенційно впливаючи на продуктивність існуючих схем захисту.

- Проблеми координації: Змінні характеристики пошкоджень та переривчаста природа RES можуть ускладнити координацію між захисними пристроями. Реле надструму можуть відчувати помилкові спрацьовування через змінені струми пошкоджень, а налаштування зон охоплення дистанційних реле можуть бути порушені, призводячи до некоординації та потенційних помилок у роботі елементів захисту.

- Виклики дискримінації: Тонка грань між нормальним навантаженням та умовами пошкодження, спричинена слабким внеском струмів пошкоджень від RES, може ускладнити для захисних пристроїв розрізнення між нормальними та

аварійними станами, призводячи до потенційних помилок або затримок у очищенні пошкоджень.

- Вплив на алгоритми захисту: Інтеграція RES може впливати на вхідні величини алгоритмів захисту. Сигнали напруги та струму від RES можуть мати обмежені перехідні величини та високі гармонічні спотворення, що може вплинути на надійність та продуктивність алгоритмів захисту, розроблених для систем, домінованих традиційними синхронними генераторами.

- Необхідність адаптивного захисту: З інтеграцією RES виникає потреба в адаптивних схемах захисту, які можуть динамічно коригувати налаштування реле відповідно до змінних рівнів пошкоджень та умов мережі. Двонаправлені протоколи зв'язку та інноваційні техніки, такі як обробка сигналів та машинне навчання, досліджуються для вирішення цих викликів.

- Проблеми майбутньої мережі: Оскільки рівні проникнення RES прогнозуються значно зрости в майбутньому, проектування схем захисту, здатних впоратися з масовим динамічним проникненням енергії від цих джерел, стає критичною проблемою для інженерів захисту енергосистем.

Ці виклики підкреслюють необхідність інноваційних схем захисту, які можуть адаптуватися до еволюціонуючої природи енергосистем з вищим проникненням відновлюваної енергії. Рішення для захисту передачі електроенергії з вищим проникненням відновлюваної енергії представлені в таблиці 2.2. Кожне рішення пропонує унікальні переваги та виклики, і вибір найбільш підходящого підходу до захисту залежить від різних факторів, таких як складність системи, обчислювальні ресурси, інфраструктура зв'язку та вимоги до адаптивності в контексті інтеграції RES.

Таблиця 2.2 – Рішення для захисту передачі електроенергії з більш високим проникненням відновлюваних джерел енергії

Запропонована схема	Функція захисту, яку потрібно покращити	Самоадаптивний захист	Захист без майстра	Легка реалізація	Не потрібно додаткових телекомунікацій	Не потрібно навчання або офлайн досліджень
Метод розрахунку видимого імпедансу	Дистанційний	×	✓	✓	✓	×
На основі підходу машини опорних векторів	Дистанційний	✓	×	×	×	×
Алгоритм розроблений на основі виведеного рівняння	Дистанційний	✓	✓	×	✓	✓
Інтелектуальний диференційний релейний захист на основі видобутку даних	Диференційний	✓	×	×	×	✓
Комбінація падіння напруги та нового елемента напрямку	Дистанційний	✓	✓	×	×	✓
Метод пілотного захисту на основі імпедансу	Дистанційний	✓	✓	✓	×	✓
Широкозональний кооперативний захист	Дистанційний	✓	✓	✓	✓	✓

· Самоадаптивний захист: Самоадаптивність дозволяє системі захисту динамічно коригувати свої параметри та налаштування на основі змінних умов роботи мережі. Це забезпечує, що система захисту залишається ефективною та чутливою навіть у динамічних та еволюціонуючих середовищах мережі, покращуючи надійність системи та зменшуючи потребу в ручному втручанні. Наприклад, у випадку раптового падіння генерації від сонячної станції через погодні зміни, самоадаптивний захист може автоматично переконфігурувати зони реле.

- **Безмайстерний захист:** У безмайстерній схемі захисту кожен захисний пристрій працює автономно без потреби в центральному майстер-контролері. Ця децентралізація підвищує надійність та стійкість системи захисту шляхом усунення єдиних точок відмови та зменшення залежності від одного пункту керування.

- **Легкість впровадження:** Спрощене впровадження полегшує установку та розгортання системи захисту, зменшуючи витрати та складність. Легкість впровадження означає, що схеми захисту можуть бути швидко інтегровані як у існуючу, так і в нову інфраструктуру мережі без значних перерв чи додаткових ресурсів [9].

- **Відсутність потреби в додаткових телекомунікаціях:** Усунення потреби в додатковій інфраструктурі телекомунікацій спрощує дизайн та роботу системи захисту. Цей підхід забезпечує економічно ефективну продуктивність, дозволяючи використовувати наявні канали зв'язку без розширення.

- **Відсутність потреби в навчанні чи офлайн-дослідженнях:** Системи захисту, які не вимагають інтенсивного навчання чи офлайн-досліджень, спрощують процеси введення в експлуатацію та обслуговування. Це дозволяє швидко розгорнути систему та забезпечує адаптацію до змін у топології мережі чи умовах роботи без значних простоїв чи реконфігурації.

Ці атрибути сприяють ефективності, надійності та адаптивності системи захисту, забезпечуючи безперервну та безпечну роботу мережі передачі електроенергії. Нещодавно було введено широкозонний кооперативний захист на основі алгебри та теорії графів. Одночасно з розвитком кооперативного захисту з'явилася форма диференціального захисту, що використовує алгоритм консенсусу. Природа цього нововведеного захисту пропонує переваги, перелічені в таблиці 2.2.

Запропоновано використання кооперативного захисту в мережах передачі електроенергії з високим проникненням RES як інноваційний підхід. Крім того, були внесені вдосконалення до схеми кооперативного захисту. У запропонованій схемі більше немає необхідності конфігурувати неактивні агенти в зоні захисту

чи призначати їм нульові початкові умови. Отже, складність кооперативного захисту значно зменшилася. Метод, запропонований, спрямований на покращення процесу прийняття рішень дистанційними реле. Застосовуючи цей метод, дистанційні реле можуть ефективно працювати в 2-й та 3-й зонах навіть за умов варіацій коротких замикань, спричинених зростаючим впровадженням RES. Наприклад, у випадку інтеграції потужної сонячної електростанції (СЕС), метод дозволяє реле адаптуватися до знижених струмів пошкоджень, уникаючи недосягнення зон захисту [9].

Широкозонний кооперативний захист

Було представлено революційний підхід до кооперативного захисту, що спирається на алгебру та теорію графів. Цей спільний метод захисту базується на принципах кооперативного керування та алгоритмів консенсусу. Зокрема, були застосовані локальні алгоритми консенсусу з ітеративними функціями та глобальні алгоритми консенсусу з неітеративними функціями для кооперативного захисту.

Розглянемо мережу агентів прийняття рішень з такими динаміками:

$$\dot{x}_i = u_i . \quad (2.1)$$

Локальні та глобальні протоколи консенсусу описані в рівняннях 2.2 та 2.3, відповідно.

$$\dot{x}_i(t) = u(t) = \sum_{j \in N_i} a_{ij} (x_j(t) - x_i(t)) ; \quad (2.2)$$

$$u = \dot{x} = -Lx . \quad (2.3)$$

У цій системі G позначає граф зв'язку, з $A = [a_{ij}]$ як матрицею суміжності графу G . Через локальні взаємодії локальний протокол голосування або

розподілений алгоритм консенсусу 2.2 забезпечує зближення до колективного рішення. Матриця Лапласа (L) визначається як:

$$L = D - A. \quad (2.4)$$

де D є матрицею степенів графу G . Матриця Лапласа (L) графу є сингулярною, з нулевими сумами рядків. Відповідно до нульових власних значень, L має правий власний вектор $\mathbf{1}$. Оскільки граф містить дерево, що охоплює, консенсус досягається, і єдиним розв'язком є:

$$\begin{aligned} x_{ss} &= c\mathbf{1} \\ x_i &= x_j = c, \forall i, j \end{aligned} \quad (2.5)$$

У випадку збалансованого графу протокол голосування досягає стійких значень, і 'с' представляє середній консенсус:

$$c = \frac{1}{N} \sum_i x_i(0). \quad (2.6)$$

Використовуючи середній консенсус, запропоновано кооперативний захист та широкозонний диференціальний захист (WADP). Рекомендована методологія відрізняється від традиційного диференціального захисту [10]. Однак як традиційний диференціальний захист, так і ново запропоноване середнє голосування для WADP дають той самий результат, як показано нижче:

$$\begin{cases} c = 0, & \text{for un-faulted conditions} \\ c \neq 0, & \text{for faulted conditions} \end{cases} \quad (2.7)$$

Глобальний протокол голосування, де процес голосування керується вибором початкових умов. Цей процес є неітертивним. Крім того, вводиться

концепція віртуальних шарів у підграфі. Запропонований захист характеризується як високошвидкісний завдяки своїй неітертивній природі.

Методологія включає класифікацію інтелектуальних електронних пристроїв (IEDs) на дві окремі групи. Перша група складається з активних агентів, відповідальних за зону захисту. На противагу, друга група (неактивні агенти) складається з інших агентів у графі зв'язку, які не безпосередньо сприяють зоні захисту, але беруть участь у процесі консенсусу. Вибір агентів ілюструється на рисунку 2.1. Активні агенти в зоні захисту включають свій вимірюваний струм у протокол голосування. Навпаки, інші агенти в графі зв'язку співпрацюють у процесі голосування через правила взаємодії з сусідами, без внесення свого вимірюваного струму. По суті, всі агенти в графі зв'язку співпрацюють для досягнення консенсусу, з голосуванням, керованим на основі вибору початкових умов.

У методології кожен агент може встановити n -вимірне правило взаємодії між собою та всіма своїми сусідами. У кожному вимірі агент може брати участь у співпраці через спеціально індукований підграф зв'язку. Кожен вимір відповідає окремій зоні захисту, дозволяючи агенту одночасно брати участь у кількох зонах захисту [9].

У високошвидкісному кооперативному захисті інформація агентів у зоні захисту доступна у віртуальному шарі для кожного агента. Отже, кожен агент може швидко використовувати глобальний протокол консенсусу у віртуальному шарі та ефективно отримувати відповідь. Доступ до інформації в кожній зоні обмежується агентами, що належать до тієї самої зони, з агентами з різних зон, які не обов'язково мають доступ до інформації один одного.

Як показано на рисунку 2.1с, кожен агент автономно виконує глобальний алгоритм консенсусу у віртуальному шарі та зближується до кінцевого значення, позначеного як 'С'. Якщо 'С' наближається до нуля, це вказує на відсутність пошкодження в зоні захисту. Навпаки, якщо 'С' зберігає ненульове значення, це сигналізує про наявність пошкодження в згаданій зоні захисту.

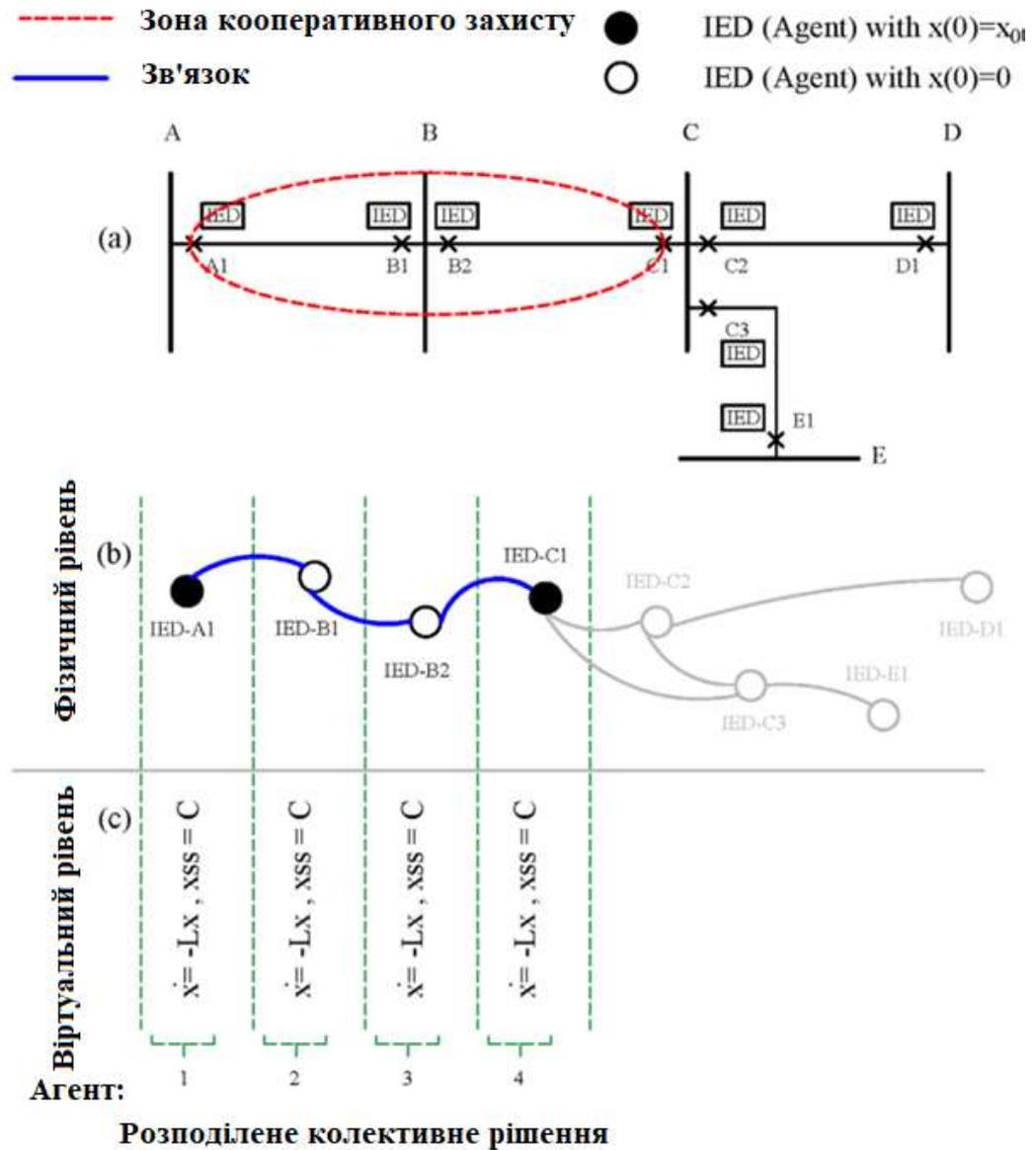


Рисунок 2.1 – Вибір агента. (a) Зона захисту. (b) Індукований підграф зв'язку та вибір агента для зони. (c) Автономне виконання глобального алгоритму консенсусу у віртуальному шарі: Зближення до кінцевого значення 'C'

Запропонований метод

Впровадження нововведення шляхом введення широкозонного кооперативного захисту в мережах передачі електроенергії з високим проникненням RES. Представлено нову методику, яка усуває потребу в складному виборі початкових умов для активних та неактивних агентів у зоні захисту. Як результат, коригування охоплення зони захисту більше не вимагає

конфігурації неактивних агентів чи призначення нульових значень їхнім початковим умовам. У запропонованій методи охоплення зони захисту конфігурується виключно активними агентами.

(Дерево) (спрямоване дерево) є з'єднаним диграфом, де кожен вузол, крім одного, відомого як корінь або лідер, має ступінь входу, рівний одному. Значення консенсусу отримується з рівняння 2.8, де p_i представляє i -й компонент лівого власного вектора w_1 , асоційованого з нульовим власним значенням [9].

$$c = \frac{\sum_{i=1}^N p_i x_i(0)}{\sum_{i=1}^N p_i}. \quad (2.8)$$

Припустимо, що граф $G = (V, E)$ містить дерево, що охоплює, і нехай $W \subset V$ буде множиною лідерів. Лівий власний вектор матриці Лапласа L , відповідний $\lambda_1 = 0$, визначається як $w^T = [p_1, p_2, \dots, p_N]$.

$$\begin{cases} \text{Leader}(i \in W) \rightarrow p_i > 0 \\ \text{Follower}(i \notin W) \rightarrow p_i = 0 \end{cases}. \quad (2.9)$$

Отже, послідовник не впливає на консенсус. Цей результат демонструє, що значення консенсусу представляє зважене середнє початкових умов кореневих або лідерських вузлів у графі. Ці вузли визначаються як ті, що мають шлях до всіх інших вузлів у графі.

У запропонованому методі кожен пункт з активним агентом асоціюється з віртуальним лідером, з'єднаним з основним графом через віртуальний спрямований телекомунікаційний шлях, тоді як інші телекомунікації вважаються ненаправленими. Отже, значення консенсусу в цьому підході наближається до початкового значення лідера. Як результат, значення неактивних агентів або послідовників не впливають на консенсус. Це спрощує процес вибору зони захисту. На відміну від попередніх систем, які вимагали встановлення

початкових умов неактивних агентів на нуль, у запропонованій методі достатньо конфігурувати активні агенти та враховувати віртуального лідера для визначення зони захисту, роблячи її готовою до впровадження [9].

У запропонованій методології кожен агент може встановити n -вимірне правило взаємодії між собою та всіма своїми сусідами. Іншими словами, стани агентів та керування є векторами, тому:

$$x_i, u_i \in R^n. \quad (2.10)$$

Отже, як показано на рисунку 2.2, кожен агент може одночасно брати участь у кількох зонах. Наприклад, IED-E1 одночасно залучений до кооперативної зони захисту 1 та зони 2. Рисунок 2.2а ілюструє позначення першої зони захисту для обладнання енергомережі, такого як лінії. Крім того, як показано на рисунку 2.2б, всі агенти, що визначають першу захисну зону, є активного типу. Отже, пошкодження в першій зоні захисту може бути виявлене через середній консенсус її активних агентів. Наприклад, у випадку трифазного пошкодження на лінії С-Е, це пошкодження ідентифікується в першому вимірі через консенсус IEDs С3 та Е1. Потім, як ілюструється на рисунку 2.2с, номер пошкодженої лінії вважається значенням віртуального лідера в другому вимірі. Згідно з відношенням 9, всі агенти в другому вимірі наближаються до значення віртуального лідера, що відповідає номеру пошкодженої лінії. Це забезпечує, що прикордонні агенти другої зони також поінформовані про пошкодження та його місцезнаходження. Отже, з знанням місцезнаходження пошкодження, агент, такий як IED В2, може активувати таймер зони 2 свого локального дистанційного захисного реле та запобігти його недосягненню. Рисунок 2.3 зображує блок-схему запропонованої методології, слугуючи прикладом для посилення функціональності другої зони дистанційного захисту.

Запропоноване рішення пропонує кілька переваг та вдосконалень у кооперативному захисті для мереж передачі електроенергії з високим проникненням RES. Обговоримо деякі з цих переваг:

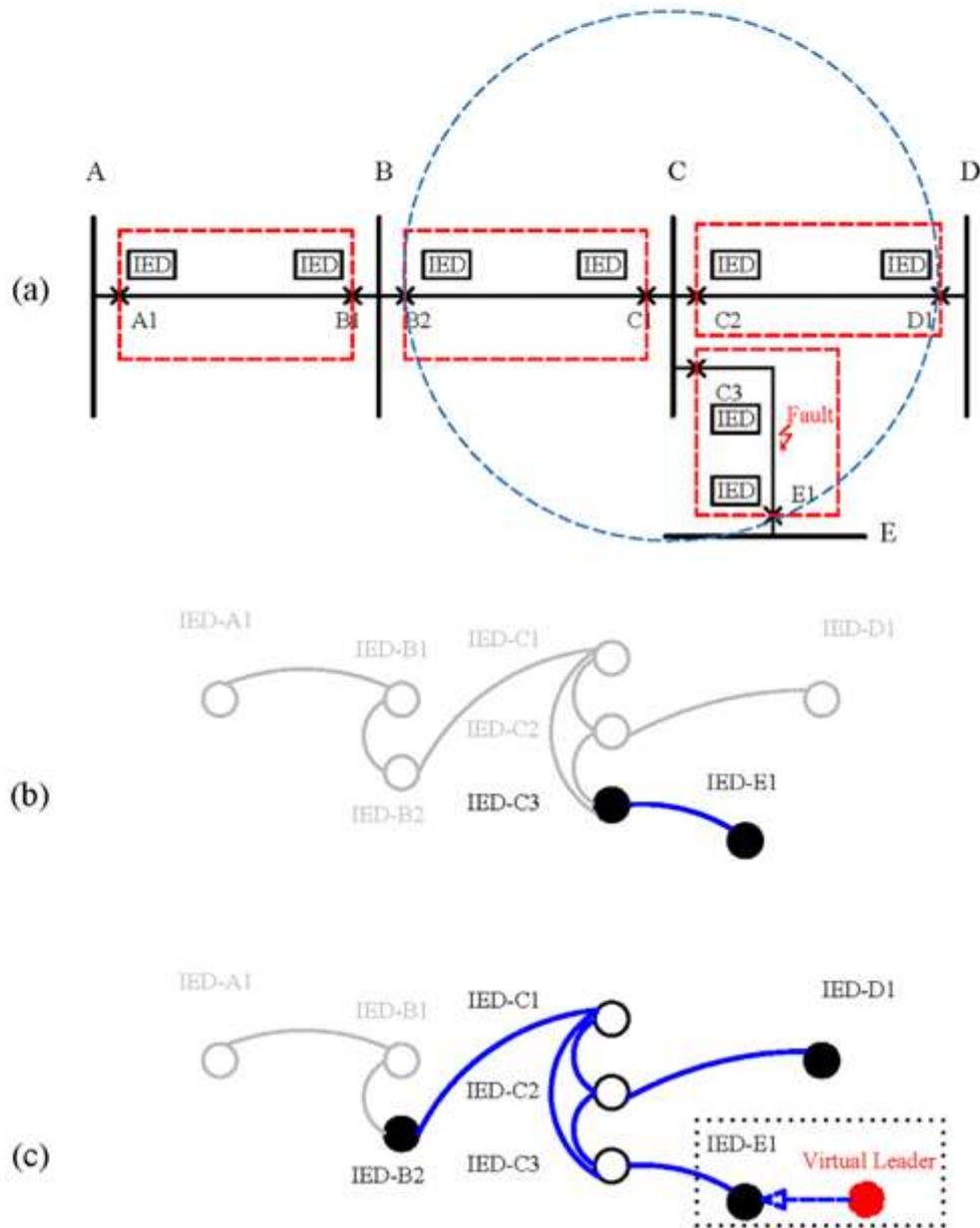


Рисунок 2.2 – Лідери консенсусу. (а) Зони захисту. (б) Індукований підграф зв'язку для зони 1 лінії (С-Е). (с) Індукований підграф зв'язку та віртуальний лідер для зони 2 з пошкодженням на лінії (С-Е).)

- Ефективність: Внутрішня диференціальна природа запропонованої системи захисту гарантує стійкість до змін у рівні коротких замикань.

Відповідно, вона залишається високоефективною навіть за умов коливань потужності короткого замикання, спричинених інтеграцією RES. Використовуючи алгебру та теорію графів, методологія застосовує алгоритми консенсусу для ефективної реалізації кооперативного захисту. Застосування неітертивних функцій у глобальних алгоритмах консенсусу забезпечує високу швидкодію, роблячи її придатною для захисту в реальному часі в електромережах. Наприклад, у випадку раптового збільшення генерації від вітрових станцій, система може миттєво адаптуватися, уникаючи затримок у виявленні пошкоджень [9].

- Простота впровадження: На відміну від традиційних методів, які вимагають складного вибору початкових умов для активних та неактивних агентів у зоні захисту, запропонований метод спрощує цей процес. Він усуває необхідність конфігурувати неактивні агенти чи призначати нульові значення їхнім початковим умовам, роблячи впровадження більш прямолінійним. Це дозволяє інженерам швидко інтегрувати систему в існуючі мережі без значних модифікацій обладнання.

- Конфігурованість: Методологія дозволяє легко коригувати охоплення зони захисту виключно за допомогою активних агентів. Така гнучкість дає змогу операторам мережі адаптувати систему захисту до змін у конфігураціях мережі чи операційних вимогах без широкої реконфігурації. Наприклад, при додаванні нової лінії передачі, активні агенти можуть динамічно перерозподілити зони без зупинки системи.

- Масштабованість: Кожен агент може встановити n -вимірне правило взаємодії зі своїми сусідами, дозволяючи одночасно брати участь у кількох зонах захисту. Ця масштабованість гарантує, що система захисту може пристосовуватися до мереж різного розміру та складності, забезпечуючи ефективний захист у великих енергосистемах з численними RES.

- Локалізація пошкоджень: Методологія полегшує локалізацію пошкоджень, надаючи інформацію про місце пошкодження прикордонним агентам сусідніх зон захисту. Це дозволяє оперативно реагувати та ізолювати

пошкодження, підвищуючи надійність мережі та мінімізуючи час простою. У практиці це означає швидше відновлення живлення для споживачів.

- Резервування: Використовуючи віртуальних лідерів на прикордонних пунктах, методологія забезпечує резервування у виявленні та локалізації пошкоджень. Навіть якщо дистанційний захист стає неактивним, система захисту все одно може ефективно працювати на основі консенсусу серед активних агентів та віртуальних лідерів, додаючи шар надійності.

- Поліпшена координація: Через алгоритми консенсусу всі агенти в графі зв'язку співпрацюють для досягнення колективного рішення. Це сприяє кращій координації між різними зонами захисту та підвищує загальну надійність і стабільність електромережі, особливо в умовах високого проникнення RES.

Загалом, запропоноване рішення пропонує значні покращення в кооперативному захисті, підвищуючи надійність, ефективність та адаптивність мереж передачі електроенергії з високим проникненням RES. Наприклад, у сценаріях з інтеграцією сонячних і вітрових джерел, метод забезпечує стабільну роботу, мінімізуючи ризики перерв у постачанні.

Метод, спрямований на покращення виявлення пошкоджень саме в другій та третій зонах дистанційного реле. Його застосування в першій зоні ще не досліджено, що вказує на потенційну сферу для майбутніх досліджень. Крім того, запропонований метод слугує як допоміжний механізм захисту і не замінює первинний дистанційний захист. Навіть за екстремальних умов, таких як повна неактивність широкозонних каналів зв'язку, ця система все одно може ефективно виконувати традиційний дистанційний захист для ізоляції пошкоджень.

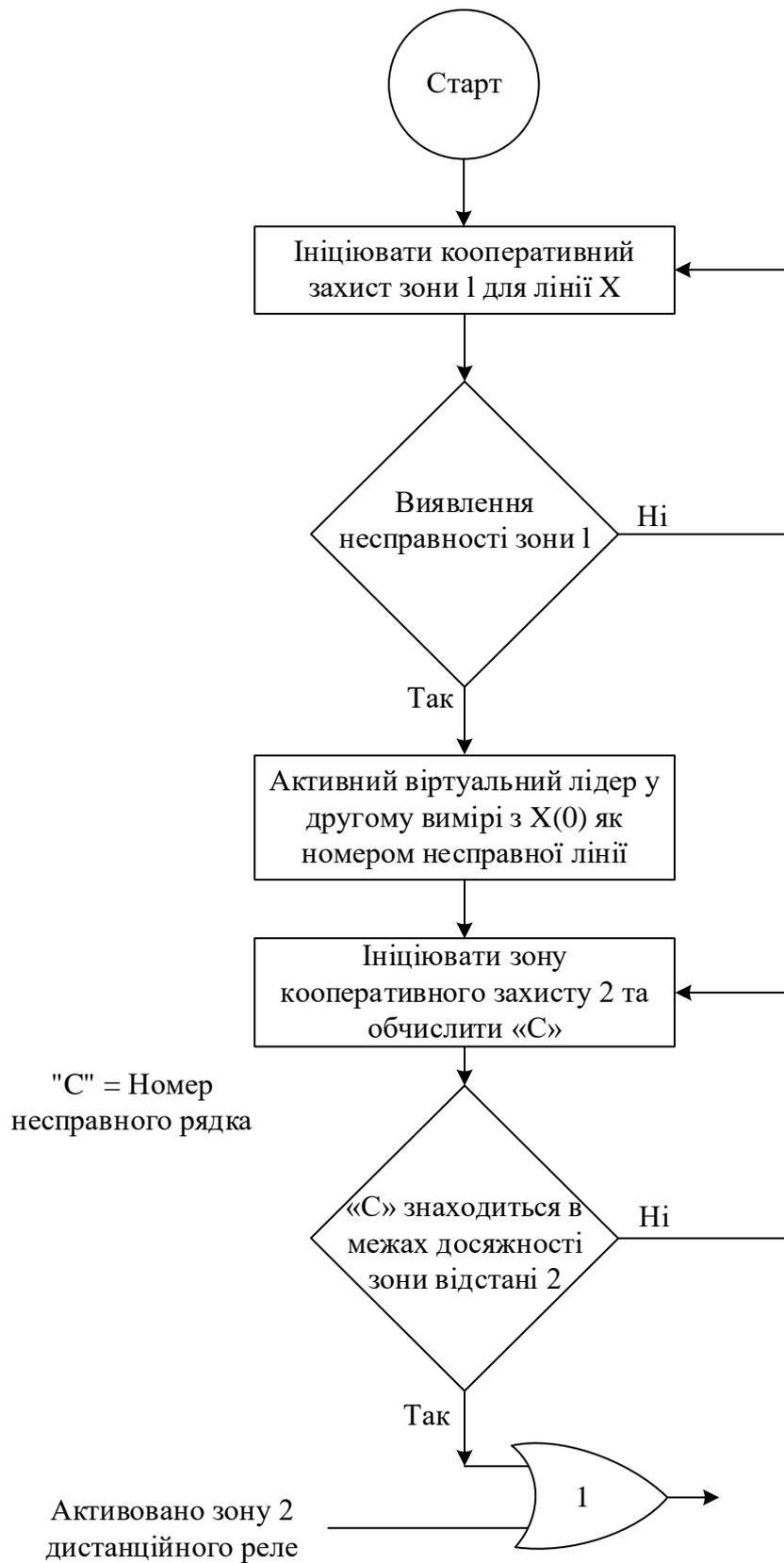


Рисунок 2.3 – Блок-схема запропонованої методології (приклад зони 2 дистанційного захисту)

Результати моделювання аварійних режимів

Особливості експлуатації офшорної вітрової електростанції

Офшорна вітрова електростанція, підключена до системи IEEE 39-bus для аналізу некоординованих дистанційних реле. Офшорні вітрові станції 1 та 2 підключені до шини 29 та шини 23, відповідно. Два статичні генератори потужністю 500 МВт підключені до шини 29 та шини 23 для заміни офшорної вітрової мережі, відповідно. Рівень проникнення відновлюваних енергетичних систем (RES) становить лише 6,2% від потужності системи [11]. Захист зони 2 дистанційного реле налаштований на покриття 50% найкоротшої лінії від віддаленої шини з затримкою часу 0,3 с. рисунок 2.5 ілюструє позиції вітрових ферм, реле дистанційного захисту (реле 28) та місце трифазного пошкодження. Пошкодження відбулося на 50% лінії між вузлами 26 та 27.

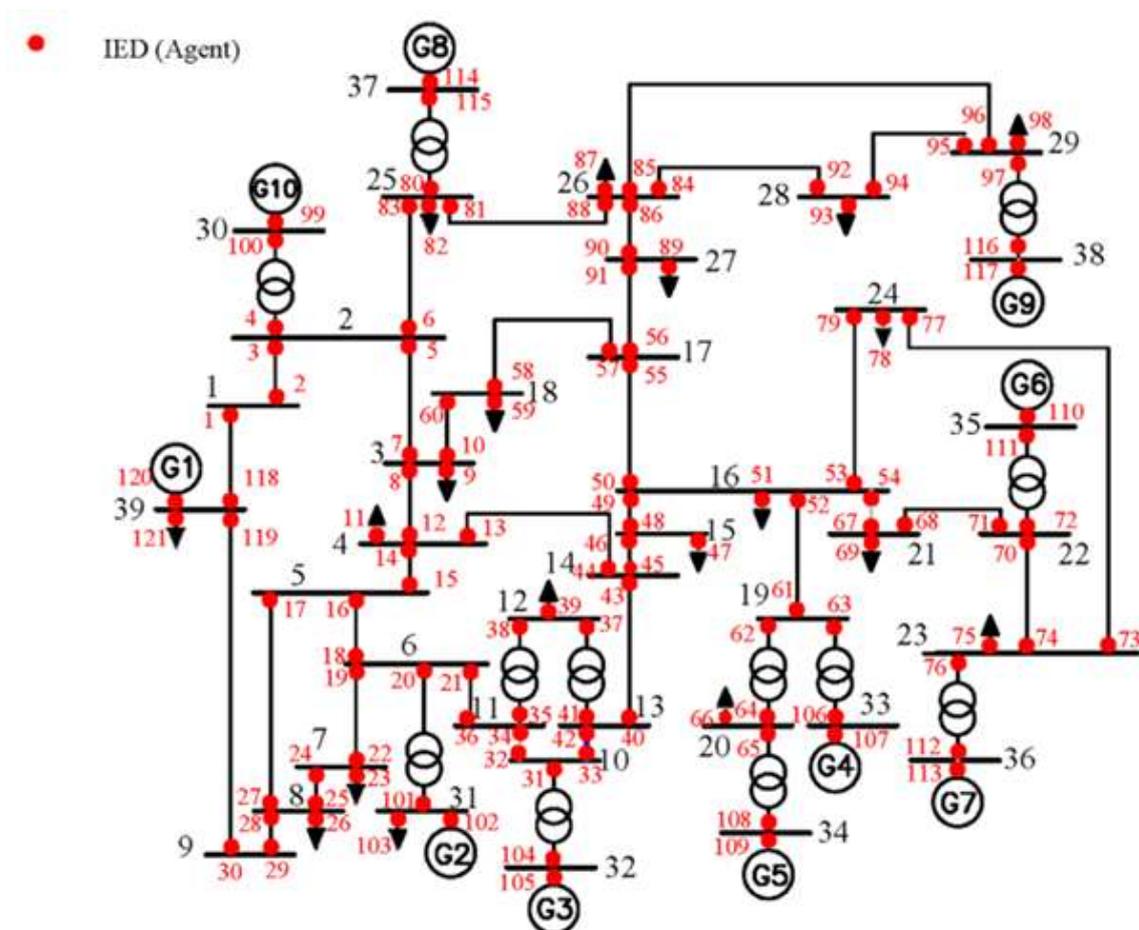


Рисунок 2.4 – Стандартна тестова система IEEE 39-bus та запропоновані агенти

● Distance Relay

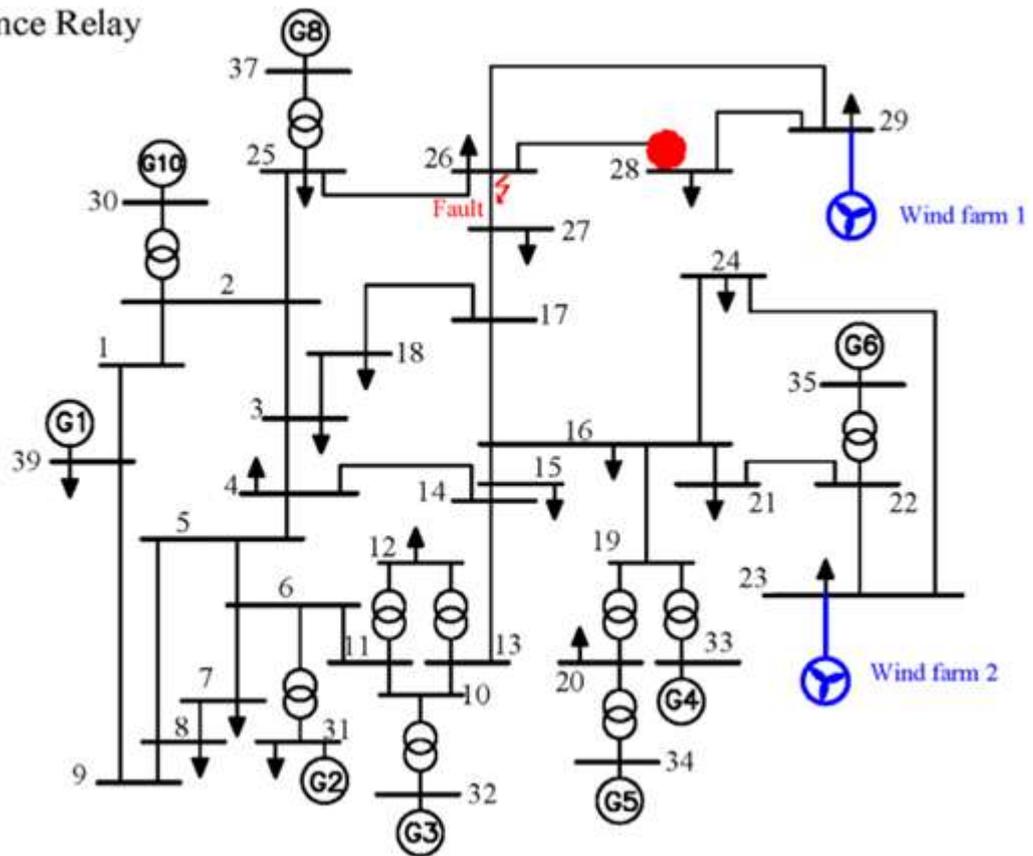


Рисунок 2.5 – Модифікована тестова система IEEE 39-bus (офшорні вітрові ферми)

Як показано на рисунку 2.6а, під час трифазного пошкодження на 50% лінії 26–27 у стандартній тестовій системі IEEE 39-bus, друга зона дистанційного реле (реле 28), розташованого в лінії 28–26, демонструє правильну реакцію. Однак за подібних умов та з вітровими фермами в модифікованій тестовій системі IEEE 39-bus, друга зона дистанційного захисту не може точно виявити пошкодження, як показано на рисунку 2.6б.

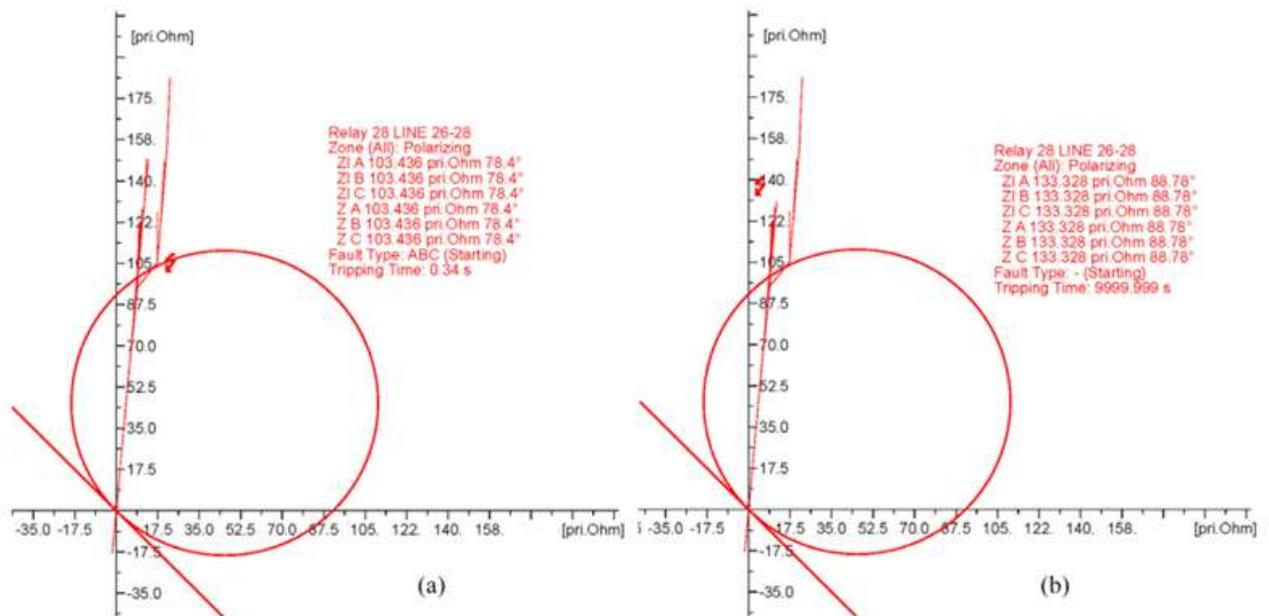


Рисунок 2.6 – Робота зони 2 дистанційного захисту з пошкодженням на 50% лінії 26–27. (а) Стандартна тестова система IEEE 39-bus. (б) Модифікована тестова система IEEE 39-bus з офшорними вітровими фермами

У запропонованій методі, коли пошкодження відбувається на лінії 26–27, воно виявляється системою кооперативного захисту через взаємодію між агентами 86 та 90. Взаємодія між агентами 86 та 90 дає результат, подібний до функції диференціального захисту. Замість конфігурування неактивних агентів та призначення їм початкового значення нуль, у широкій зоні захисту використовується віртуальний лідер. Після виявлення пошкодження через взаємодію між агентами 86 та 90, активується віртуальний лідер для агента 90, позначений як лідер 90(V), з початковим значенням 2627, що вказує на пошкодження на лінії 26–27. Зразкова зона 2 кооперативного захисту включає активні та неактивні агенти 92, 84, 85, 86, 87, 88, 90 та віртуального лідера 90 (V). Лідер 90(V) бере на себе лідерство консенсусу в зоні 2. Матриця суміжності графу зони 2 зображена в матриці А 2.11, де останній рядок та стовпець відповідають віртуальному лідеру [9].

$$A = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}. \quad (2.11)$$

D позначає матрицю степенів входу графу G . Матриця степенів графу зони 2 зображена в матриці D 2.12.

$$D = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 5 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 4 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 4 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}. \quad (2.12)$$

Діагональні елементи матриці D отримуються з суми відповідних рядків матриці A . Згідно з рівнянням 2.4, матриця Лапласа обчислюється так:

$$L = \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 5 & -1 & -1 & -1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 4 & -1 & -1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & -1 & 5 & -1 & -1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & -1 & -1 & 4 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & -1 & -1 & -1 & 4 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 2 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}. \quad (2.13)$$

Отже, лівий власний вектор матриці L отримується так:

$$W^T = (00000001). \quad (2.14)$$

Як і очікувалося, згідно з вищезгаданим лівим власним вектором та рівнянням 2.8, значення консенсусу визначається виключно початковим значенням лідера. Підставляючи в рівняння 2.8, отримуємо $c = 2627$.

Значення консенсусу 2627 вказує на наявність пошкодження на лінії 26–27 для всіх агентів зразкової зони 2 в системі кооперативного захисту. Коли агент 92 розпізнає місце пошкодження, активується таймер зони 2 локального реле дистанційного захисту (реле 28). Ця активація запобігає невдачі другої зони дистанційного реле у виявленні пошкодження.

Для оцінки ефективності запропонованої методи захисту до тестової системи додано два додаткові дистанційні реле — Реле 17 (лінія 17–27) та Реле 25 (лінія 25–26) — для врахування наявності вітрових ферм. Моделюються всі первинні та резервні зони захисту, включаючи першу, другу та третю зони. Результати узагальнено в таблиці 2.3. Таблиця представляє часи спрацьовування та зони первинних та резервних реле після пошкоджень у різних місцях системи, як за стандартних умов IEEE 39-bus, так і за модифікованих умов з офшорними вітровими фермами [9].

Таблиця 2.3 – Часи спрацьовування та зони первинних та резервних реле після пошкоджень у різних місцях

Послуга	Синхронний генератор	Інвертор
1	2	3
Струм несправності	Вроджена фізична реакція залежить від енергії, що зберігається в обертовому генераторі. Генератори можуть видавати 5–6 кратний струм своєї нормальної потужності протягом короткого часу.	ІБР не мають вродженої реакції, але можуть бути запрограмовані для швидкої реакції. Проте вони обмежені апаратними можливостями до приблизно 1,5 кратного струму своєї нормальної потужності. Для перевищення цих рівнів струму зазвичай потрібні модифікації апаратного забезпечення інверторів, що призводить до підвищення витрат.

Послуга	Синхронний генератор	Інвертор
1	2	3
Реакція на частоту	Реакція забезпечується через частотні датчики (губернатори), але повна реакція може зайняти кілька секунд.	Може бути забезпечена через електронні частотні датчики, що дозволяє досягти повної реакції за частки секунди.
Інерційна реакція	Вроджена фізична реакція залежить від обертової маси та електричних характеристик машини.	Хоча вродженої фізичної інерційної реакції немає, швидка реакція інвертора на частоту може імітувати інерційну реакцію, властиву генераторам.
Управління напругою	Синхронні генератори оснащені регуляторами напруги, які зазвичай налаштовані для підтримання стабільного рівня напруги при зміні навантаження.	Може бути забезпечено через зчитування опорного значення напруги з інших генераторів. Крім того, передові (формуючі сітку) інвертори можуть автономно забезпечувати напругу.

Як показано в таблиці 2.3, з введенням вітрових станцій друга та третя зони дистанційного реле 28 або не виявляють пошкодження, або виявляють його з затримкою. Навпаки, запропонований метод демонструє вищу продуктивність у виявленні пошкоджень та часі реакції.

Пошкодження на 50% лінії 28-26:

- За обох стандартних та модифікованих умов реле 28 виявляє пошкодження в зоні 1 з часом спрацьовування 0,04 с.
- Реле 25 спрацьовує в зоні 3 з затримкою 0,64 с, тоді як реле 17 не спрацьовує за жодної умови.

Пошкодження на 50% лінії 17-27:

- За стандартних умов IEEE 39-bus реле 17 спрацьовує в зоні 1 з часом 0,04 с, а реле 28 та 25 обидва спрацьовують в зоні 3 з затримкою 0,64 с.
- За модифікованих умов реле 17 все ще спрацьовує в зоні 1 з 0,04 с, але Реле 28 не спрацьовує, вказуючи на виклик, спричинений інтеграцією вітрових ферм.

Пошкодження на 50% лінії 25-26:

- За стандартних умов реле 25 спрацьовує в зоні 1 протягом 0,04 с, тоді як Реле 28 спрацьовує в зоні 3 з затримкою 0,64 с, а Реле 17 не спрацьовує.

· За модифікованих умов спрацьовує лише реле 25 (зона 1, 0,04 с), показуючи неспрацьовування інших реле через вплив вітрових ферм.

Пошкодження на 50% лінії 27-26:

· За стандартних умов IEEE 39-bus всі реле (28, 17, 25) спрацьовують в зоні 2 з часом спрацьовування 0,34 с.

· За модифікованих умов реле 28 спрацьовує в зоні 3 з затримкою 0,64 с, тоді як реле 17 та 25 продовжують спрацьовувати в зоні 2 (0,34 с), вказуючи на вплив вітрових ферм на реле 28.

Розвинені механізми зв'язку та координації запропонованої методи забезпечують надійне виявлення пошкоджень та ізоляцію, вирішуючи затримки та неспрацьовування, спостережані в традиційних системах реле [9].

Особливості мереж з високим проникненням RES

Адаптована тестова система IEEE 39-bus із значною інтеграцією ресурсів на базі інверторів RES. Рівень проникнення, позначений як P , визначає пропорцію потужності, постачаної ресурсами на базі інверторів, від загальної потужності генерації. Рівняння 2.15 описує розрахунок проникнення ресурсів на базі інверторів так:

$$P = \frac{MVA_{PE}}{MVA_T} = \frac{MVA_{PE}}{MVA_g + MVA_{PE}}. \quad (2.15)$$

де PE – представляє потужність генераторів на базі силової електроніки RES.

g

= представляє потужність синхронних генераторів.

Адаптована тестова система IEEE 39-bus визначає сценарій з рівнем проникнення 36%, де $P1 = 0,5$, $P3 = 1$, $P6 = 0,5$, а $P2, P4, P5, P7, P8, P9$ та $P10$ всі дорівнюють нулю. Рисунок 2.7 ілюструє модифіковану однолінійну діаграму мережі, зокрема виділяючи лінію 13–14 та пов'язане з нею реле дистанційного

захисту. Рисунок 2.7 точно позначає позицію дистанційного реле. У цій конфігурації межа другої зони дистанційного захисту встановлена на 50% довжини наступної найкоротшої лінії.

Пошкодження відбувається на лінії 14-04 і виявляється зоною 1 кооперативного захисту в першому вимірі. Після виявлення пошкодження активується віртуальний лідер для Агента 44 в зоні 2 кооперативного захисту, другому вимірі. Цей позначений лідер, позначений як Лідер 44 (V), починається з початкового значення 1404, вказуючи на пошкодження на лінії 14-04. Зона 2 кооперативного захисту охоплює всі дистанційні захисти віддаленої шини. Лідер 44(V) бере на себе лідерство консенсусу в зоні 2 кооперативного захисту. Рисунки 2.7a та 2.7b зображують однолінійну діаграму та індукований підграф зв'язку [9].

Характеристики дистанційного реле 13 та місць пошкоджень детально описані на рисунку 2.8. Дистанційне реле ефективно ідентифікує пошкодження в своїй другій зоні в стандартній тестовій системі IEEE 39-bus, зображеній на рисунку 8a без ресурсів на базі інверторів RES. Однак за умови 36% проникнення ресурсів на базі інверторів, як зображено на рисунку 2.8b, пошкодження в другій зоні дистанційного реле залишаються невиявленими.

--- Зона кооперативного захисту 1
--- Зона кооперативного захисту 2
 SG: Статичний генератор
● Дистанційне реле

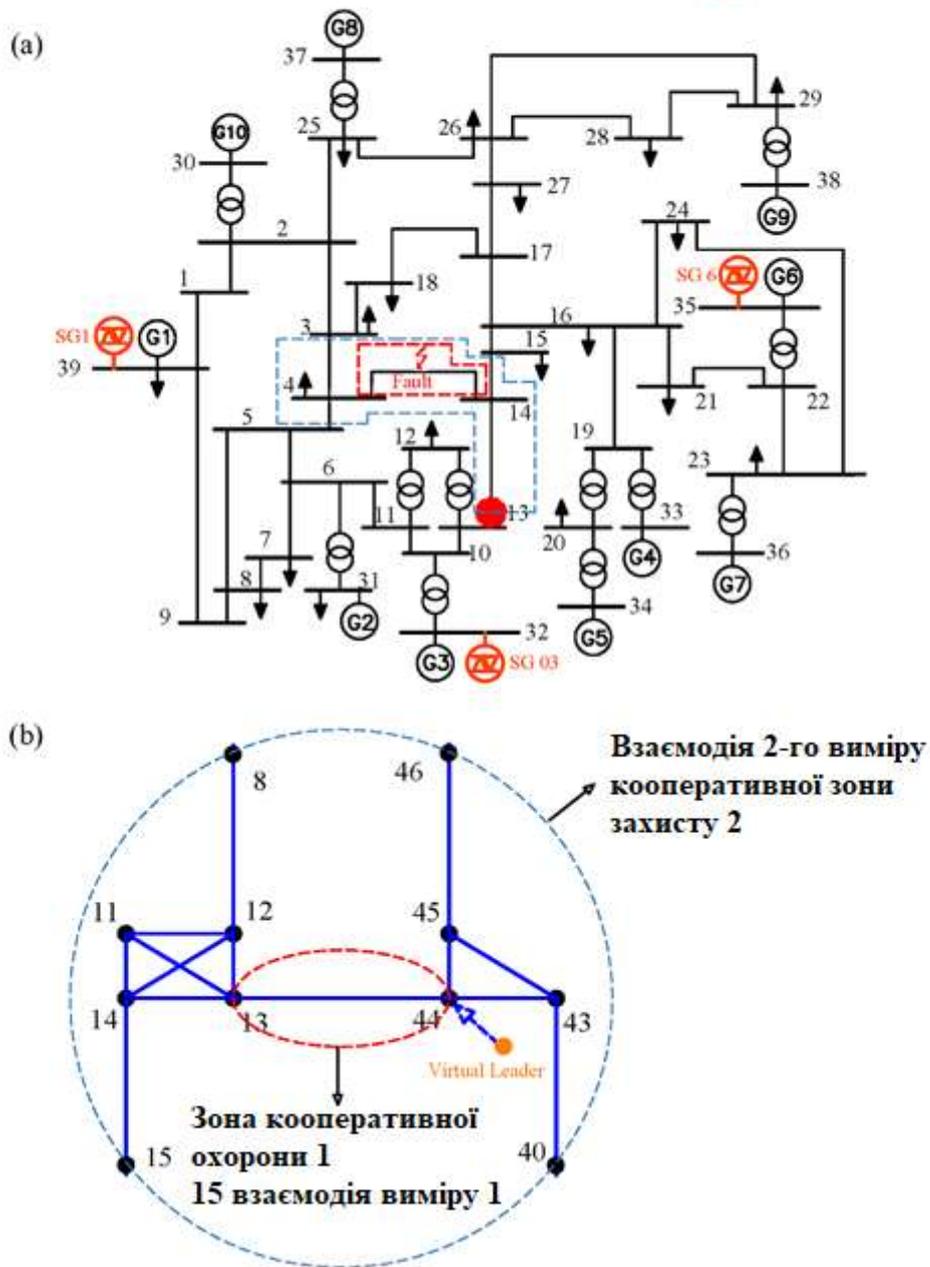


Рисунок 2.7 – Модифікована тестова система IEEE 39-bus з високим проникненням RES. (a) Однолінійна діаграма. (b) Індукований підграф зв'язку

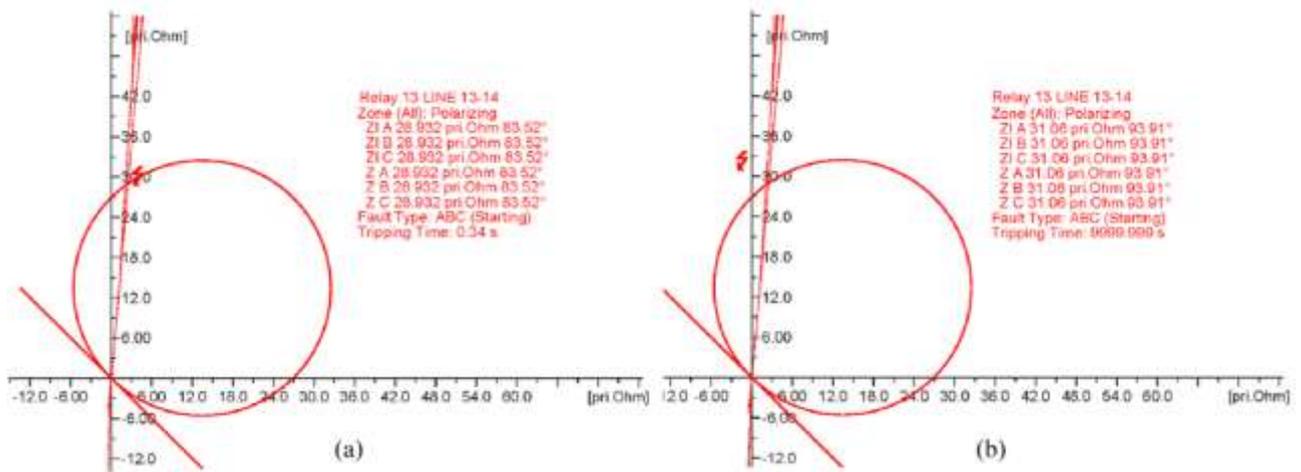


Рисунок 2.8 – Робота зони 2 дистанційного захисту з пошкодженням на 50% лінії 14-04. (a) Стандартна тестова система IEEE 39-bus. (b) Модифікована тестова система IEEE 39-bus за умови 36% проникнення ресурсів на базі інверторів RES

Таблиця 2.4 – Порівняльний огляд запропонованої методи та традиційного дистанційного захисту

Пункт	Захист	Ефективність без ВДЕ	Ефективність з ВДЕ	Селективність
1	Традиційне дистанційне реле	Висока	Найгірша	Найгірша
2	Новий обчислювальний метод	Висока	Краща	Висока
3	Запропонований метод	Висока	Найкраща	Найкраща

У кооперативній зоні захисту, що включає агентів 44 та 13, індукується пошкодження на лінії 14-04. Виявлення цього пошкодження залежить від взаємодії між агентами 44 та 13, що запускає активацію віртуального лідера з значенням 1404. У другій зоні кооперативного захисту виміру 2 наявність лідера спонукає всіх агентів сходитися до його значення. Зважаючи на граф, ілюстрований на рисунку 2.7b, та віртуального лідера 44(V), лівий власний вектор матриці L отримується так:

$$W^T = (00 \dots 1). \quad (2.16)$$

Останній стовпець вищезгаданої матриці пов'язаний з віртуальним лідером.

Відповідно, агент 40 був сповіщений про пошкодження на лінії 14-04 та активував таймер свого локального дистанційного реле в другій зоні, запобігаючи невдачі у виявленні пошкодження в другій зоні дистанційного захисту.

Таблиця 2.4 надає порівняльний огляд запропонованої методи та традиційного дистанційного захисту. Запропонований метод функціонує подібно до диференціального захисту, але не вимагає прямого зв'язку між агентами (реле), використовуючи існуючу інфраструктуру зв'язку в мережі передачі електроенергії. Важливо, що запропонований підхід демонструє стійкість до коливань значень короткого замикання та адаптивність у різноманітних операційних умовах. Крім того, він полегшує повне покриття призначених ліній у межах охоплення другої зони дистанційного реле.

Таблиця 2.4 вказує, що традиційний дистанційний захист добре працює за відсутності RES та за нормальних умов енергосистеми. Однак за наявності RES традиційні дистанційні реле демонструють вищі показники помилок у виявленні коротких замикань. Посилання [18] показує, що імпеданс, спостережуваний традиційним дистанційним реле на лінії 28–26 (рисунок 2.5), перевищує 134,5% його відповідної установки зони 2. Хоча посилання [18] пропонує новий обчислювальний метод для вирішення цієї проблеми, що призводить до покращеної продуктивності, дистанційне реле все ще перевищує свою відповідну установку зони 2 на 111,2%. Ці помилки можуть призвести до невдачі у розпізнаванні або неправильної діагностики лінії електропередачі, де відбулося пошкодження.

Використання концепція диференціального захисту, роблячи її набагато точнішою в обчисленнях, ніж дистанційний захист. Як результат, цей метод точно виявляє обладнання, на якому відбулося пошкодження короткого замикання, дозволяючи оператору енергомережі впровадити відповідний план дій захисту.

Запропонований метод демонструє вищу селективність у точному ідентифікації пошкоджених ліній завдяки включенню концепції віртуального лідера.

Таблиця 2.5 надає детальне порівняння за кількома ключовими аспектами, демонструючи переваги та обмеження запропонованої методи відносно двох помітних методів у галузі. Запропонований метод забезпечує вищі можливості виявлення пошкоджень, особливо в другій та третій зонах дистанційного реле, що є критичним для покращення надійності мережі в сценаріях з високим проникненням відновлюваних джерел енергії (RES). Застосовуючи неітертивні процеси, подібні до методу 2, наша методологія забезпечує швидкі реакції захисту, які є вирішальними для підтримки стабільності в сучасних енергосистемах. Цей підхід підвищує ефективність прийняття рішень та стійкість. Механізм лідер-послідовник гарантує, що система може ефективно керувати різними ролями агентів, покращуючи координацію та надійність захисту.

Стратегія зв'язку з використанням віртуальних спрямованих шляхів для лідерів надає масштабовану та гнучку структуру зв'язку, яка особливо корисна для великомасштабних енергосистем з різноманітними та розподіленими компонентами [9].

Зважаючи на те, що наше рішення досягає загального часу 25 мс - значно в межах 300 мс, необхідних для зони 2, та 600 мс для зони 3 - наша система повністю здатна активувати таймери як для зони 2, так і для зони 3 ефективно.

Введення віртуальних лідерів та механізму лідер-послідовник може зробити впровадження складнішим на пунктах лідерів порівняно з методами, що використовують простіші локальні чи глобальні протоколи голосування. Однак ця додана складність зменшує потребу в конфігуруванні значної кількості неактивних агентів, зрештою зменшуючи загальну складність системи захисту.

Хоча стратегія зв'язку є стійкою, вона може ввести додаткове навантаження, особливо в системах з обмеженою пропускнуою здатністю зв'язку чи вищою затримкою.

Таблиця 2.5 – Порівняння запропонованих методів з існуючими підходами

Аспект	Метод 1	Метод 2	Запропонований метод
Мета	Використання ІЕД для кооперативного захисту в електроенергетичних системах.	Введення віртуального консенсусного методу широкозонального диференційного захисту.	Впровадження широкозонального кооперативного захисту в сітках з високим проникненням ВДЕ за допомогою віртуальних лідерів.
Протокол голосування	Локальний протокол голосування.	Глобальний протокол голосування.	Глобальний протокол голосування.
Швидкість захисту	Низька швидкість (ітеративна).	Висока швидкість (неітеративна).	Висока швидкість (неітеративна).
Виявлення несправностей і прийняття рішень	Ітеративні процеси.	Неітеративні процеси.	Неітеративні процеси.
Граф комунікації	Використання підграфів для кооперативних зон захисту.	Введення концепції віртуальних шарів у підграфі.	Віртуальні спрямовані шляхи для лідерів, інші комунікації не спрямовані.
Категоризація агентів і розподіл ролей	Управління голосуванням за початковими умовами вибору.	Управління голосуванням за початковими умовами вибору.	Активні агенти пов'язані з віртуальними лідерами, інші агенти є послідовниками.
Застосування	Безпека для різних стресових умов (дистанція Z3 нагляд).	Безпека для різних стресових умов (дистанція Z3 нагляд).	Підвищення виявлення несправностей, зокрема в другій і третій зонах дистанційного реле.

Висновки до другого розділу: У другому розділі розглянуто підходи до покращення дистанційного захисту в мережах з IBR та обґрунтовано застосування кооперативного захисту як найбільш перспективного напрямку. Встановлено, що використання інформаційних каналів зв'язку дозволяє компенсувати недоліки класичних схем, зокрема невизначеність у роботі напрямкових органів і помилки у визначенні зони пошкодження. Показано, що застосування комбінованих критеріїв, які враховують як локальні, так і віддалені вимірювання, забезпечує підвищену стійкість до змін короткочасних режимів, спричинених інверторною генерацією. Також обґрунтовано доцільність зменшення першої зони та розширення другої для підвищення надійності селекції аварій.

РЕЗУЛЬТАТИ АНАЛІЗУ ВПЛИВУ ПОТУНИХ ФЕС НА СТРУМОВІ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ

Результати дослідження аварійних струмів ЛЕП з ФЕС

Інтеграція потужних фотоелектричних комплексів в електроенергетичну систему призводить до суттєвих змін у характері аварійних процесів, що вимагає переосмислення традиційних підходів до організації релейного захисту. Особливістю режимів короткого замикання за участю інверторних джерел є те, що їхня поведінка кардинально відрізняється від синхронних генераторів. Якщо традиційні машинні джерела живлення мають природну здатність віддавати значні струми короткого замикання, обмежені лише параметрами електромагнітного перехідного процесу, то інверторні установки обмежуються системою керування та можливостями силової електроніки.

Коли мережевий інвертор фотоелектричної станції налаштований на придушення зворотної послідовності струму, у складі аварійного струму з боку станції негативна складова може бути практично відсутня. Така ситуація створює принципово нові умови для роботи органів селекції пошкоджених фаз лінійних захистів. Відсутність звичної зворотної послідовності порушує логіку традиційних алгоритмів визначення типу і місця пошкодження, що може призводити до помилкових дій автоматики повторного включення і неправильної роботи дистанційного захисту. Подібні проблеми не обмежуються лише одним типом захисту, а торкаються широкого спектру релейних пристроїв, включаючи диференціальні, дистанційні та струмові захисти [12].

Дослідження впливу інверторних джерел на роботу захистів передавальних ліній проводяться в багатьох роботах, де розглядаються різні аспекти цієї проблеми. Зокрема, аналізуються особливості функціонування струмового диференціального захисту на лініях електропередачі, що з'єднують традиційні та відновлювані джерела енергії. Встановлено, що у слабких системах за умов невеликих струмів короткого замикання може виникати неселективна дія

диференціального захисту, тоді як у потужних мережах знижується його чутливість. Окремі дослідження присвячені впливу фотоелектричних установок на дистанційний захист та логіку автоматичного повторного включення вимикачів.

Значна увага приділяється питанню моделювання інверторних джерел при розрахунках струмів короткого замикання. У низці публікацій інверторне джерело розглядається як ідеальне кероване джерело струму, що не відображає реальних характеристик його роботи при аварійних режимах. Насправді, зі зростанням частки інверторної генерації в енергосистемі необхідним стає комплексний підхід, що враховує реальні особливості формування струмів короткого замикання з урахуванням напруги у точці приєднання та стратегії керування інвертором. Деякі методики пропонують виражати струм короткого замикання інвертора як функцію від напруги в точці підключення і використовувати чисельні методи для його розрахунку, проте такий підхід ускладнює отримання аналітичних співвідношень для фазових кутів між струмами різних сторін лінії [12].

Водночас ключовим моментом для оцінки роботи диференціального захисту є саме визначення струмів по обидва боки пошкодженої лінії та встановлення відносного фазового зсуву між ними. У традиційних системах змінного струму фазові співвідношення між струмами короткого замикання визначаються виходячи з припущення про незмінність внутрішніх електрорушійних сил синхронних генераторів до і після виникнення пошкодження. Ця умова не виконується для інверторних джерел, тому виникають складнощі з визначенням фазових співвідношень у нових умовах.

Досліджується також вплив збірних шин фотоелектричних станцій на роботу захисту відгалужень усередині станції і пропонуються нові методи дистанційного захисту. Аналізуються наслідки інтеграції відновлюваних джерел енергії для дистанційних захистів ліній. На основі особливостей перехідних процесів струму у синхронних генераторах та інверторних джерелах формулюється новий принцип поздовжнього захисту, заснований на кореляції

форм сигналів. Вивчається механізм впливу інверторної генерації на струмову та фазову картину пошкодження. Проте у згаданих джерелах відсутній системний аналіз впливу на органи селекції пошкоджених фаз.

Органи селекції пошкоджених фаз є базовими елементами для ідентифікації характеру пошкодження в алгоритмах автоматичного повторного включення, визначення зони спрацювання і для коректної роботи дистанційних захистів. Точність визначення пошкодженої фази безпосередньо впливає на ефективність усіх перерахованих функцій релейного захисту. Окремі дослідження розглядають вплив стратегії керування інвертором на елементи селекції фаз на стороні фотоелектричної станції та будують відповідні моделі для їх перевірки, однак не проводять глибокого аналізу характеристик аварійного струму і механізмів впливу підключення фотоелектричної станції на логіку селекції. При відмові живлення змінного струму від інверторного джерела досліджується вплив стратегії керування прямою послідовністю на органи вибору фази з точки зору характеристик послідовних імпедансів при пошкодженні. Робиться висновок, що з боку інвертора правильна селекція фази неможлива, тоді як з боку системи вона зберігається. Проте не проводиться теоретичне обґрунтування придатності елементів селекції за різних цілей керування і не наводяться математичні аналітичні формули струмів пошкодження на лініях електропередачі за трьох різних стратегій керування [12].

Безпосередньо виводяться аналітичні вирази для струму пошкодження на стороні фотоелектричної станції та його впливу на передавальну лінію. За трьома різними стратегіями керування, а саме придушення зворотної послідовності струму, придушення коливань активної потужності і придушення коливань реактивної потужності, отримані співвідношення між амплітудами та фазами міжфазних різниць струмів і послідовних складових струму пошкодження. Виконується розрахунок фазових співвідношень між зазначеними величинами з подальшим аналізом впливу на них таких факторів як цільова функція керування, завдання на активну і реактивну потужність, тип пошкодження, глибина провалу прямої послідовності напруги і ступінь небалансу мережевої напруги.

Встановлено, що характеристики роботи органів селекції пошкоджених фаз на стороні фотоелектричної станції визначаються обраною стратегією проходження провалу напруги інвертором та умовами пошкодження, і за певних обставин можуть виникати помилкові спрацювання. Для підтвердження коректності теоретичних висновків створено модель у програмному комплексі PSCAD/EMTDC, за допомогою якої виконано імітаційне моделювання роботи органів селекції фаз за різних типів пошкоджень.

Параметри режимів системи електропостачання з ФЕС

Для дослідження обрано великомасштабну сонячну електростанцію номінальною потужністю 150 МВт, розташовану в певному регіоні. Ця станція розглядається як об'єкт дослідження, а її схема підключення до мережі наведена на відповідному рисунку 3.1. Конфігурація системи включає сонячні панелі, інверторні перетворювачі, трансформаторне обладнання і лінії електропередачі, що з'єднують станцію з основною енергосистемою.

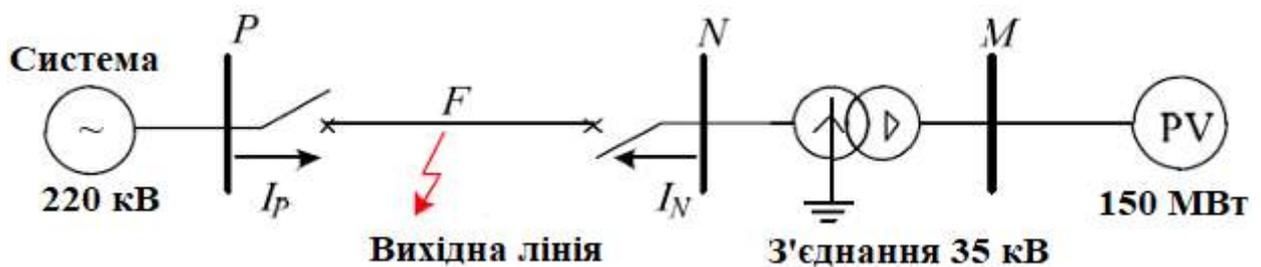


Рисунок 3.1 – Модель досліджуваної системи електропостачання з фотоелектричною станцією

Коли несиметричне коротке замикання виникає в середній точці лінії електропередачі фотоелектричної станції, математичний опис завдання на струм пошкодження з боку станції за кожною стратегією керування виражається наступним чином. Для запису цих співвідношень використовуються величини напруги і струму в координатній системі, що обертається синхронно з мережею. Пряма і зворотня послідовності компонент представлені у формі проєкцій на

поздовжню і поперечну осі системи координат dq . Завдання на струм залежить від поточних значень складових напруги та цільової функції керування, що визначається параметром, який приймає дискретні значення відповідно до обраної стратегії [13].

$$\begin{bmatrix} i_{d1}^* \\ i_{q1}^* \\ i_{d2}^* \\ i_{q2}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{d1} & u_{q1} \\ u_{q1} & -u_{d1} \\ -\delta u_{d2} & \delta u_{q2} \\ -\delta u_{q2} & -\delta u_{d2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{P_0^*}{M} \\ M \\ \frac{Q_0^*}{N} \\ N \end{bmatrix}. \quad (3.1)$$

де

$$M = (u_{d1})^2 + (u_{q1})^2 - \delta \left[(u_{d2})^2 + (u_{q2})^2 \right];$$

$$N = (u_{d1})^2 + (u_{q1})^2 + \delta \left[(u_{d2})^2 + (u_{q2})^2 \right].$$

У наведеному математичному описі величини напруги і струму позначаються відповідними літерами, а індекси вказують на приналежність до прямої чи зворотної послідовності та на проекцію у системі координат dq . Символ із зірочкою позначає задане значення величини. Параметр, що характеризує стратегію керування, може набувати значень нуль, одиниця або мінус одиниця, що відповідає придушенню зворотної послідовності струму, придушенню коливань активної потужності та придушенню коливань реактивної потужності відповідно. Задані значення активної і реактивної потужності фотоелектричного пристрою під час пошкодження позначаються як завдання на потужність.

За умови застосування класичної стратегії двовекторного керування швидкість відгуку системи зазвичай не перевищує 10 мс. Це дозволяє вважати, що мережевий інвертор швидко переходить у встановлений режим і фактичне значення струму пошкодження практично дорівнює заданому. Оскільки обмотка низької напруги головного трансформатора фотоелектричної станції виконана за

схемою трикутника, струм нульової послідовності не має шляху для протікання, тому струм на стороні 35 кВ містить лише пряму і зворотню послідовності. Трифазний миттєвий струм пошкодження на виході інвертора може бути представлений у вигляді суми гармонійних складових із відповідними амплітудами та фазовими зсувами [12].

$$\begin{cases} i_{ap} = |i_{dq(1)}| [\cos(\omega t + \phi_a + \phi_1) + |\delta| \rho \cos(\omega t - \phi_a - \phi_2)] \\ i_{bp} = |i_{dq(1)}| [\cos(\omega t + \phi_b + \phi_1) + |\delta| \rho \cos(\omega t - \phi_b - \phi_2)] \\ i_{cp} = |i_{dq(1)}| [\cos(\omega t + \phi_c + \phi_1) + |\delta| \rho \cos(\omega t - \phi_c - \phi_2)] \end{cases} \quad (3.2)$$

д

$$\phi_2 = \arctan(i_{q2}/i_{d2})$$

$$\phi_a = 0, \quad \phi_b = \arctan(i_{q2}/i_{d2}) + 120^\circ, \quad \phi_c = 120^\circ$$

У цьому виразі струми окремих фаз позначені відповідними індексами для фаз А, В і С. Амплітуда вектора струму прямої послідовності при пошкодженні визначається окремим співвідношенням, яке враховує задані значення активної та реактивної потужності, параметри системи керування та рівень напруги. Кутова частота відповідає основній гармоніці мережі, а фазові кути визначаються як для кожної фази, так і залежать від характеристик прямої та зворотної послідовностей струму. Співвідношення між прямою та зворотною послідовностями струму визначається через коефіцієнт небалансу напруги мережі та параметр стратегії керування.

$$\begin{cases} |i_{dq(1)}| = \frac{1}{\lambda U_s} \sqrt{\left(\frac{P_0^*}{1 - \delta \rho^2}\right)^2 + \left(\frac{Q_0^*}{1 + \delta \rho^2}\right)^2} \\ |i_{dq(2)}| = |\delta| \rho \frac{1}{\lambda U_s} \sqrt{\left(\frac{P_0^*}{1 - \delta \rho^2}\right)^2 + \left(\frac{Q_0^*}{1 + \delta \rho^2}\right)^2} \end{cases} \quad (3.3)$$

$$\rho = \frac{|u_{dq(2)}|}{|u_{dq(1)}|} = \frac{\sqrt{(u_{d2})^2 + (u_{q2})^2}}{\sqrt{(u_{d1})^2 + (u_{q1})^2}}, \quad \lambda = \frac{|u_{dq(1)}|}{U_s}.$$

Коефіцієнт небалансу напруги мережі визначається як відношення модуля вектора зворотної послідовності напруги до модуля вектора прямої послідовності. Коефіцієнт провалу прямої послідовності напруги у точці приєднання інвертора являє собою відношення модуля фактичної прямої послідовності до номінальної амплітуди мережевої напруги. Амплітуда струму прямої послідовності залежить від заданих значень потужностей, коефіцієнта провалу напруги, номінальної амплітуди напруги мережі та коефіцієнта трансформації головного трансформатора.

Виходячи з отриманих співвідношень, коли на лінії електропередачі виникає несиметричне коротке замикання у певній точці, аналітичний вираз для струму пошкодження на стороні фотоелектричної станції може бути записаний у наступному вигляді. Струми окремих фаз представляються як комбінація синусоїдальних і косинусоїдальних компонент із відповідними амплітудними та фазовими коефіцієнтами.

$$\begin{cases} i_a = \xi_a I_{d1} \sin(\omega t + \theta_a) + I_0 \cos(\omega t + \phi_0) \\ i_b = \xi_b I_{d1} \sin(\omega t + \theta_b) + I_0 \cos(\omega t + \phi_0) \\ i_c = \xi_c I_{d1} \sin(\omega t + \theta_c) + I_0 \cos(\omega t + \phi_0) \end{cases} \quad (3.4)$$

де

$$I_{d1} = \frac{1}{k\lambda U_s} \sqrt{\left(\frac{P_0^*}{1 - \delta\rho^2}\right)^2 + \left(\frac{Q_0^*}{1 + \delta\rho^2}\right)^2};$$

$$\xi_\eta = \sqrt{1 + \delta^2\rho^2 + 2|\delta|\rho \cos(2\phi_\eta + \phi_1 + \phi_2)};$$

$$\theta_\eta = \arctan\left(\frac{|\delta|\rho \cos(\phi_\eta + \phi_2) + \cos(\phi_\eta + \phi_1)}{|\delta|\rho \sin(\phi_\eta + \phi_2) - \sin(\phi_\eta + \phi_1)}\right);$$

$$\eta = a, b, c.$$

У цій формулі амплітудний коефіцієнт струму прямої послідовності визначається через коефіцієнт трансформації, коефіцієнт провалу напруги, номінальну напругу системи та задані значення активної і реактивної потужностей з урахуванням параметра стратегії керування і коефіцієнта небалансу. Коефіцієнти підсилення і початкові фазові кути для кожної фази залежать від абсолютної величини параметра стратегії, коефіцієнта небалансу та фазових кутів прямої і зворотної послідовностей струму. Амплітуда і початковий фазовий кут струму нульової послідовності на лінії електропередачі визначаються комбінацією напруги нульової послідовності і імпедансу в схемі нульової послідовності.

На основі проведеного аналізу можна виділити наступні характеристики струму пошкодження на стороні фотоелектричної станції. По-перше, струм пошкодження складається з двох основних частин, а саме прямої та зворотної послідовностей, що формуються самою станцією, і нульової послідовності, яка надходить від нейтралі трансформатора. Величина і фаза струму, що надається фотоелектричною станцією, визначається двома групами факторів. Перша група пов'язана зі стратегією керування інвертором під час провалу напруги і включає такі параметри як цільова функція керування та задані значення активної і реактивної потужностей. Друга група визначається умовами пошкодження і охоплює тип короткого замикання, глибину провалу прямої послідовності напруги та ступінь небалансу мережевої напруги. Амплітуда і фазовий кут струму нульової послідовності на лінії визначаються поєднанням напруги нульової послідовності і відповідного імпедансу у контурі нульової послідовності [12].

По-друге, оскільки мережевий інвертор фотоелектричної станції містить ланку обмеження струму, позитивна і негативна послідовності струму пошкодження на стороні фотоелектричної станції не мають значних відмінностей від амплітуди струму при нормальному режимі роботи. По-третє, коли на лінії електропередачі виникає замикання на землю, струм пошкодження включає пряму, зворотню і нульову послідовності, причому нульова

послідовність є домінуючою складовою. По-четверте, коли виникає міжфазне замикання без участі землі, струм пошкодження не містить нульової послідовності, а пряма і зворотня послідовності забезпечуються виключно фотоелектричною станцією.

Аналіз роботи традиційних органів селекції пошкоджених фаз

Виходячи з математичного аналізу струму пошкодження, отриманого в попередньому підрозділі, проводиться поглиблене дослідження та аналіз придатності двох типових органів селекції пошкоджених фаз у нових умовах.

Аналіз роботи селективного захисту ЛЕП після стрибка фазних струмів

Орган селекції пошкодженої фази за стрибком різниці фазних струмів є елементом, що визначає пошкоджену фазу шляхом порівняння величин стрибків міжфазних різниць струмів між двома фазами. Стрибок різниці фазних струмів визначається як різниця між поточним значенням різниці струмів двох фаз і її значенням до виникнення пошкодження [14].

$$\begin{cases} \Delta \dot{I}_{ab} = (\dot{I}_a - \dot{I}_b) - (\dot{I}_a^{[0]} - \dot{I}_b^{[0]}) \\ \Delta \dot{I}_{bc} = (\dot{I}_b - \dot{I}_c) - (\dot{I}_b^{[0]} - \dot{I}_c^{[0]}) \\ \Delta \dot{I}_{ca} = (\dot{I}_c - \dot{I}_a) - (\dot{I}_c^{[0]} - \dot{I}_a^{[0]}) \end{cases} \quad (3.5)$$

У наведених співвідношеннях струми фаз після виникнення пошкодження і струми до пошкодження позначені відповідними символами, де індекси вказують на конкретну фазу. Конкретний процес селекції пошкодженої фази представлений на блок-схемі алгоритму. Критерії селекції формуються через нерівності, що порівнюють величини стрибків для різних комбінацій фаз із застосуванням коефіцієнта чутливості, який зазвичай приймається в діапазоні від чотирьох до восьми. Також враховується амплітуда напруги нульової послідовності для розрізнення замикань на землю і міжфазних замикань [12].

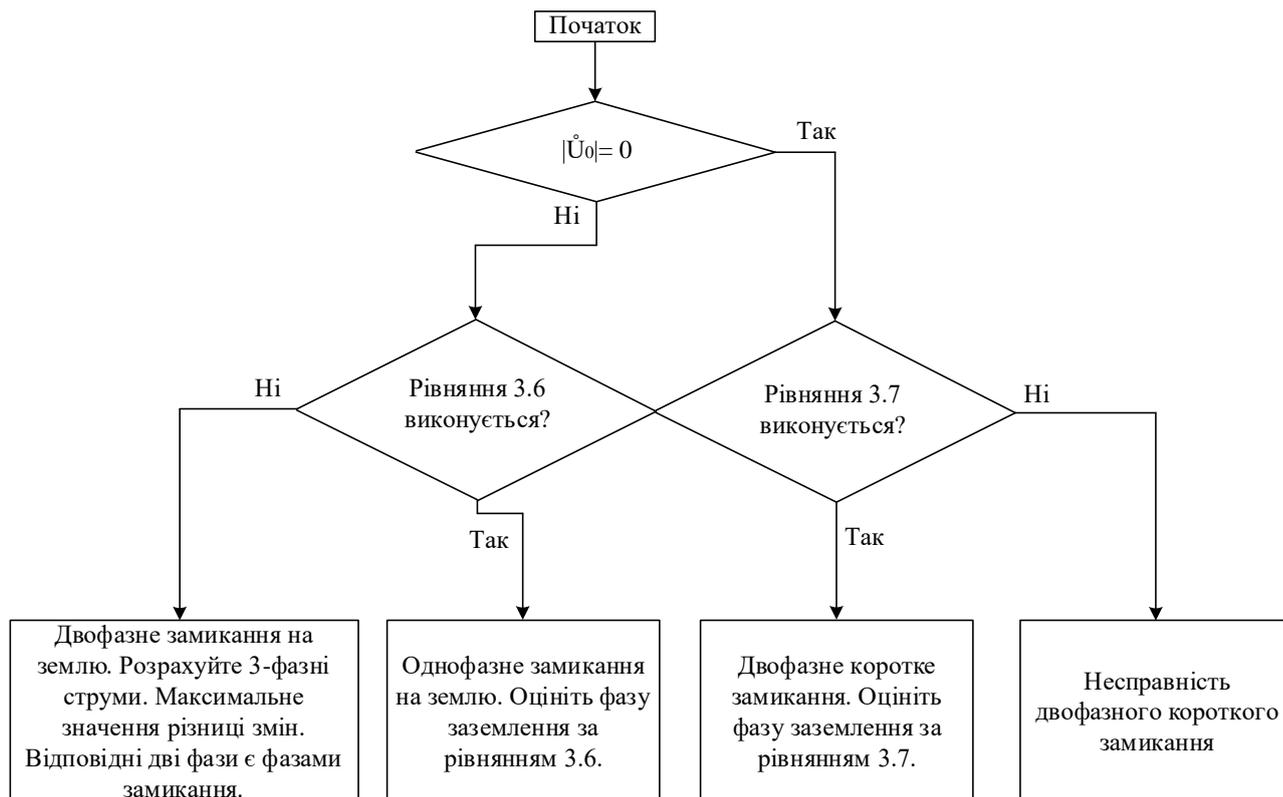


Рисунок 3.2 – Блок-схема алгоритму селекції пошкодженої фази за стрибком різниці фазних струмів

$$\begin{cases} (m|\Delta\dot{I}_{bc}| \leq \Delta\dot{I}_{ab}|) \wedge (m|\Delta\dot{I}_{bc}| \leq \Delta\dot{I}_{ca}|) & \text{Phase A ground} \\ (m|\Delta\dot{I}_{ca}| \leq \Delta\dot{I}_{ab}|) \wedge (m|\Delta\dot{I}_{ca}| \leq \Delta\dot{I}_{bc}|) & \text{Phase B ground} \\ (m|\Delta\dot{I}_{ab}| \leq \Delta\dot{I}_{bc}|) \wedge (m|\Delta\dot{I}_{ab}| \leq \Delta\dot{I}_{ca}|) & \text{Phase C ground} \end{cases} \quad (3.6)$$

$$\begin{cases} (m|\Delta\dot{I}_c| \leq \Delta\dot{I}_a|) \wedge (m|\Delta\dot{I}_c| \leq \Delta\dot{I}_b|) & \text{Phase AB short circuit} \\ (m|\Delta\dot{I}_a| \leq \Delta\dot{I}_b|) \wedge (m|\Delta\dot{I}_a| \leq \Delta\dot{I}_c|) & \text{Phase BC short circuit} \\ (m|\Delta\dot{I}_b| \leq \Delta\dot{I}_a|) \wedge (m|\Delta\dot{I}_b| \leq \Delta\dot{I}_c|) & \text{Phase CA short circuit} \end{cases} \quad (3.7)$$

Фотоелектрична станція зазвичай оснащена статичним компенсатором реактивної потужності, тому блок генерації фотоелектричної станції не забезпечує реактивну потужність ні до, ні після виникнення пошкодження в системі, отже задане значення реактивної потужності дорівнює нулю. Поєднуючи попередньо отримані співвідношення для струмів, можна встановити

узагальнений вираз для стрибка різниці фазних струмів при виникненні пошкодження на лінії електропередачі.

$$\begin{cases} \Delta \dot{I}_{ab} = \sqrt{3} \frac{[P_0^* - \lambda(1 - \delta \rho^2) P_0] \xi_{ab}}{k \lambda U_s (1 - \delta \rho^2)} \angle \theta_{ab} \\ \Delta \dot{I}_{bc} = \sqrt{3} \frac{[P_0^* - \lambda(1 - \delta \rho^2) P_0] \xi_{bc}}{k \lambda U_s (1 - \delta \rho^2)} \angle \theta_{bc} \\ \Delta \dot{I}_{ca} = \sqrt{3} \frac{[P_0^* - \lambda(1 - \delta \rho^2) P_0] \xi_{ca}}{k \lambda U_s (1 - \delta \rho^2)} \angle \theta_{ca} \end{cases} \quad (3.8)$$

де

$$\begin{aligned} \xi_\phi &= \sqrt{1 + v^2 + 2v \cos(2\phi_\phi + \phi_1 + \phi_2)}; \\ \theta_\phi &= \arctan \left(\frac{v \cos(\phi_\phi + \phi_2) + \cos(\phi_\phi + \phi_1)}{v \sin(\phi_\phi + \phi_2) - \sin(\phi_\phi + \phi_1)} \right); \\ v &= \frac{|\delta| \rho P_0^*}{P_0^* - \lambda(1 - \delta \rho^2) P_0}. \end{aligned}$$

Фазовий кут різниці фазного струму, $\phi = ab, bc, ca$; $\phi_{ab} = 30^\circ$, $\phi_{bc} = -90^\circ$, ϕ_{ca}

ξ_ϕ — коефіцієнт амплітуди;

θ_ϕ — кут фази різниці фазного струму;

– активна потужність PV-установки до аварії.

Якщо фотоелектрична станція застосовує цільову стратегію придушення зворотної послідовності струму, тоді $\delta = 0$, і її підстанова в рівняння 3.8 дозволяє отримати співвідношення амплітуд різниці фаз PV-сторони (N-сторона) лінії передачі.

$$\begin{cases} |\Delta \dot{I}_{ab}| \neq |\Delta \dot{I}_{bc}| \neq |\Delta \dot{I}_{ca}| = \sqrt{3} \left| \frac{P_0^* - \lambda P_0}{k \lambda U_s} \right| \\ |\Delta \dot{I}_{ab}| : |\Delta \dot{I}_{bc}| : |\Delta \dot{I}_{ca}| = 1 : 1 : 1 \end{cases} \quad (3.9)$$

Тобто при нульовому значенні параметра стратегії величини стрибків різниць фазних струмів на стороні фотоелектричної станції виявляються рівними між собою. У поєднанні з процесом селекції, представленим на блок-схемі, співвідношення рівності амплітуд очевидно не відповідає критерію для будь-якого типу однофазного замикання на землю. Це призводить до неправильної роботи органу селекції пошкодженої фази за стрибком різниці фазних струмів на стороні фотоелектричної станції.

Якщо фотоелектрична станція застосовує стратегію придушення коливань активної потужності або придушення коливань реактивної потужності, то параметр стратегії дорівнює одиниці або мінус одиниці відповідно. Для аналізу розглядається випадок придушення коливань активної потужності, тобто параметр стратегії дорівнює одиниці. Тоді величини стрибків різниці фазних струмів на стороні фотоелектричної станції виражаються через добуток амплітудного коефіцієнта і відповідного коефіцієнта підсилення для кожної комбінації фаз [12].

$$\left\{ \begin{array}{l} |\Delta i_{ab}| = \sqrt{3} \left| \frac{[P_0^* - \lambda(1 - \rho^2)P_0] \xi_{ab}}{k\lambda U_s (1 - \rho^2)} \right| \\ |\Delta i_{bc}| = \sqrt{3} \left| \frac{[P_0^* - \lambda(1 - \rho^2)P_0] \xi_{bc}}{k\lambda U_s (1 - \rho^2)} \right| \quad |\Delta i_{ab}| : |\Delta i_{bc}| : |\Delta i_{ca}| \\ |\Delta i_{ca}| = \sqrt{3} \left| \frac{[P_0^* - \lambda(1 - \rho^2)P_0] \xi_{ca}}{k\lambda U_s (1 - \rho^2)} \right| \end{array} \right. \quad (3.10)$$

де

$$\xi_\phi = \sqrt{1 + v^2 + 2v \cos(2\phi_\phi + \phi_1 + \phi_2)};$$

$$v = \frac{\rho P_0^*}{P_0^* - \lambda(1 - \rho^2)P_0}.$$

Отримане співвідношення містить багато змінних параметрів, але ці параметри набувають фіксованих значень у конкретний момент часу при певному типі пошкодження. Для аналізу приймаються наступні припущення: існує

< 0.5 , а також має місце провал прямої послідовності напруги в діапазоні $0 < L <$ фазних струмів від коефіцієнта небалансу напруги мережі і глибини провалу прямої послідовності напруги, що ілюструється відповідними графіками.

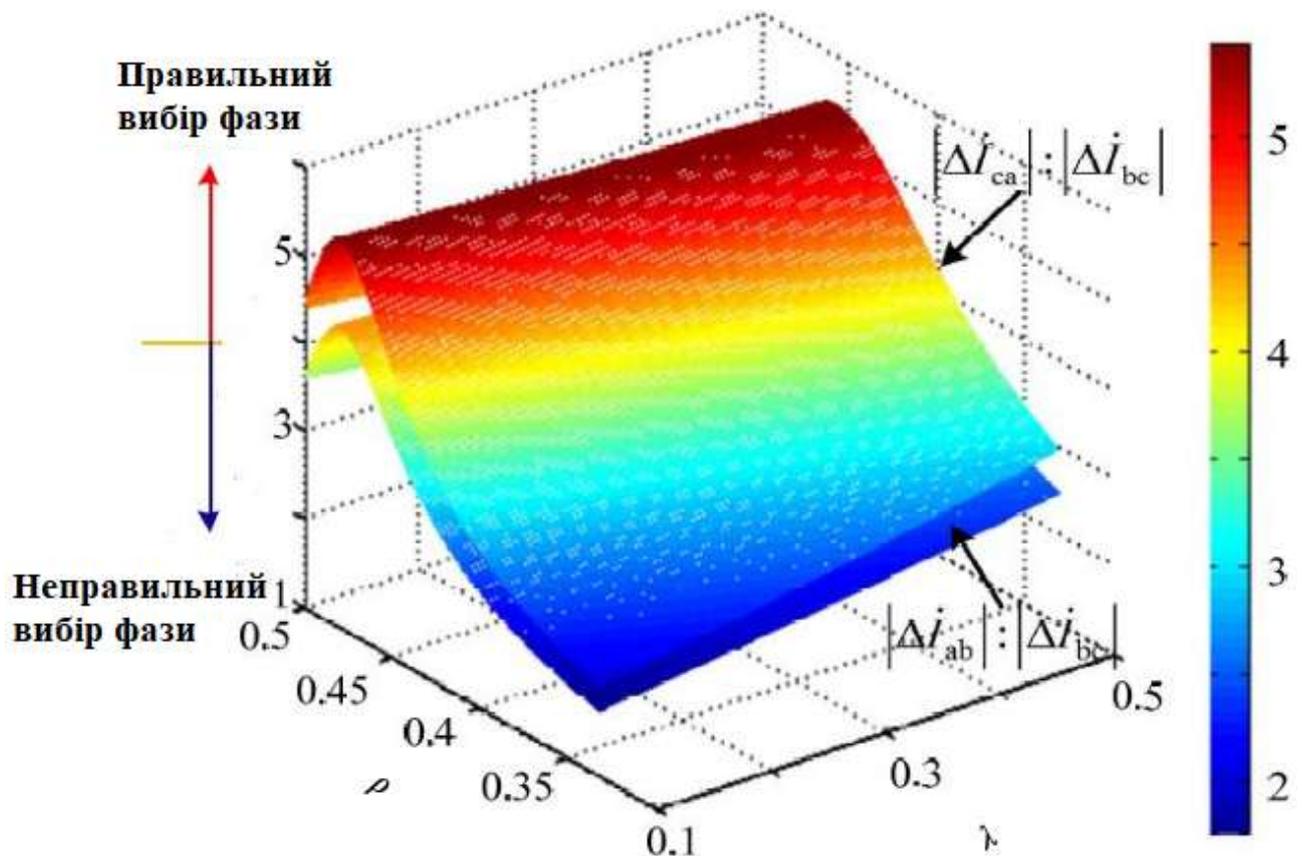


Рисунок 3.3 – Залежність відношень амплітуд стрибків від параметрів небалансу і провалу напруги

При одиничному значенні параметра стратегії з наведених графіків видно, що відношення амплітуд стрибків різниці фазних струмів знаходиться в діапазоні від двох до п'яти. Поєднуючи процес селекції і відповідний критерій, можна зробити висновок, що для певних комбінацій коефіцієнта небалансу мережевої напруги і глибини провалу прямої послідовності, особливо в зоні де коефіцієнт чутливості менший за чотири, орган селекції за стрибком різниці фазних струмів може відмовити у правильній роботі. Таким чином, за певних умов органи селекції пошкоджених фаз на лінії з боку фотоелектричної станції можуть працювати некоректно [12].

Підсумовуючи, коли на лінії електропередачі виникає пошкодження, співвідношення між величинами стрибків різниці фазних струмів на стороні станції залежить від обраної стратегії керування, режиму роботи і характеру пошкодження, що може призвести до відмови традиційного органу селекції за стрибком різниці фазних струмів у виконанні коректної дії.

Диференційний повздовжній захист ЛЕП

Орган селекції пошкодженої фази за послідовними складовими є елементом, що виконує визначення пошкодженої фази шляхом комплексного порівняння фазових співвідношень і амплітуд між різними послідовними складовими струму пошкодження. Згідно з методом симетричних складових можна отримати фазову різницю між струмом нульової і зворотної послідовності, а також фазову різницю між струмами прямої і зворотної послідовностей при різних типах несиметричних пошкоджень.

$$\begin{cases} \alpha = \arg\left(\frac{\dot{I}_{a0}}{\dot{I}_{a2}}\right) \\ \beta = \arg\left(\frac{\Delta\dot{I}_{a1}}{\dot{I}_{a2}}\right) \end{cases} \quad (3.11)$$

д

е

$\Delta\dot{I}_{a1}$

\dot{I}_{a0}

\dot{I}_{a2}

– компоненти струму короткого замикання прямої, нульової та зворотної послідовності.

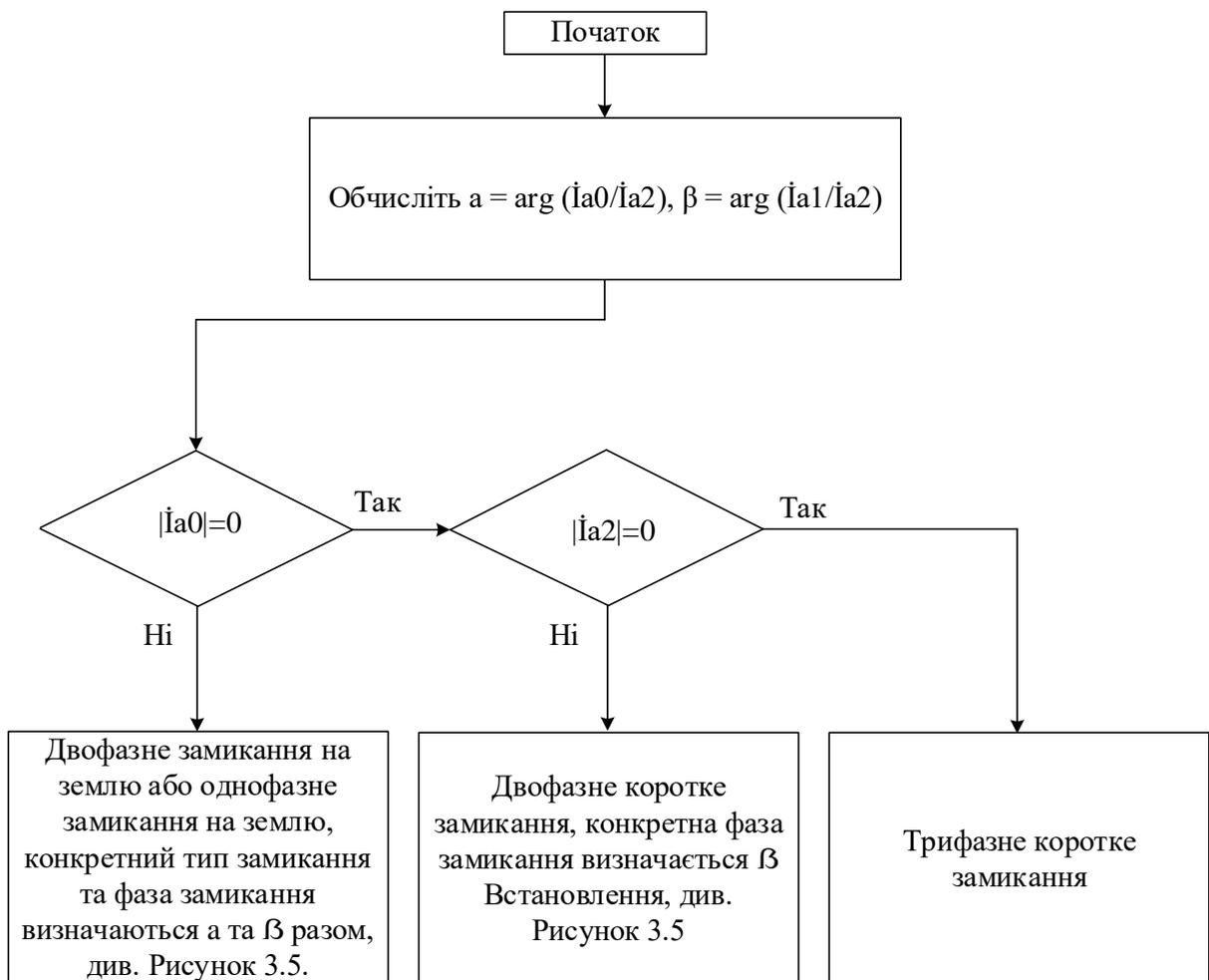


Рисунок 3.4 – Блок-схема алгоритму селекції пошкодженої фази за послідовними складовими

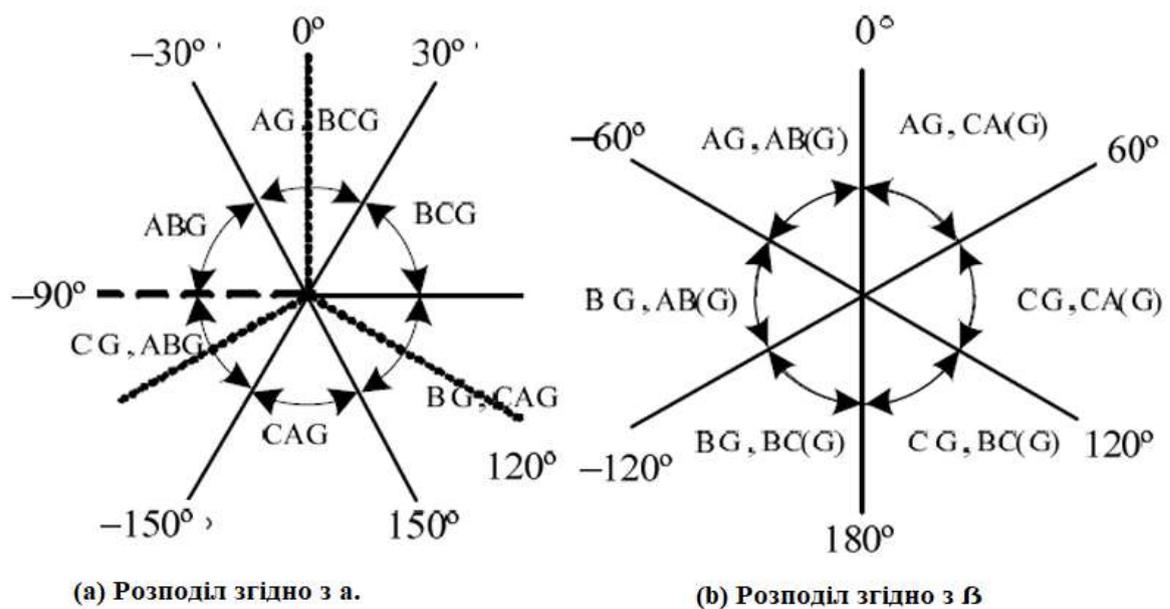


Рисунок 3.5 – Розподіл зон для визначення типу пошкодження за кутами між послідовними складовими

Коли параметр стратегії дорівнює нулю, фотоелектрична станція застосовує стратегію придушення зворотної послідовності струму, і в струмі пошкодження на стороні станції складова зворотної послідовності відсутня або надзвичайно мала. Знаменник у виразах для кутів стає нульовим або дуже малим, що призводить до нестабільності значень цих кутів, і орган селекції за послідовними складовими неминуче відмовляє.

Коли параметр стратегії дорівнює одиниці або мінус одиниці, мережевий інвертор фотоелектричної станції працює з метою придушення коливань активної потужності або придушення коливань реактивної потужності. Оскільки у виразі для кута між прямою і зворотною послідовностями присутній кут стрибка прямої послідовності напруги, необхідно провести класифікований аналіз залежно від величини цього кута [12].

Якщо кут стрибка прямої послідовності напруги менший за 5 градусів за певних умов пошкодження, можна прийняти наближення, що косинус цього кута дорівнює одиниці, а синус дорівнює нулю. Тоді поєднуючи попередньо отримані співвідношення, вирази для кутів можуть бути спрощені до наступного вигляду.

$$\begin{cases} \alpha = \phi_a + \phi_0 + \phi_2 \\ \beta = 2\phi_a + \phi_1 + \phi_2 \end{cases} \quad (3.12)$$

Відповідно до алгоритму, представленого на блок-схемі, тип пошкодження визначається за значеннями цих кутів. Однак з отриманих співвідношень випливає, що параметри змінюються залежно від умов пошкодження і більше не є постійними величинами. Припустимо, що на лінії електропередачі виникає двофазне коротке замикання між фазами В і С, і за певних умов сума фазових кутів прямої і зворотної послідовностей струму становить тридцять градусів. Якщо проводити селекцію пошкодженої фази згідно з діаграмою розподілу зон, то буде визначено, що на лінії виникло двофазне коротке замикання між фазами С і А. Така невідповідність призводить до відмови органу селекції пошкодженої фази.

Якщо кут стрибка прямої послідовності напруги перевищує 5 градусів, вираз для кута між прямою і зворотною послідовностями може бути перетворений до наступного вигляду [12].

$$\begin{cases} \alpha = \phi_a + \phi_0 + \phi_2 \\ \beta = 2\phi_a + \phi_1 + \phi_2 - \frac{\pi}{2} + \arctan\left(\frac{\cos \Delta\phi - \mu}{\sin \Delta\phi}\right) \\ \mu = \frac{P_0^*}{\lambda(1 - \sigma\rho^2)P_0} \end{cases} \quad (3.13)$$

У цьому співвідношенні введено допоміжний параметр, що являє собою відношення заданої активної потужності до добутку коефіцієнта провалу напруги, фактичної активної потужності до пошкодження і виразу, що враховує вплив стратегії керування та небалансу напруги. З отриманого виразу видно, що кути змінюються під впливом таких факторів як умови пошкодження і параметри стратегії керування. Для конкретного пошкодження фазові кути більше не є постійними величинами, що може призвести до неправильної селекції пошкодженої фази органом селекції.

Підсумовуючи, коли на лінії електропередачі виникає замикання на землю, фазова різниця між струмом нульової і зворотної послідовностей та фазова різниця між приростом струму прямої послідовності і струмом зворотної послідовності залежать від умов пошкодження і параметрів стратегії керування. Якщо проводити селекцію пошкодженої фази за процесом, показаним на блок-схемах, це може призвести до некоректної роботи традиційного органу селекції за послідовними складовими.

3.4 Результати імітаційного моделювання

На основі фактичних параметрів обладнання фотоелектричної станції потужністю 150 МВт побудовано імітаційну модель у програмному середовищі

PSCAD/EMTDC згідно з наведеною раніше схемою системи. Потужність фотоелектричної станції становить 150 МВт. Станція включає загалом сім збірних ліній рівня напруги 35 кВ. Головний трансформатор має номінальну потужність 200 МВА із номінальним коефіцієнтом трансформації 230 кВ до 37 кВ, групою з'єднань обмоток зірка з заземленою нейтраллю на стороні високої напруги і трикутник на стороні низької напруги, та імпедансом короткого замикання 16%. Лінія електропередачі має рівень напруги 220 кВ, довжину 5,334 км, з імпедансом прямої послідовності $0,107+0,427j$ Ом/км та імпедансом нульової послідовності $0,535+ j1.153$ Ом/км. Еквівалентний імпеданс прямої послідовності системи становить $0.4+j6.972$ Ом, а еквівалентний імпеданс нульової послідовності дорівнює $0.7+j10.95$ Ом.

Для перевірки характеристик роботи двох органів селекції пошкоджених фаз у дослідженні встановлено тип пошкодження як однофазне замикання на землю фази А у точці пошкодження, з моментом виникнення пошкодження в одну секунду і тривалістю 300 мс. Проведено порівняльний аналіз результатів імітаційного моделювання форм сигналів за різних стратегій керування. Графіки струмів на стороні низької напруги головного трансформатора за різних стратегій керування демонструють характерні особливості кожного режиму.

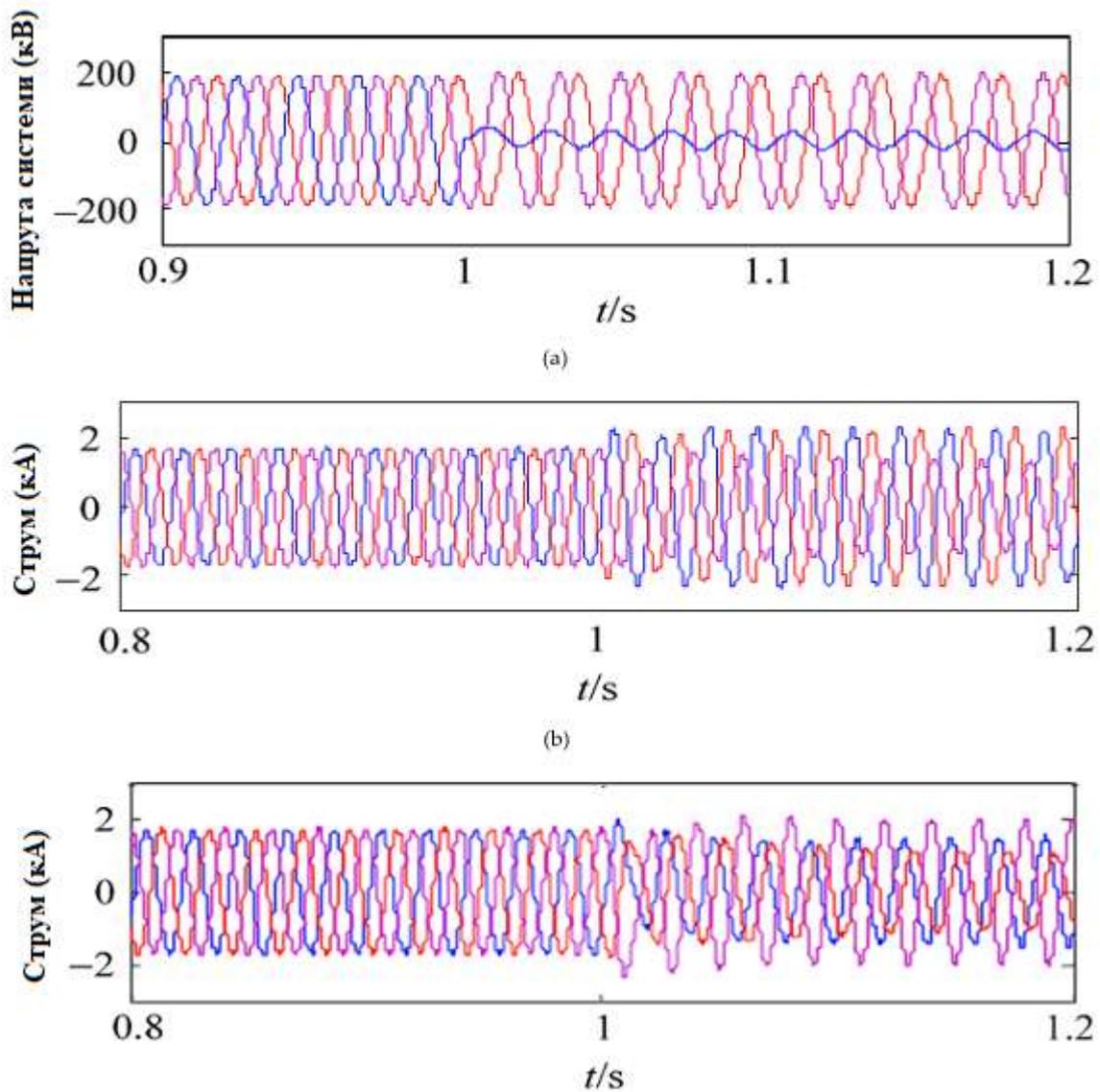


Рисунок 3.6 – Форми струмів на стороні низької напруги головного трансформатора при різних стратегіях керування: а) придушення зворотної послідовності струму, б) придушення коливань активної потужності, в) придушення коливань реактивної потужності

З графіків видно, що при використанні стратегії придушення зворотної послідовності струму як цільової функції керування струм пошкодження на стороні низької напруги головного трансформатора є збалансованим по трьох фазах. Завдяки наявності ланки обмеження струму у фотоелектричному інверторі загальне зростання струму відносно нормального режиму роботи обмежується і амплітуда струму становить приблизно 1.1 від базового значення струму.

З наступних графіків випливає, що якщо як стратегія керування інвертора під час пошкодження використовується придушення коливань активної потужності або придушення коливань реактивної потужності, то вихідний струм головного трансформатора на стороні низької напруги стає небалансованим по трьох фазах. За таких умов величина струму пошкодження значно перевищує величину струму пошкодження, яка відповідає стратегії придушення зворотної послідовності струму. Якщо фотоелектрична станція оснащена обмежувачем струму, то цілі придушення коливань активної потужності або придушення коливань реактивної потужності не можуть бути досягнуті повною мірою. Згідно з проведеним аналізом реальні мережеві інвертори фотоелектричних станцій часто застосовують стратегію керування з придушенням зворотної послідовності струму для запобігання пошкодженню силових електронних ключів від перевантаження струмом і підвищення безпеки роботи інвертора.

Тому подальше імітаційне моделювання зосереджується переважно на дослідженні придатності двох типів органів селекції пошкоджених фаз при використанні стратегії придушення зворотної послідовності струму як цільової функції керування [12].

Графіки напруги системи і струмів пошкодження на лінії електропередачі фотоелектричної станції представляють трифазну напругу мережі, струм пошкодження на стороні системи і струм пошкодження на стороні фотоелектричної станції при однофазному замиканні на землю фази А.

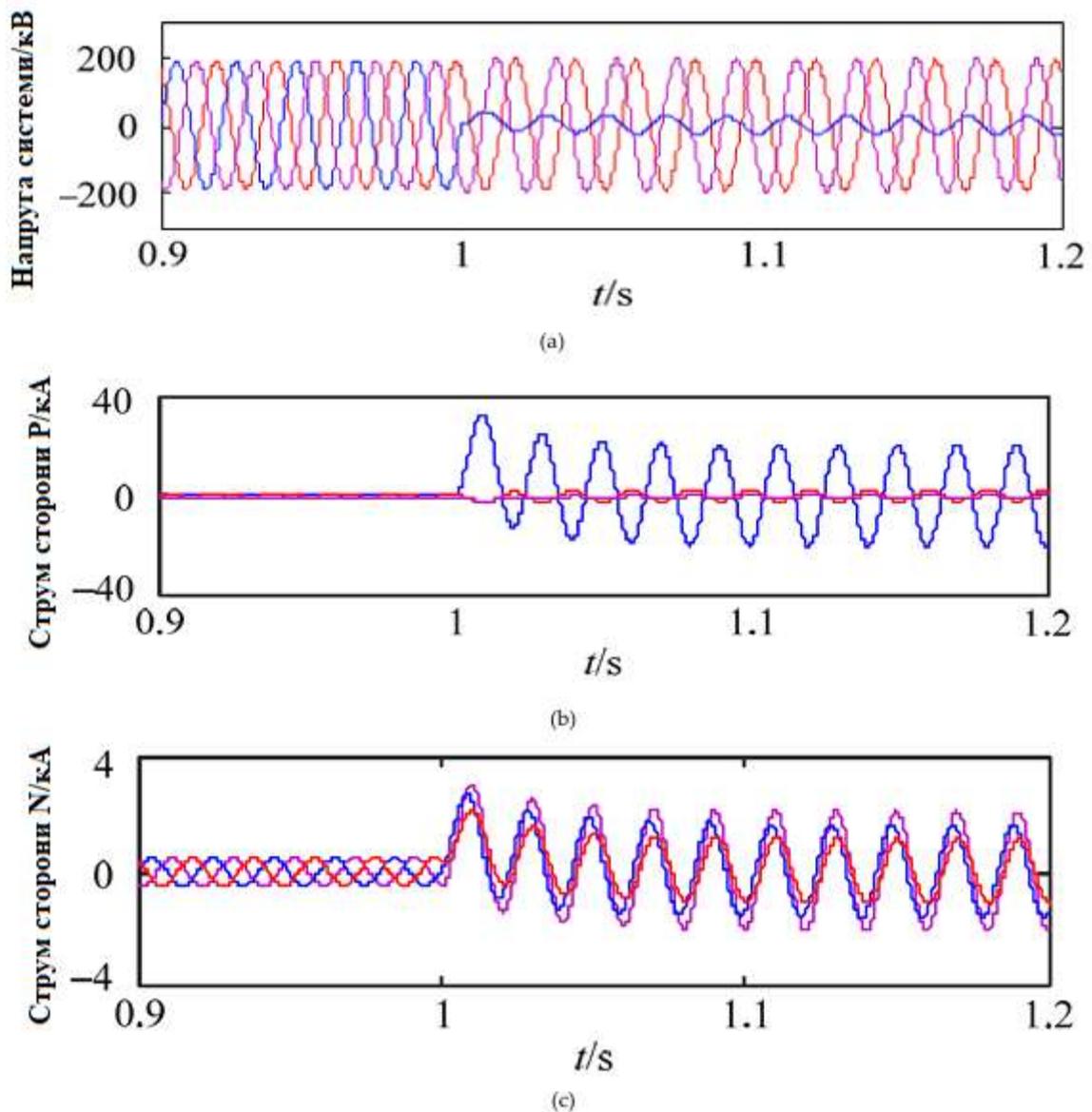
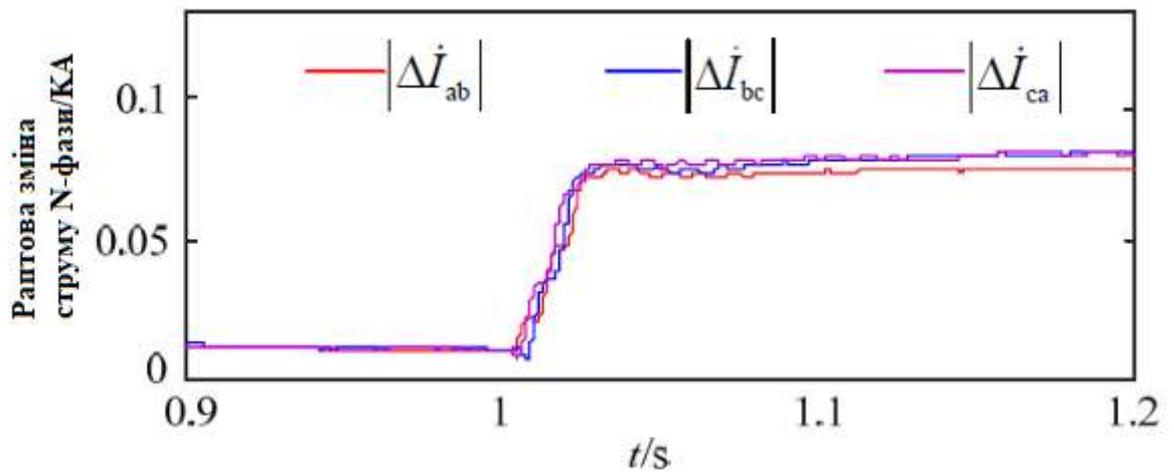


Рисунок 3.7 – Форми сигналів при однофазному замиканні на землю фази А: а) напруга системи, б) струм на стороні системи, в) струм на стороні фотоелектричної станції

З графіків струмів видно, що амплітуда струму пошкодженої фази на стороні системи значно більша за амплітуду струму непошкоджених фаз В і С, тоді як на стороні фотоелектричної станції різниця між амплітудами і фазами струмів різних фаз не є очевидною. Відповідно до попереднього аналізу, оскільки фотоелектрична система має характеристики слабого живлення і головний трансформатор на стороні станції виконаний за схемою з'єднання зірка з заземленою нейтраллю на стороні високої напруги і трикутник на стороні низької

напруги, імпеданс нульової послідовності з боку фотоелектричної станції є малим, і складова нульової послідовності переважає у трифазному струмі пошкодження. Тому при виникненні однофазного замикання на землю фази А в точці пошкодження на лінії характеристики трифазного струму на стороні фотоелектричної станції під час пошкодження проявляються як приблизно однакова амплітуда і однакова фаза, що є більш вираженим порівняно з характеристиками струму пошкодження в традиційних електричних мережах.

Для перевірки співвідношення між амплітудами стрибків різниці фазних струмів на стороні станції представлено графіки, що ілюструють співвідношення амплітуд міжфазних різниць струмів при однофазному замиканні на землю фази А в момент однієї секунди. З графіків видно, що при виникненні замикання на землю фази А величини стрибків різниці фазних струмів на стороні станції внаслідок застосованої стратегії керування фотоелектричною станцією і схеми з'єднання обмоток головного трансформатора виявляються практично рівними між собою, що узгоджується з теоретичними співвідношеннями. Такий сценарій очевидно не задовольняє критерій селекції для однофазного замикання на землю фази А, що призводить до неправильної роботи органу селекції пошкодженої фази. З боку системи підключення фотоелектричної станції має незначний вплив на характеристики струму пошкодження прямої і зворотної послідовностей, тому співвідношення між величинами стрибків різниці фазних струмів на стороні системи все ще відповідає процесу селекції, і орган селекції може правильно визначити пошкоджену фазу [12].



(a)

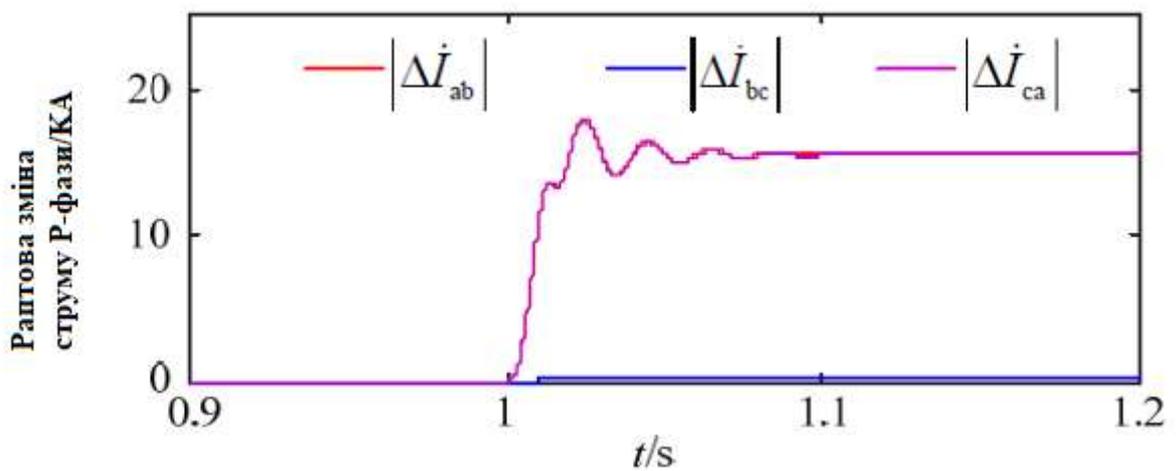


Рисунок 3.8 – Амплітуди стрибків різниці фазних струмів при однофазному замиканні на землю фази А: а) на стороні фотоелектричної станції, б) на стороні системи

Графіки послідовних складових струму і їх фазових кутів при замиканні на землю фази А демонструють амплітуди прямої, зворотної і нульової послідовностей струму та відповідні фазові кути. Згідно з графіками, при виникненні замикання на землю фази А в точці пошкодження на лінії складова струму нульової послідовності, що протікає через сторону фотоелектричної станції, значно перевищує складову прямої послідовності струму, а складова зворотної послідовності струму близька до нуля. З наступного графіка фазових кутів видно, що через надзвичайно малу величину складової зворотної послідовності струму значення кутів між послідовними складовими не можуть

бути стабілізовані, що призводить до невизначеності фазової різниці між струмом нульової послідовності і струмом зворотної послідовності на стороні фотоелектричної станції, а також фазової різниці між приростом струму прямої послідовності і струмом зворотної послідовності. Таким чином, селекція пошкодженої фази на стороні фотоелектричної станції не може задовольнити умови процесу селекції за послідовними складовими, що призводить до відмови традиційного органу селекції за послідовними складовими.

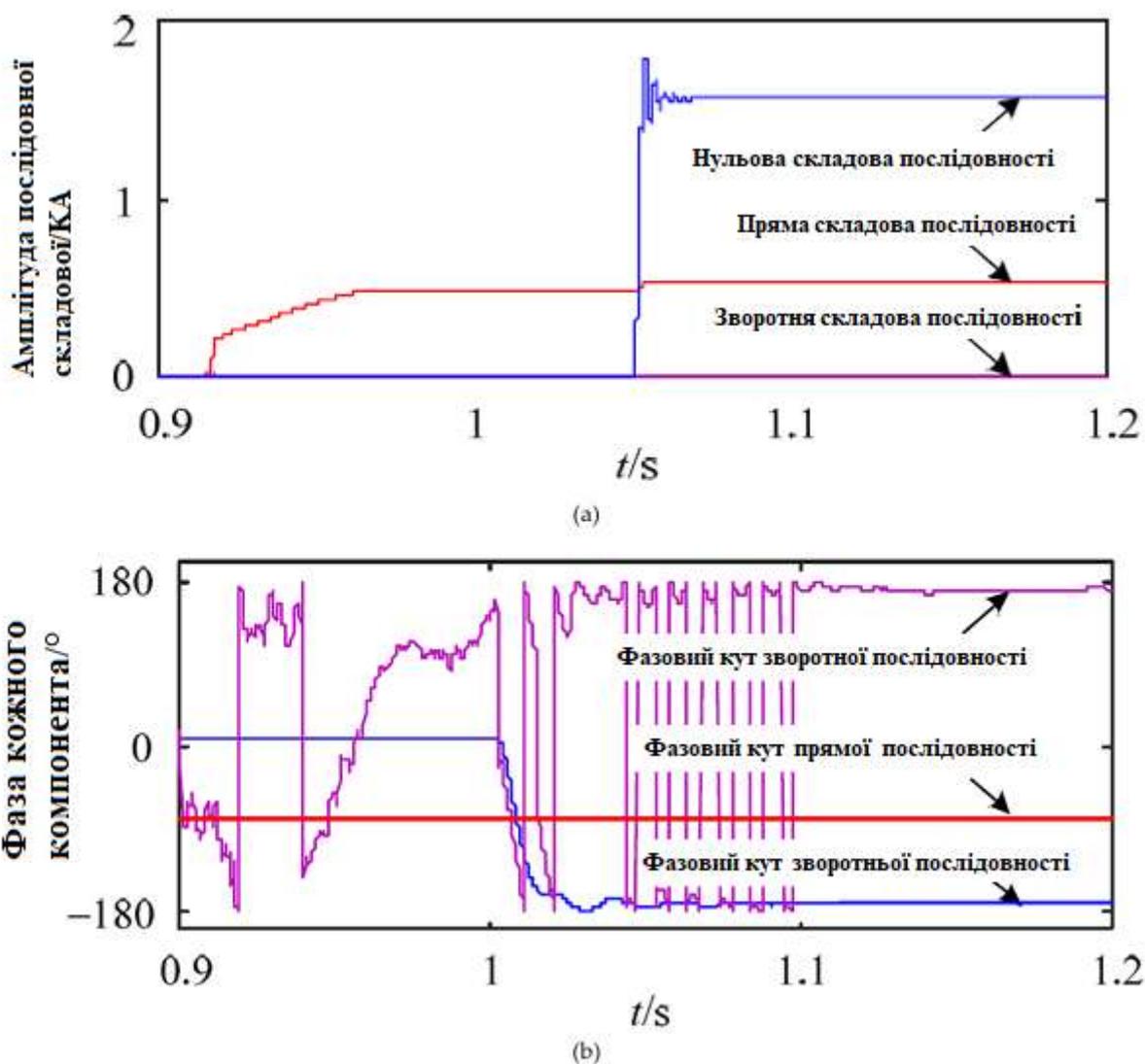


Рисунок 3.9 – Послідовні складові струму і їх фазові кути при замиканні на землю фази А: а) амплітуди послідовних складових, б) фазові кути послідовних складових

Коли фотоелектрична станція застосовує стратегію придушення зворотної послідовності струму як цільову функцію в алгоритмі керування мережевим

інвертором, проведено аналіз результатів селекції пошкоджених фаз органами селекції за стрибком різниці фазних струмів і за послідовними складовими на стороні станції і на стороні системи відповідно до процесів селекції, представлених на блок-схемах. Результати аналізу зведено в таблицю 3.1. З таблиці видно, що незалежно від того, чи використовується орган селекції за стрибком різниці фазних струмів, чи орган селекції за послідовними складовими, на стороні фотоелектричної станції існує ймовірність відмови в селекції пошкодженої фази [12].

Таблиця 3.1 – Результати аналізу селекції пошкодженої фази в точці пошкодження для різних типів пошкоджень

Тип пошкодження	Орган селекції за стрибком різниці фазних струмів	Орган селекції за послідовними складовими
	Сторона фотоелектричної станції	Сторона системи
Однофазні замикання на землю		
Замикання фази А на землю	Замикання фаз В і С на землю	Замикання фази А на землю
Замикання фази В на землю	Замикання фаз С і А на землю	Замикання фази В на землю
Замикання фази С на землю	Замикання фаз А і В на землю	Замикання фази С на землю
Двофазні короткі замикання		
Замикання між фазами А і В	Трифазне коротке замикання	Замикання між фазами А і В
Замикання між фазами В і С	Трифазне коротке замикання	Замикання між фазами В і С
Замикання між фазами С і А	Трифазне коротке замикання	Замикання між фазами С і А
Двофазні замикання на землю		
Замикання фаз А і В на землю	Замикання фаз С і А на землю	Замикання фаз А і В на землю
Замикання фаз В і С на землю	Замикання фаз А і В на землю	Замикання фаз В і С на землю
Замикання фаз С і А на землю	Замикання фаз В і С на землю	Замикання фаз С і А на землю
Трифазне коротке замикання		
Трифазне коротке замикання	Трифазне коротке замикання	Трифазне коротке замикання

У таблиці 3.1 для кожного типу пошкодження наведено результати роботи органу селекції за стрибком різниці фазних струмів і органу селекції за

послідовними складовими окремо для сторони фотоелектричної станції і сторони системи. Позначення вказують на тип пошкодження, який визначається органом селекції, при цьому символ, що позначає невизначений результат, вказує на те, що згідно з процесом селекції результат не є однозначним і пошкоджена фаза не може бути точно ідентифікована.

Для однофазних замикань на землю, таких як замикання фази А на землю, замикання фази В на землю або замикання фази С на землю, орган селекції за стрибком різниці фазних струмів на стороні фотоелектричної станції помилково визначає пошкодження як двофазне замикання на землю іншої комбінації фаз. На стороні системи цей орган селекції правильно визначає пошкоджену фазу. Орган селекції за послідовними складовими на стороні фотоелектричної станції дає невизначений результат або помилково визначає пошкоджену фазу, тоді як на стороні системи він правильно визначає тип пошкодження.

Для двофазних коротких замикань без участі землі, таких як замикання між фазами А і В, замикання між фазами В і С або замикання між фазами С і А, орган селекції за стрибком різниці фазних струмів на обох сторонах помилково визначає пошкодження як трифазне коротке замикання. Орган селекції за послідовними складовими на стороні фотоелектричної станції дає невизначений результат або помилково визначає тип пошкодження, тоді як на стороні системи він правильно визначає пошкоджені фази [12].

Для двофазних замикань на землю, таких як замикання фаз А і В на землю, замикання фаз В і С на землю або замикання фаз С і А на землю, орган селекції за стрибком різниці фазних струмів на стороні фотоелектричної станції помилково визначає пошкодження як двофазне замикання на землю іншої комбінації фаз, тоді як на стороні системи він правильно визначає пошкоджені фази. Орган селекції за послідовними складовими на стороні фотоелектричної станції дає невизначений результат, а на стороні системи правильно визначає тип пошкодження.

Для трифазного короткого замикання обидва органи селекції на обох сторонах правильно визначають тип пошкодження як трифазне коротке замикання.

Висновки до третього розділу

У третьому розділі сформовано математичну модель електричної мережі та реалізовано алгоритмічні рішення, необхідні для оцінки роботи дистанційного та кооперативного захисту за різних режимів генерації. Побудовані моделі дозволили відтворити вплив IBR на формування струмів короткого замикання, положення точки еквівалентного джерела та зміну видимого імпедансу ліній. Запропонована схема взаємодії захисних пристроїв відображає реальні умови роботи мережі та забезпечує можливість оцінки ефективності комбінованих критеріїв. Отримана модель є придатною для дослідження різних варіантів параметрів зон, швидкодії алгоритмів та впливу каналу зв'язку, що створює основу для подальших вимірювань і порівняльного аналізу.

ОПИС ДОСЛІДЖУВАНОЇ МОДЕЛІ СИСТЕМИ

4.1 Загальна характеристика електроенергетичної системи

У рамках дослідження було обрано реально існуючу електричну мережу, до якої приєднана сонячна електростанція потужністю 850 МВт, розташована в місті Карапинар, провінція Конья, Туреччина. Задля спрощення розрахунків та моделювання всі фотоелектричні модулі представлено як один еквівалентний агрегат. Під'єднання інверторів фотоелектричної станції до мережі здійснюється через підвищувальні трансформатори класу напруги 0,66/34,5 кВ із схемою з'єднання обмоток $\Delta 11$, які забезпечують узгодження рівнів напруги між блоками сонячних панелей та розподільчою мережею середньої напруги. Наступний етап трансформації напруги відбувається через силові трансформатори 34,5/400 кВ зі схемою з'єднання Y_0 , що забезпечують інтеграцію генерованої потужності до магістральної високовольтної мережі. Досліджувана конфігурація системи наведена на рисунку 4.1. Дистанційний захист R1 встановлено на стороні високовольтної шини фотоелектричної станції лінії L1, що дозволяє контролювати режими роботи та виявляти аварійні ситуації на відповідній ділянці мережі [15].

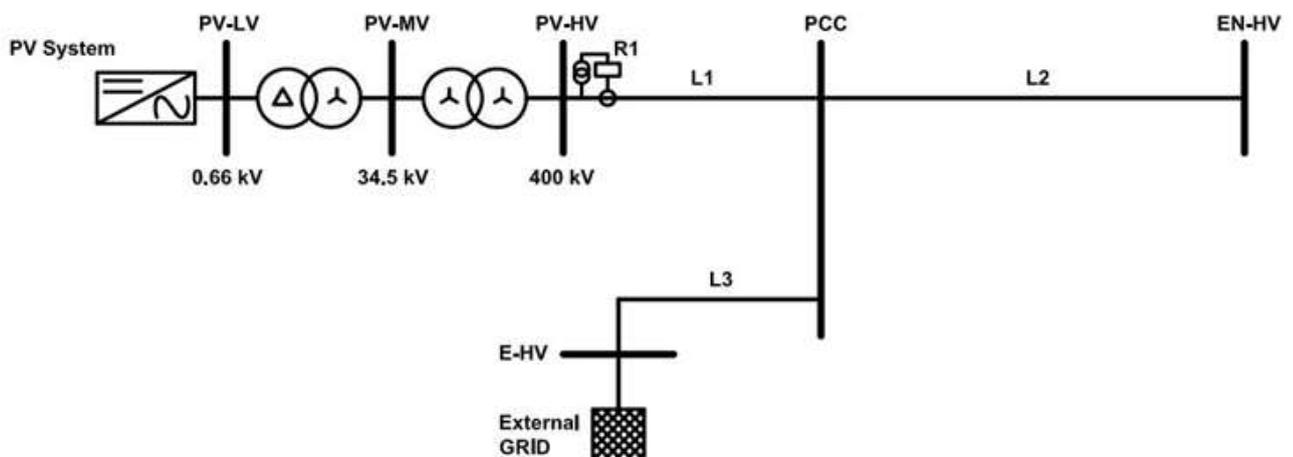


Рисунок 4.1 – Модель електроенергетичної системи

Параметри ліній електропередачі, які використовувались у модельних розрахунках, систематизовано у таблиці 4.1. Для кожної лінії вказано довжину, тип проводу та комплексні значення опорів прямої та нульової послідовностей, що є необхідними вхідними даними для налаштування параметрів релейного захисту.

Таблиця 4.1 – Параметри ліній електропередачі

Лінія	Довжина (км)	Тип провідника	Імпеданс прямої послідовності (Ом)	Імпеданс нульової послідовності (Ом)
L1	1	ACSR 265/35–380 кВ	$0.027199 + j0.252555$	$0.126249 + j0.906360$
L2	25	ACSR 265/35–380 кВ	$0.679996 + j6.313825$	$3.156225 + j22.6590075$
L3	1	ACSR 265/35–380 кВ	$0.027199 + j0.252555$	$0.126249 + j0.906360$

4.2 Модель фотоелектричної станції

Характер реакції сонячної електростанції на аварійні режими визначається стратегією керування інвертором, яка безпосередньо впливає на форму струму та напруги, що реєструються дистанційними захистами. Для коректного функціонування захистів у мережах із переважним використанням відновлюваних джерел енергії необхідно враховувати специфіку їхнього відгуку на короткі замикання.

Системи релейного захисту ліній електропередачі традиційно використовують величини зворотної послідовності для однозначного визначення напрямку протікання аварійного струму. У випадку, коли інвертори генерують виключно струм прямої послідовності, доцільним є забезпечення додаткової компоненти зворотної послідовності, що дозволяє запобігти виникненню перенапруг на непошкоджених фазах електричної мережі під час несиметричних коротких замикань [15].

Зазвичай між клемми інвертора та точкою приєднання до мережі встановлюється принаймні один трансформатор зі схемою з'єднання обмоток

трикутник-зірка, а застосування заземлених силових трансформаторів забезпечує ефективний шлях для протікання струмів нульової послідовності. Таким чином, для джерел на основі інверторів не встановлюється обов'язкова вимога щодо генерації струму нульової послідовності, оскільки цю функцію виконують елементи трансформаторного обладнання.

Інвертори, керовані за струмом, використовуються у випадках, коли первинним джерелом енергії є фізичне джерело струму, таке як фотоелектричний генератор. У програмному середовищі PowerFactory інвертор реалізовано шляхом вибору елемента статичного генератора, налаштованого на роботу як керований за струмом перетворювач напруги VSC [15].

Система керування моделлю VSC, керованою за струмом, складається з повільнішого зовнішнього контуру регулювання та швидшого внутрішнього контуру струму. Зовнішній контур здійснює стабілізацію напруги на боці постійного струму. Оскільки в розрахунковій моделі напруга постійного струму приймається сталою величиною, функції зовнішнього регулятора не задіяні.

На етапі моделювання для спрощення структури схеми використано три ідеальні джерела напруги, що дозволяє абстрагуватися від динаміки процесів на стороні постійного струму, як показано на рисунку 4.2.

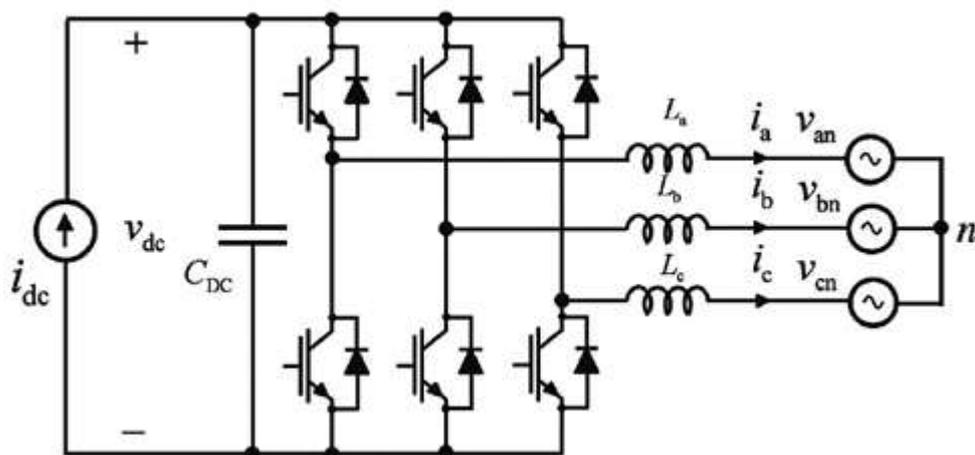


Рисунок 4.2 – Модель системи фотоелектричної станції, під'єднаної до мережі

Вихідна потужність та напруга змінного струму в точці спільного приєднання формують опорні сигнали для внутрішнього регулятора струму, який

здійснює безпосереднє керування струмом інвертора. Регулювання струмів перетворювача виконується за допомогою регулятора в системі координат d-q, що обертається синхронно з напругою мережі, що дозволяє регулювати активну та реактивну складові струму незалежно одна від одної. Активний струм відповідає активній потужності, тоді як реактивний струм визначає реактивну потужність системи. Обидві складові регулюються пропорційно-інтегральними PI-регуляторами, що забезпечує точне відстеження заданих значень [15].

Система фазового автопідстроювання PLL відстежує напругу інвертора відносно опорної напруги, вимірної в точці спільного приєднання, та синхронізує фазовий кут вихідної напруги інвертора з фазовим кутом напруги мережі, що є критичним для стабільної роботи системи.

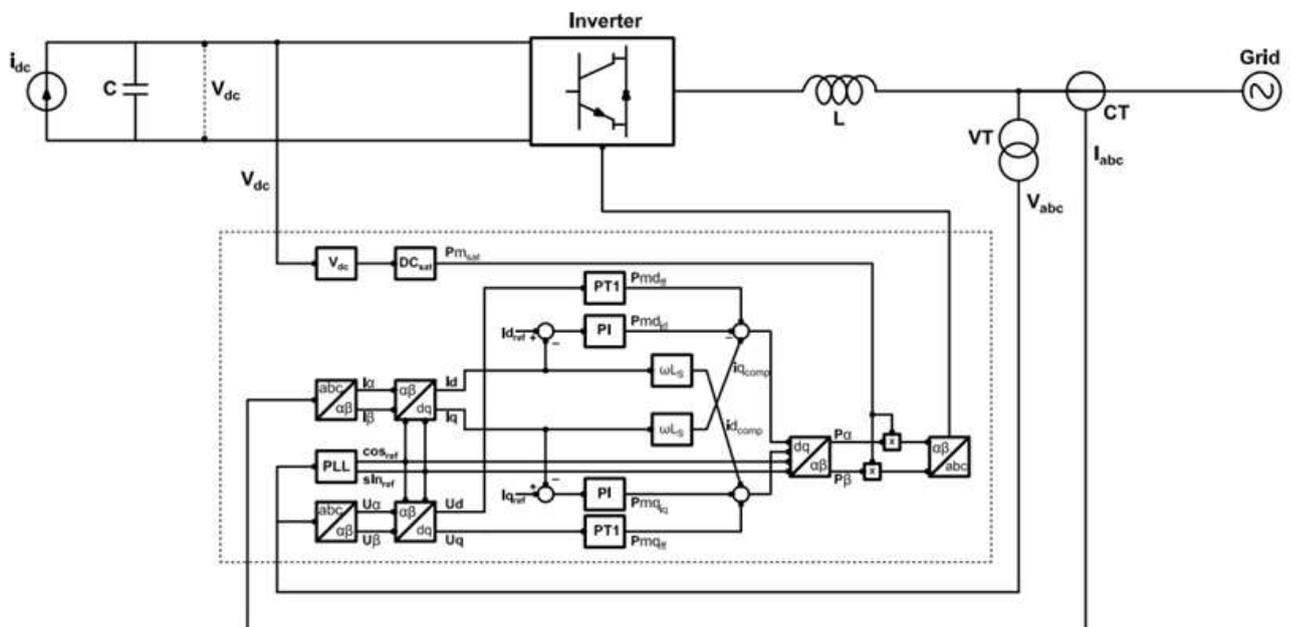


Рисунок 4.3 – Блок-схема керування інвертором фотоелектричної станції

Динамічні моделі перетворювачів VSC, керованих за напругою та струмом, розробляються без урахування впливу опорів навантаження та джерела живлення. Математичний опис моделей виконується в системі координат d-q, де тривимірні синусоїдальні сигнали можуть бути проаналізовані як еквівалентні сигнали постійного струму. Детальна структурна схема інвертора з системою керування представлена на рисунку 4.3.

Перетворення тривимірних векторів у двовимірні вектори, що обертаються, здійснюється за допомогою перетворення Кларка, після чого двовимірний вектор, що обертається, перетворюється на двовимірний нерухомий вектор за допомогою перетворення Парка, що спрощує аналіз та синтез системи керування [15].

Опорний сигнал струму в осі d подається на схему регулювання струму в системі координат d-q, яка забезпечує відстеження фактичним струмом заданого значення. Керування струмом дозволяє регулювати активну потужність, що передається в мережу. Напряга постійного струму обмежується блоком насичення для захисту перетворювача від перевантажень та зовнішніх коротких замикань. Схема регулювання струму також забезпечує відстеження струмом у осі q його опорного значення, що дозволяє керувати реактивною потужністю системи, оскільки реактивна потужність пропорційна струму в осі q.

$$P_{md_id} = K_d \left(1 + \frac{1}{sT_d} \right) \cdot (i_{dref} - i_d); \quad (4.1)$$

$$P_{mq_iq} = K_q \left(1 + \frac{1}{sT_q} \right) \cdot (i_{qref} - i_q); \quad (4.2)$$

$$P_{md_ff} = \left(\frac{K_{ff}}{1 + sT_m} \right) \cdot U_d; \quad (4.3)$$

$$P_{mq_ff} = \left(\frac{K_{ff}}{1 + sT_m} \right) \cdot U_q. \quad (4.4)$$

На основі номінального струмового навантаження VSC встановлюється максимально допустима амплітуда струму, яка забезпечується шляхом застосування обмеження насичення для опорного струму в осі d. Вибір максимального струмового навантаження також є проектним параметром системи керування [15].

.3 Дискретне перетворення Фур'є

Для функціонування релейного захисту необхідно забезпечити оцінку амплітуди та фази сигналів струму та напруги. Найбільш поширеним та визнаним методом такої оцінки є дискретне перетворення Фур'є DFT.

Дійсна та уявна складові фазора основної гармоніки обчислюються на основі послідовності з N рівномірно розподілених вибірок даних, отриманих протягом повного циклу сигналу в межах вікна даних. У міру надходження нових вибірок струмів та напруг вікно поступово зміщується на один відлік. Для підтримання сталої довжини вікна даних у N відліків найновіша вибірка додається до вікна, тоді як найстаріша вибірка виключається з розгляду.

Ряд Фур'є базується на припущенні, що набір фазорів має частоти, які є цілими кратними основної частоти системи.

$$x(t) = \sum_{k=-N}^N A_k e^{j(k\omega_0 t)}. \quad (4.5)$$

Замінивши неперервну функцію в рівнянні дискретною функцією, що змінюється стрибками з інтервалом, фазор однієї частоти може бути представлений у наступному вигляді.

$$x(n) = A e^{j(n\omega T_s + \alpha)}; \quad (4.6)$$

$$e^{j(n\omega T_s)} = \cos(n\omega T_s) + j \sin(n\omega T_s); \quad (4.7)$$

$$x(n) = \sum_{k=-N}^N A_k e^{j(k\omega_0 T_s n)}. \quad (4.8)$$

Де інтервал дискретизації позначено як T_s , а значення фазора основної гармоніки позначається як A_1 з фазовим кутом θ_1 , як показано в рівняннях нижче.

$$A_1 = \sqrt{X_{1real}^2 + X_{1imag}^2}; \quad (4.9)$$

$$\theta_1 = \tan\left(\frac{X_{1imag}}{X_{1real}}\right). \quad (4.10)$$

4 Дистанційний захист

Дистанційні захисти обчислюють опір короткого замикання, використовуючи напругу, отриману від трансформатора напруги VT, та інформацію про струм, отриману від трансформатора струму СТ. У таблиці 4.2 наведено розрахункові співвідношення, що використовуються для визначення опору пошкодження залежно від типу короткого замикання. Обчислений опір порівнюється з попередньо встановленим значенням опору спрацювання, на основі чого захист приймає рішення про подачу сигналу на відключення вимикачів [15].

Таблиця 4.2 – Розрахунки опору для різних типів коротких замикань

Типи замикань	Обчислення
AG	$V_A/(I_A + 3k_0I_0)$
BG	$V_B/(I_B + 3k_0I_0)$
CG	$V_C/(I_C + 3k_0I_0)$
AB або ABG	$(V_A - V_B)/(I_A - I_B)$
BC або BCG	$(V_B - V_C)/(I_B - I_C)$
CA або CAG	$(V_C - V_A)/(I_C - I_A)$
ABC	V_A/I_A

Позначення A, B та C відповідають пошкодженим фазним величинам напруги V_A , V_B та V_C , а I_A , I_B та I_C позначають відповідні фазні струми. Опір нульової послідовності лінії позначається як Z_0 , опір прямої послідовності як Z_1 , т компенсації струму нульової послідовності визначається як $k_0 = (Z_0 - Z_1)/3Z_1$.

Короткі замикання в електроенергетичній системі можуть мати симетричний або несиметричний характер. Трифазне коротке замикання є

симетричним режимом, оскільки всі три фази одночасно контактують між собою. Несиметричні короткі замикання є незбалансованими режимами та включають міжфазні замикання без землі, двофазні замикання на землю та однофазні замикання на землю. Опір пошкодження розраховується з використанням вимірювань між пошкодженими фазами для міжфазних коротких замикань та між пошкодженою фазою і нейтраллю для замикань на землю [15].

Ефект підживлення струму короткого замикання від сторонніх джерел є визначальним фактором для дистанційного захисту на суміжних лініях. На рисунку 4.4 проілюстровано умову підживлення для випадку коротких замикань на лінії BC, що потрапляють у зони спрацювання другої Z_2 та третьої Z_3 ступенів дистанційного захисту.

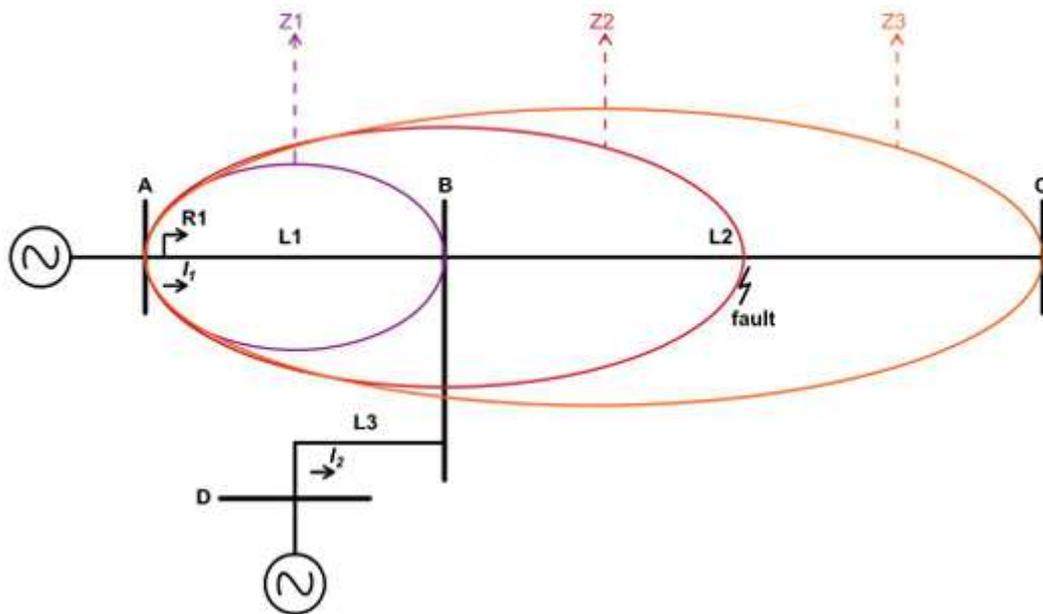


Рисунок 4.4 – Умови підживлення на лінії електропередачі

Опір, який вимірюється дистанційним захистом R_1 , залежить від струму підживлення. Значення опору, що фіксується захистом R_1 , визначається наступним співвідношенням.

$$Z = Z_1 + \left(\frac{I_1 + I_2}{I_1} \right) Z_2. \quad (4.11)$$

Недосяг дистанційного захисту виникає, коли опір, вимірний захистом під час короткого замикання, перевищує фактичне значення повного опору пошкодження, незважаючи на те що точка пошкодження знаходиться в межах встановленої зони захисту лінії. За таких обставин захист не спрацьовує належним чином. Це явище називається недосягом захисту. Недосяг дистанційного захисту спостерігається внаслідок віддаленого підживлення, коли струм короткого замикання надходить через інший ланцюг, відмінний від захищеної лінії. Струм віддаленого підживлення є меншим за струм місцевого підживлення у випадку недосягу захисту [15].

Надмірний досяг дистанційного захисту виникає, коли захист спрацьовує за межами встановленої зони та викликає неселективне відключення. Опір, вимірний захистом під час короткого замикання, є меншим за фактичне значення повного опору пошкодження, хоча фактична точка короткого замикання знаходиться поза межами встановленої зони захисту лінії. Струм віддаленого підживлення є більшим за струм місцевого підживлення у випадку надмірного досягу захисту.

4.5 Метод опорних векторів

Метод опорних векторів SVM є технікою машинного навчання, що використовується переважно для вирішення задач класифікації та регресії. SVM відноситься до категорії методів навчання з учителем, де на основі серії прикладів створюється система прийняття рішень, яка намагається передбачити нові значення на основі навчальної вибірки. Метод SVM охоплює як передові техніки обробки великих масивів даних, так і елементи квадратичного або опуклого програмування.

Задача оптимізації може бути сформульована у наступному вигляді.

$$\min_w \frac{1}{2} w^T \cdot w. \quad (4.12)$$

За умови виконання обмежень

$$\text{subject to } \begin{cases} y_i - (w^T \cdot \phi(x) + b) \leq m \\ (w^T \cdot \phi(x) + b) - y_i \leq m \end{cases} \quad (4.13)$$

Де $\phi(x)$ позначає функцію ядра, w є маргінальною межею, а пара (x_i, y_i) представляє навчальну вибірку. Для встановлення толерантності щодо кількості допустимих помилок під час регресійного аналізу вводиться додаткове обмеження [15].

$$\min_{w,b} \frac{1}{2} w^T \cdot w + C \sum_{i=1}^l (\xi_i + \xi_i^*) \quad (4.14)$$

За умови виконання обмежень

$$\text{subject to } \begin{cases} y_i - (w^T \cdot \phi(x) + b) \leq m + \xi_i \\ (w^T \cdot \phi(x) + b) - y_i \leq m + \xi_i^* \\ \xi_i, \xi_i^* \geq 0, i = 1, \dots, l \end{cases} \quad (4.15)$$

Після завершення процесу навчання регресійна модель SVM генерує прогнозовані значення за формулою.

$$f(x) = \sum_{i=1}^l \theta_i \phi(x, x_i) + b \quad (4.16)$$

Місця виникнення коротких замикань для дослідження обрано на ділянці лінії електропередачі між шиною точки спільного приєднання та високовольтною шиною зовнішньої мережі. Розглянуто три різні сценарії аварійних режимів: однофазне замикання на землю, міжфазне коротке замикання та трифазне коротке замикання. Інвертори працювали з коефіцієнтом потужності 0,93 до

виникнення пошкодження, що відповідає запланованому режиму експлуатації. До шини точки спільного приєднання було підключено навантаження потужністю 100 МВт з одиничним коефіцієнтом потужності для забезпечення стабільних доаварійних умов функціонування електроенергетичної системи.

Система керування здатна обмежувати інжекцію струму під час коротких замикань до номінального значення, а також до рівня струмового перевантаження генеруючої системи. Внаслідок специфічних характеристик інверторів фотоелектричних станцій струм короткого замикання дорівнює 1,2 номінального струму, що є суттєво меншим порівняно зі струмом короткого замикання синхронного генератора у зовнішній мережі.

Величина струму залишається обмеженою за амплітудою через встановлене обмеження опорного струму в осі d системи координат. Небаланс струмів призводить до коливань вихідної потужності фотоелектричної системи та зниження її середнього значення. Форма напруги зазнає значних флуктуацій, спричинених перехідною реакцією перетворювача VSC, керованого за струмом, на початку виникнення короткого замикання.

Моделювання виконувалось для системної частоти 50 Гц та частоти дискретизації 2 кГц, що забезпечує достатню точність відтворення електромагнітних процесів у перехідних режимах [15].

Розрахунок електромагнітних перехідних процесів ЕМТ виконано за допомогою програмного забезпечення Digsilent PowerFactory. Тривалість доаварійного режиму для кожного сценарію становила 199 мс, тривалість режиму короткого замикання складала 300 мс. Модель зовнішньої мережі використовує стандартні компоненти з бібліотеки програмного середовища

У дослідженні розглядався дистанційний захист, встановлений на лінії L1 з боку високовольтної шини фотоелектричної станції. Прямим напрямком для захисту вважається напрямок до шини точки спільного приєднання. Зони спрацювання дистанційного захисту включають першу зону для лінії L1, другу зону для лінії L3 та третю зону для лінії L2.

Усі типи коротких замикань на лінії електропередачі моделювались у точках, що відповідають 0% та 95% довжини лінії L2. Опір у місці короткого замикання прийнято рівним нулю для всіх типів пошкоджень. Всі виміри та розрахунки параметрів для дистанційного захисту виконувались у первинних величинах. Місце пошкодження на лінії L2, що відповідає 0% довжини, дорівнює повному опору лінії L1 [15].

Оцінювання функціонування релейного захисту здійснювалось із використанням методології, визначеної для аналізу впливу віддаленого підживлення від фотоелектричної станції на дистанційний захист.

На рисунку 4.5 проілюстровано поведінку генеруючих агрегатів під час однофазного замикання на землю фази А у точці, що відповідає 25% довжини лінії L2. Коротке замикання ініціювалось у момент часу 100 мс. Пікове значення напруги фази А в доаварійному режимі становило 326 кВ. Пікове значення напруги під час пошкодження знизилось до 67 кВ. Струм короткого замикання досяг значення 8,6 кА та стабілізувався на рівні піку 7,7 кА. Несиметричне пошкодження спричинило зростання напруги нульової послідовності на високовольтній шині фотоелектричної станції до 29,8 кВ, а струм нульової послідовності відповідно зріс до 2,8 кА, як показано на рисунку 4.6.

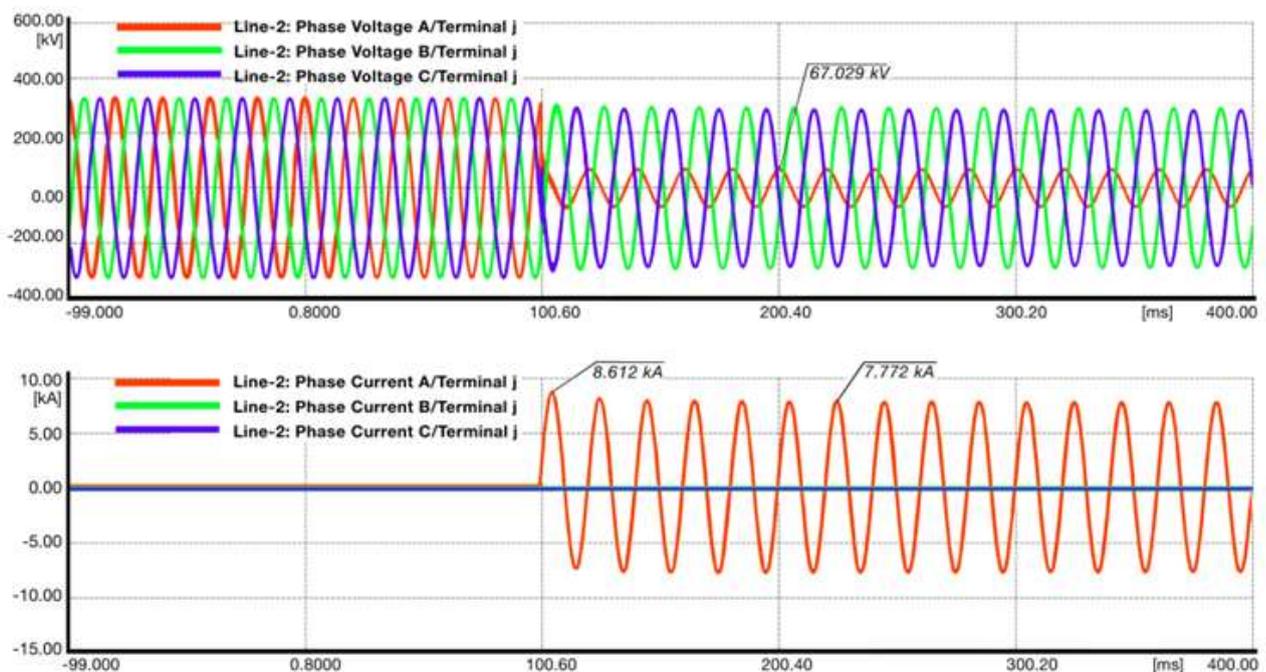


Рисунок 4.5 – Трифазні напруги та струми для однофазного замикання на землю

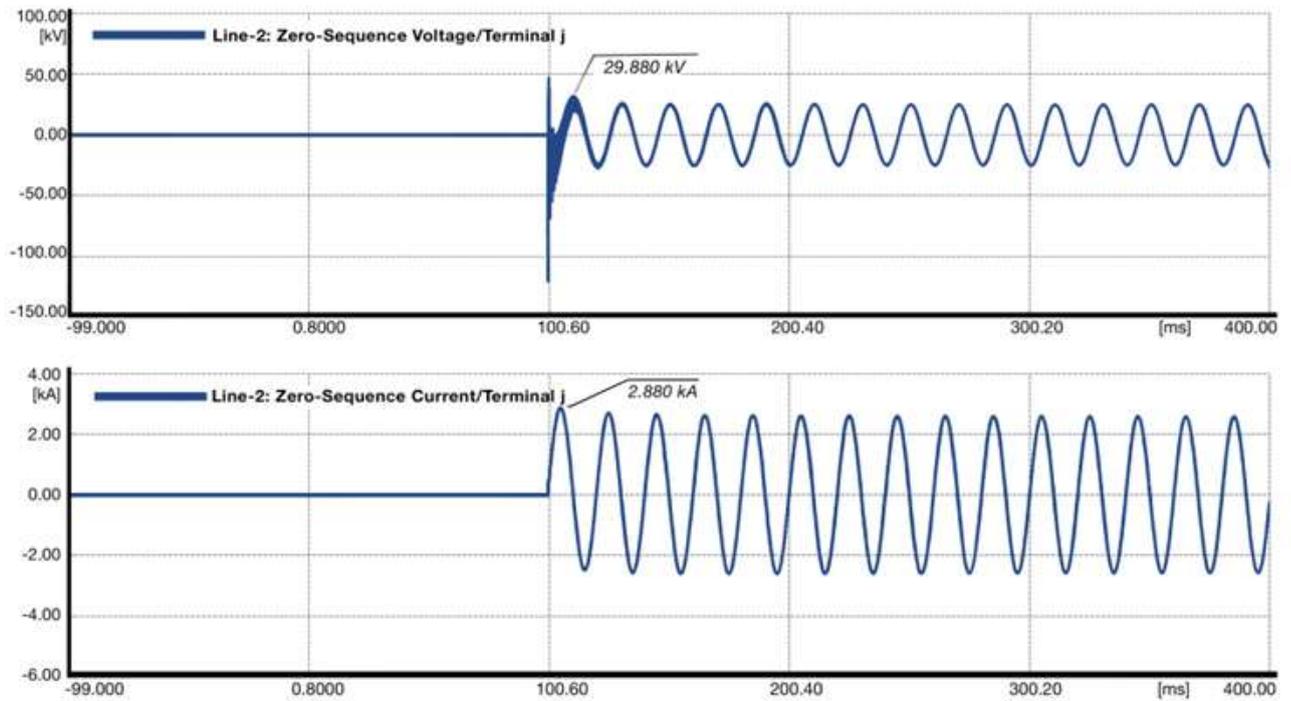


Рисунок 4.6 – Напряга та струм нульової послідовності для однофазного замикання на землю

Результати моделювання міжфазного короткого замикання у точці 25% довжини лінії L2 наведено на рисунку 4.7. Пікові значення у пошкоджених фазах знизились для напруги до 160,8 кВ та для струму до 6,6 кА. Пікове значення струму короткого замикання стабілізувалось на рівні 5,6 кА. Несиметричне пошкодження призвело до зростання напруги нульової послідовності приблизно до 12,8 кВ, тоді як струм нульової послідовності залишився незначним, що видно з рисунка 4.8.

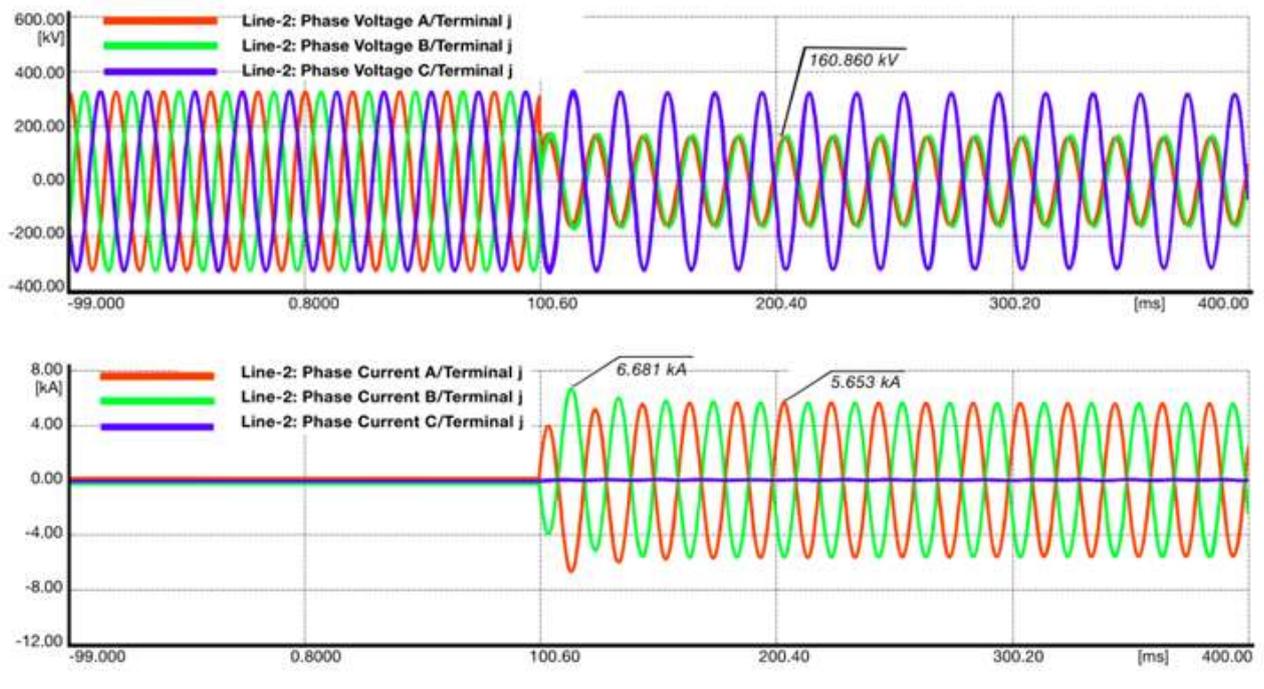


Рисунок 4.7 – Трифазні напруги та струми для міжфазного замикання

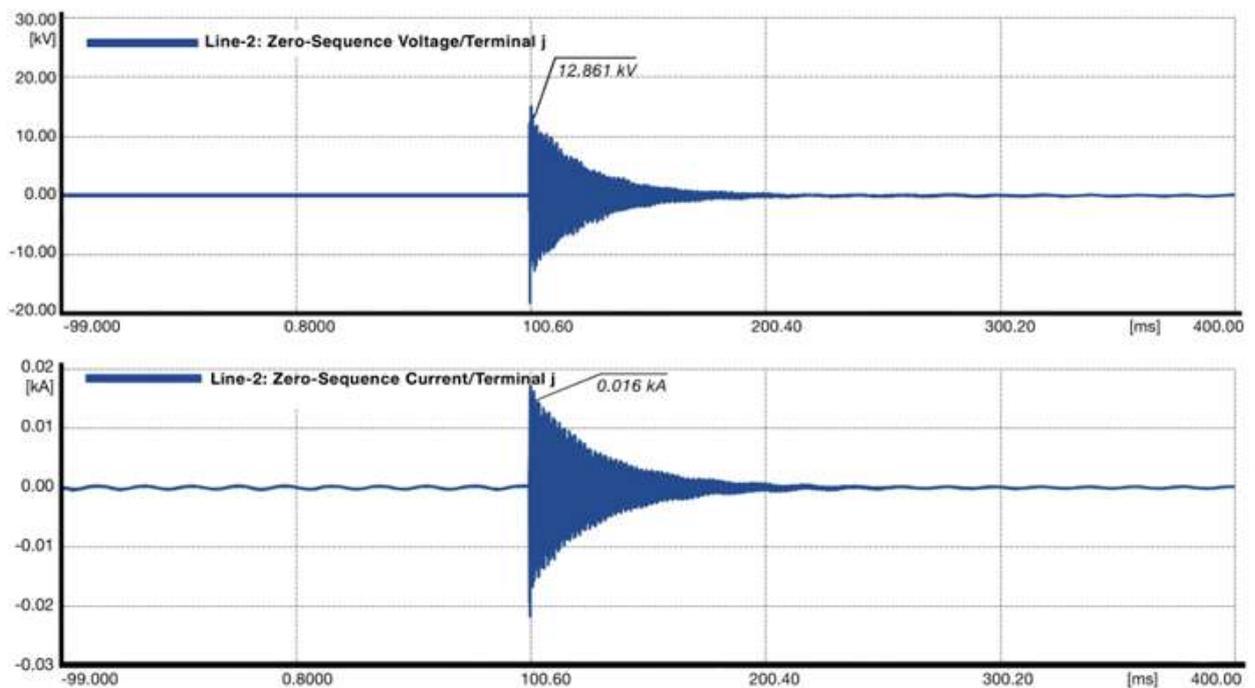


Рисунок 4.8 – Напруга та струм нульової послідовності для міжфазного замикання

На рисунку 4.9 представлено симетричне трифазне коротке замикання в досліджуваній моделі. Пошкодження призводить до провалу напруги на високовольтній шині фотоелектричної станції, при цьому пікове значення

напруги знижується до 32,3 кВ. Пікове значення струму досягає 9,2 кА на початку виникнення короткого замикання та стабілізується на рівні 6,5 кА. Трифазне коротке замикання у точці 25% довжини лінії L2 показано на рисунку 4.10. Пікове значення напруги нульової послідовності становить 11,6 кВ. Струми нульової послідовності мають низькі значення через збалансований характер трифазних коротких замикань [15].

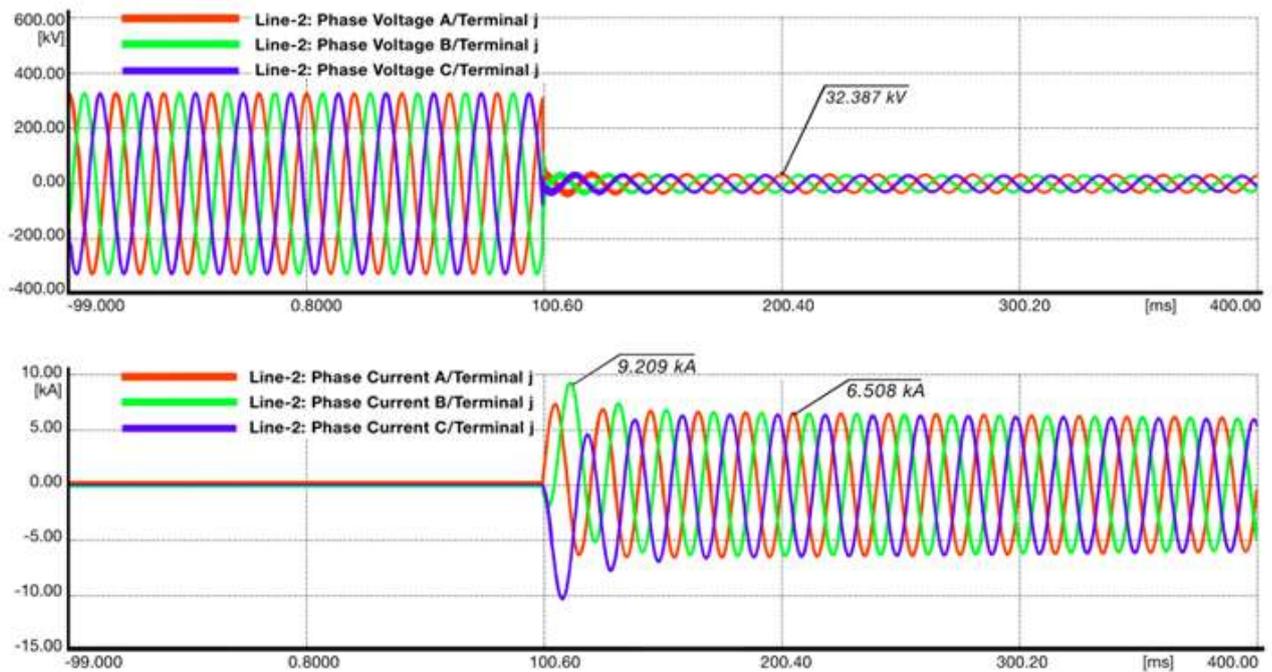


Рисунок 4.9 – Трифазні напруги та струми для трифазного короткого замикання

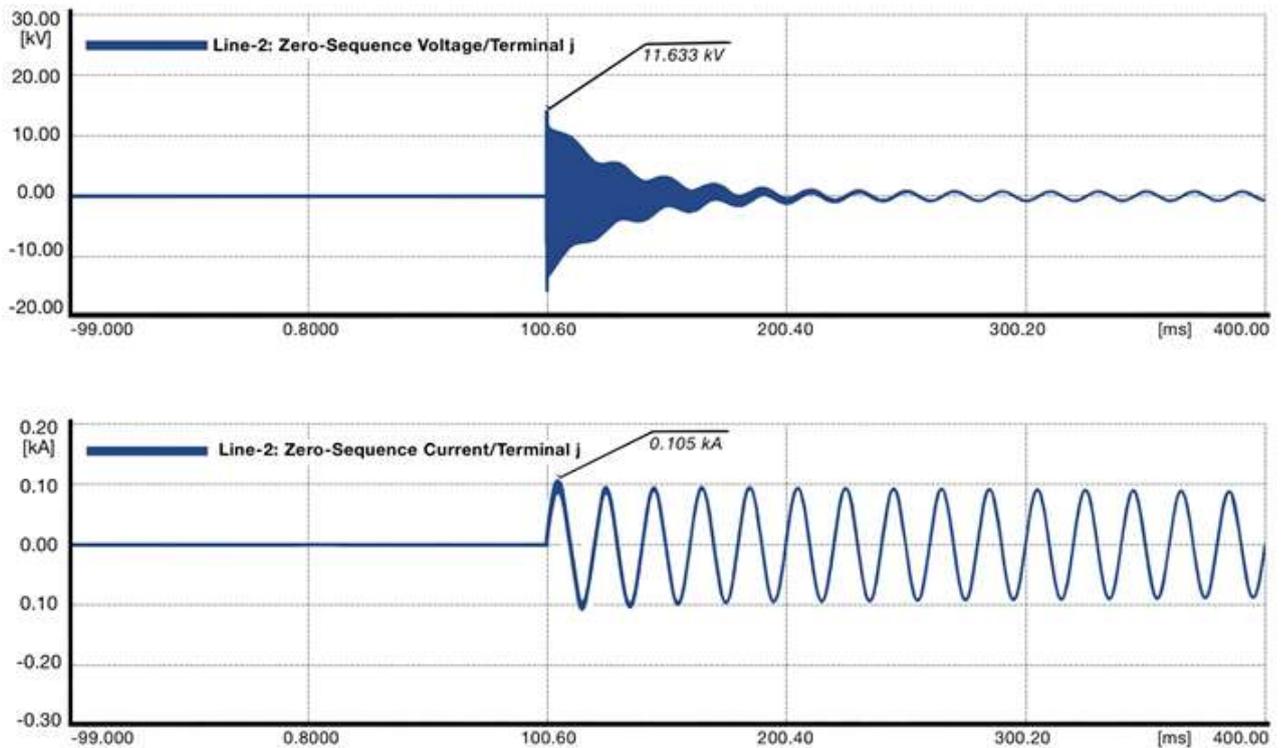


Рисунок 4.10 – Напряга та струм нульової послідовності для трифазного короткого замикання

4.6 Оцінювання запропонованої моделі

Навантаження системи також представлено моделлю зі сталим опором, яка не вносить внеску до струму короткого замикання. Пікове значення струму короткого замикання досягло приблизно 9,2 кА під час моделювання трифазного пошкодження [15].

Зовнішня мережа підтримує режим короткого замикання реактивною потужністю. Фотоелектрична станція підтримує режим короткого замикання активною потужністю. Струми підживлення, що надходять від фотоелектричної станції, становлять менше 25% від загального струму короткого замикання.

Під час однофазних замикань на землю або міжфазних замикань на землю недосяг або надмірний досяг, спричинений віддаленим підживленням, стає досить значним.

Загальна блок-схема та діаграма запропонованого методу наведена на рисунку 4.11. Сигнали струму та напруги отримуються шляхом моделювання коротких замикань у системі електропостачання. Фазори струму та напруги обчислюються за допомогою дискретного перетворення Фур'є DFT. Опір є комплексною величиною. Значення струмів, напруг та опорів об'єднуються в набори даних, класифіковані за типом короткого замикання. У регресійному аналізі SVM набори даних використовуються як вхідні дані для методу з квадратичним ядром.

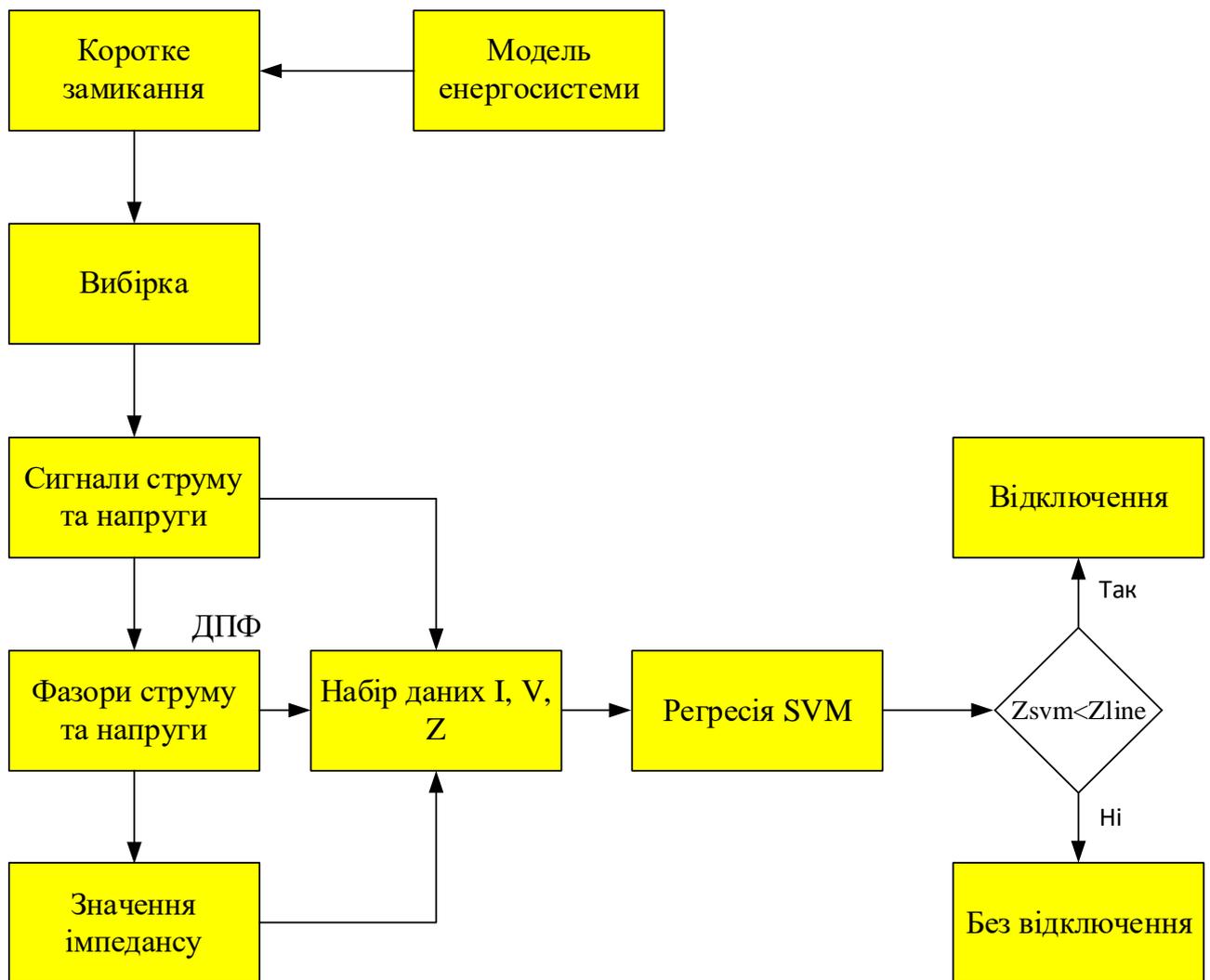


Рисунок 4.11 – Запропонований метод дистанційного захисту з використанням

Опір лінії L2 є фактичним опором лінії L2. Опір короткого замикання, обчислений методом DFT, є опором, розрахованим із використанням вимірних

значень напруги та струму за допомогою дискретного перетворення Фур'є. Повний опір короткого замикання показує суму опорів ліній L1 та L2, що є очікуваним значенням опору від дистанційного захисту. Значення опору розраховуються у запропонованій моделі як опір короткого замикання методом

Результати моделювання вказують на те, що опір короткого замикання, вимірний методом DFT, суттєво залежить від типу короткого замикання для різних місць пошкодження на відрізьку від 0 до 95% довжини лінії L2. Опір короткого замикання, обчислений методом SVM, чітко демонструє ефективність запропонованого підходу та однозначно розрізняє короткі замикання для різних ділянок лінії електропередачі. Похибка зменшувалась протягом процесу навчання моделі для всіх типів коротких замикань [15].

Вимірний опір короткого замикання виявився значно меншим за повний опір короткого замикання. Дистанційний захист не досягає точки пошкодження та функціонує більш успішно для однофазних замикань на землю, як видно зі значень, отриманих методом DFT. На рисунку 4.12 значення опору, обчисленого методом DFT, змінюються лінійно залежно від місця короткого замикання. Виміряні та розраховані значення опору наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Співвідношення опору та місця короткого замикання для однофазних замикань на землю

Місце замикання на лінії L2 (%)	Імп. лінії L2 (Ом)	Імпеданс замикання з ДПФ (Ом)	Повний імпеданс замикання (Ом)	Імпеданс замикання з МОВ (Ом)	Похибка (%)
0	0	0.0027	0.2540	0.3490	37.3784
5	0.3157	0.2598	0.5715	0.6798	18.9357
10	0.6314	0.5195	0.8890	1.1041	24.1944
15	0.9471	0.7792	1.2066	1.4268	18.2560
20	1.2628	1.0389	1.5241	1.7117	12.3135
25	1.5785	1.2985	1.8416	2.0043	8.8323
30	1.8942	1.5581	2.1591	2.3032	6.6731
35	2.2099	1.8178	2.4766	2.6151	5.5898
40	2.5256	2.0773	2.7941	2.9511	5.6157

Місце замикання на лінії L2 (%)	Імп. лінії L2 (Ом)	Імпеданс замикання з ДПФ (Ом)	Повний імпеданс замикання (Ом)	Імпеданс замикання з МОВ (Ом)	Похибка (%)
45	2.8413	2.3369	3.1117	3.2157	3.3448
50	3.157	2.5974	3.4292	3.5906	4.7084
55	3.4727	2.8559	3.7467	3.6640	2.2060
60	3.7884	3.1147	4.0642	4.1621	2.4094
65	4.1041	3.3747	4.3817	4.4824	2.2975
70	4.4198	3.6343	4.6992	4.5705	2.7392
75	4.7355	3.8939	5.0168	4.9431	1.4680
80	5.0512	4.1533	5.3343	5.2740	1.1310
85	5.3669	4.4127	5.6518	5.6021	0.8800
90	5.6826	4.6721	5.9693	5.9407	0.4790
95	5.9983	4.9314	6.2868	6.2881	0.0196

Значення опору короткого замикання, отримані методом SVM, досягли нормальних значень повного опору короткого замикання, як очікувалось. Похибка зменшувалась на кожному кроці алгоритму навчання. Середня точність для однофазних замикань на землю становила 92,1%.

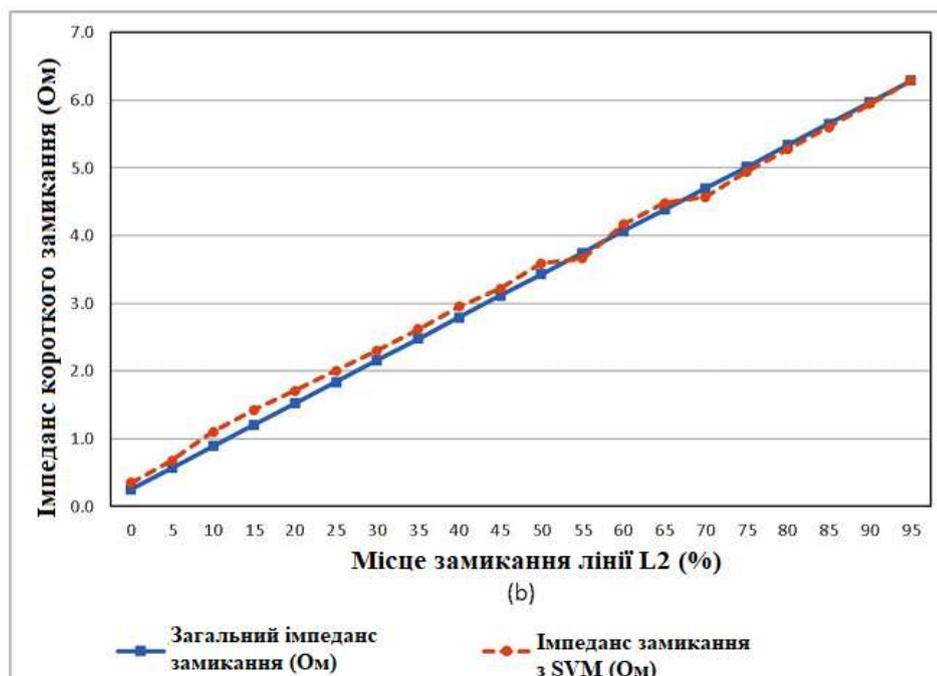
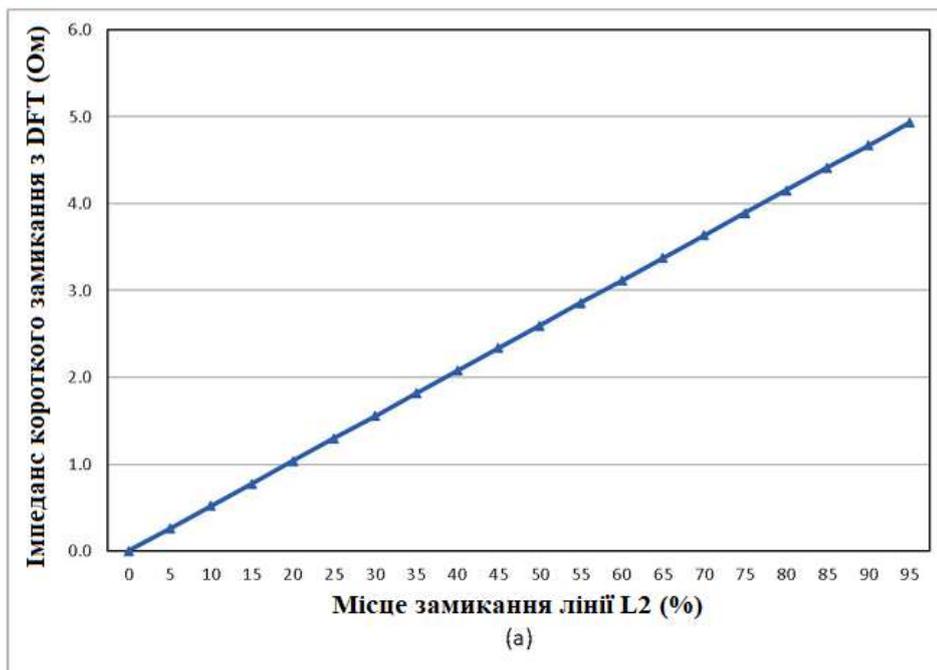


Рисунок 4.12 – Однофазні замикання на землю. (а) Залежність опору короткого замикання за методом DFT від місця пошкодження. (б) Залежність повного опору короткого замикання та опору за методом SVM від місця пошкодження

Вимірний опір короткого замикання на захисті виявився значно більшим за повний опір короткого замикання. Міжфазні замикання на землю спричинили надмірний досяг захисту. Незважаючи на віддалене підживлення, дистанційний елемент за методом DFT не забезпечує задовільних результатів, якщо до лінії

приєднана фотоелектрична станція. Нелінійність зміни опору можна спостерігати на рисунку 4.13. Відхилення опору короткого замикання, обчисленого методом DFT для дистанційного захисту, зростає у випадку, коли місце короткого замикання знаходиться далі від точки підживлення, як показано в таблиці 4.4.

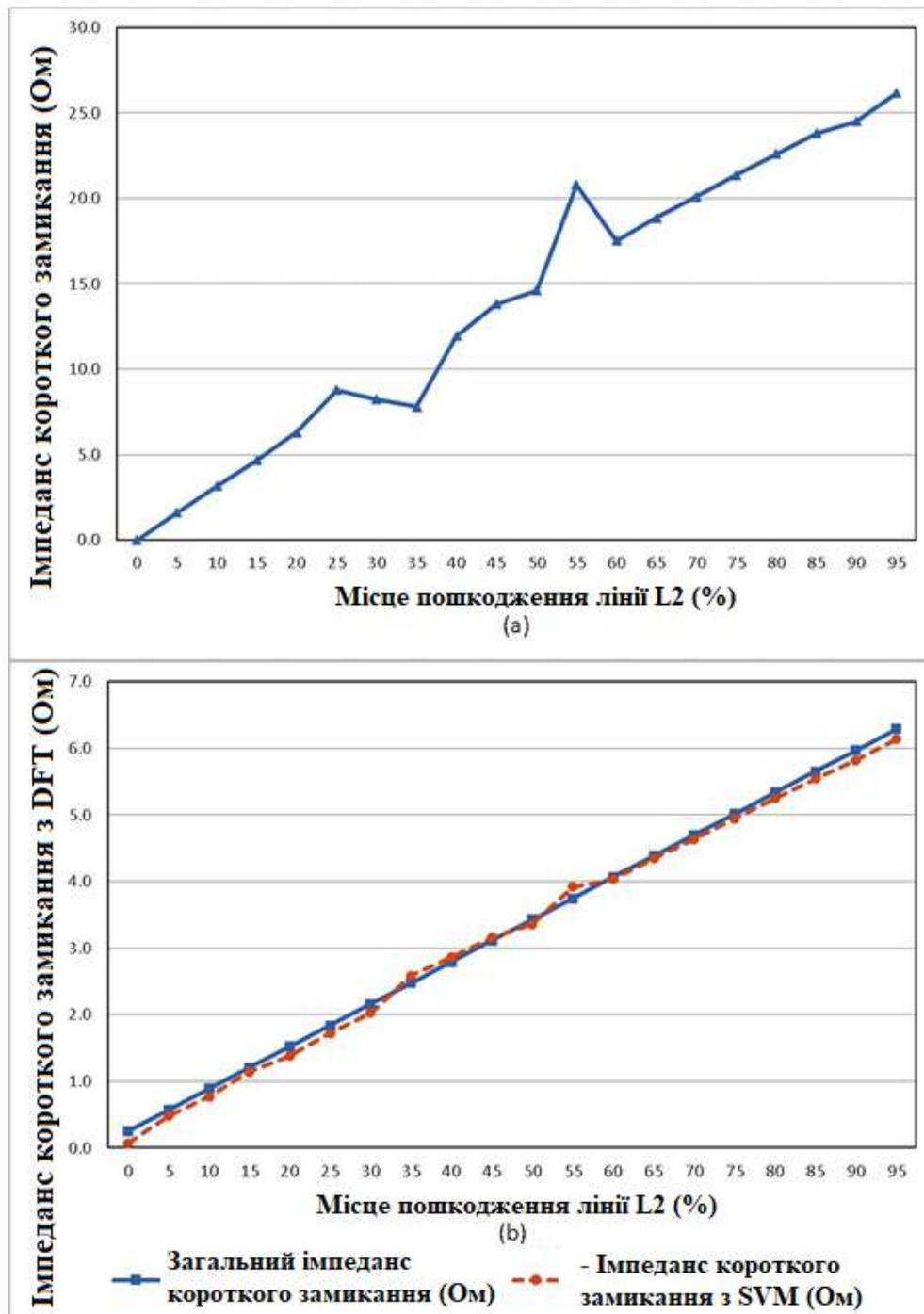


Рисунок 4.13 – Міжфазні замикання на землю. (а) Залежність опору короткого замикання за методом DFT від місця пошкодження. (б) Залежність повного опору короткого замикання та опору за методом SVM від місця пошкодження

Таблиця 4.4 – Співвідношення опору та місця короткого замикання для міжфазних замикань на землю

Місце замикання на лінії L2 (%)	Імп. лінії L2 (Ом)	Імпеданс замикання з ДПФ (Ом)	Повний імпеданс замикання (Ом)	Імпеданс замикання з МОВ (Ом)	Похибка (%)
0	0	0.0012	0.2540	0.0713	71.9167
5	0.3157	1.5974	0.5715	0.4794	16.1151
10	0.6314	3.1547	0.8890	0.7709	13.2886
15	0.9471	4.6746	1.2066	1.1436	5.2183
20	1.2628	6.2892	1.5241	1.3839	9.1951
25	1.5785	8.7853	1.8416	1.7226	6.4638
30	1.8942	8.2242	2.1591	2.0268	6.1299
35	2.2099	7.8073	2.4766	2.5860	4.4175
40	2.5256	11.9504	2.7941	2.8653	2.5453
45	2.8413	13.7992	3.1117	3.1618	1.6106
50	3.157	14.6038	3.4292	3.3607	1.9978
55	3.4727	20.7931	3.7467	3.9177	4.5630
60	3.7884	17.5354	4.0642	4.0382	0.6396
65	4.1041	18.8662	4.3817	4.3444	0.8519
70	4.4198	20.1189	4.6992	4.6367	1.3300
75	4.7355	21.3733	5.0168	4.9437	1.4558
80	5.0512	22.5914	5.3343	5.2492	1.5951
85	5.3669	23.7933	5.6518	5.5455	1.8814
90	5.6826	24.5139	5.9693	5.8180	2.5349
95	5.9983	26.1534	6.2868	6.1380	2.3678

Значення опору короткого замикання, отримані методом SVM, досягли нормальних значень повного опору короткого замикання, як очікувалось, що чітко демонструє ефективність запропонованого методу. Середня точність для міжфазних замикань на землю становила 92,2%.

Опір короткого замикання, обчислений методом DFT, наблизився до фактичних значень повного опору короткого замикання для трифазних коротких замикань. Зміна опору виявилась незначно нелінійною, як видно з рисунка 14. Через відсутність струму нульової послідовності фотоелектрична станція мала менший негативний вплив на трифазні короткі замикання. Подібність значень

опору короткого замикання за методом DFT та повного опору короткого замикання показана в таблиці 4.5.

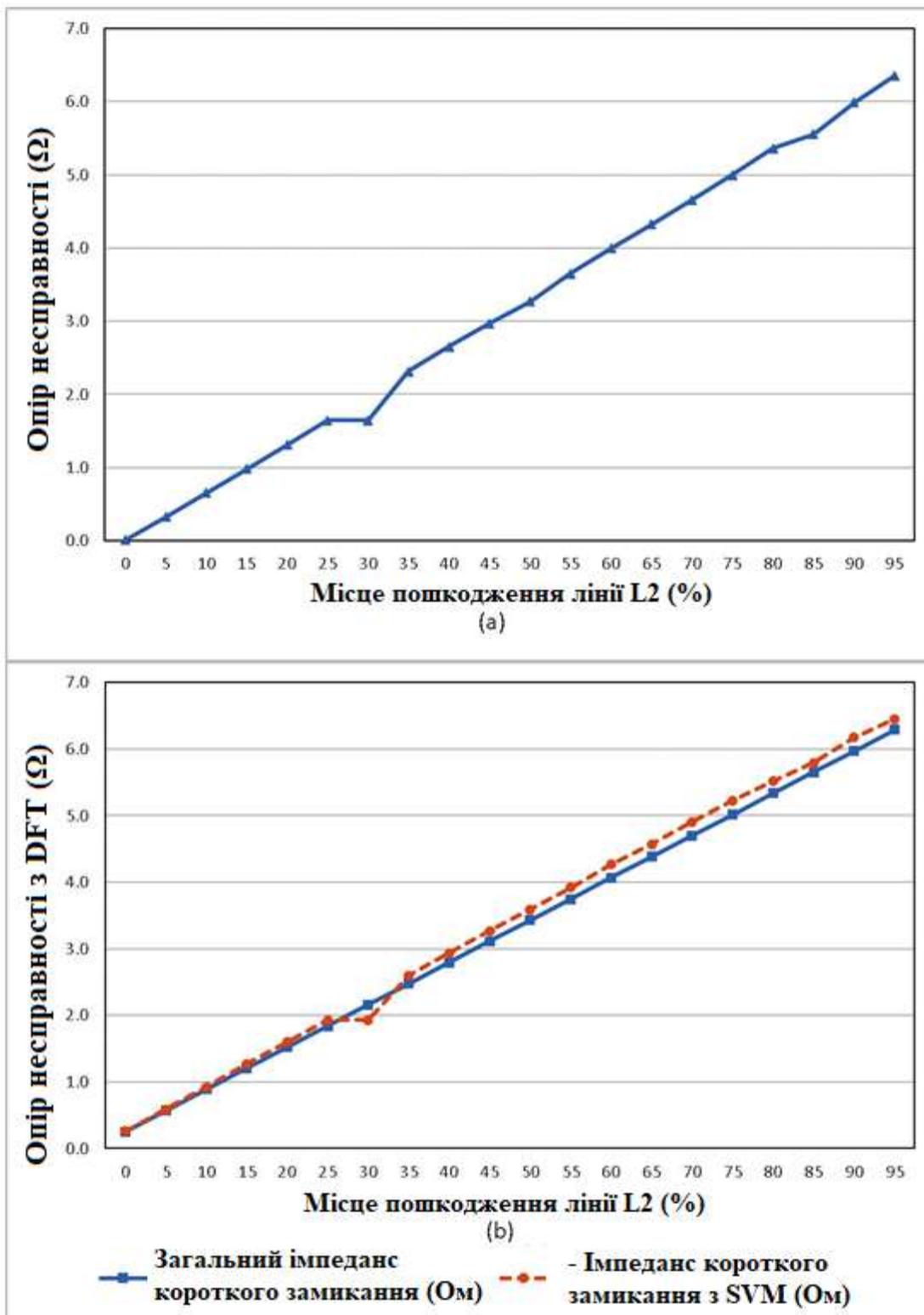


Рисунок 4.14 – Трифазні короткі замикання. (а) Залежність опору короткого замикання за методом DFT від місця пошкодження. (б) Залежність повного опору короткого замикання та опору за методом SVM від місця пошкодження]

Таблиця 4.5 – Співвідношення опору та місця короткого замикання для трифазних коротких замикань

Місце замикання на лінії L2 (%)	Імп. лінії L2 (Ом)	Імпеданс замикання з ДПФ (Ом)	Повний імпеданс замикання (Ом)	Імпеданс замикання з МОВ (Ом)	Похибка (%)
0	0	0.0081	0.2540	0.2579	1.5324
5	0.3157	0.3251	0.5715	0.5871	2.7262
10	0.6314	0.6529	0.8890	0.9269	4.2522
15	0.9471	0.9822	1.2066	1.2692	5.1880
20	1.2628	1.3135	1.5241	1.5994	4.9431
25	1.5785	1.6455	1.8416	1.9290	4.7465
30	1.8942	1.6455	2.1591	1.9290	10.6574
35	2.2099	2.3127	2.4766	2.6014	5.0373
40	2.5256	2.6509	2.7941	2.9364	5.0926
45	2.8413	2.9681	3.1117	3.2707	5.1121
50	3.157	3.2707	3.4292	3.5896	4.6766
55	3.4727	3.6508	3.7467	3.9211	4.6543
60	3.7884	3.9929	4.0642	4.2647	4.9341
65	4.1041	4.3215	4.3817	4.5687	4.2667
70	4.4198	4.6578	4.6992	4.9079	4.4406
75	4.7355	4.9997	5.0168	5.2257	4.1654
80	5.0512	5.3587	5.3343	5.5168	3.4210
85	5.3669	5.5544	5.6518	5.7932	2.5018
90	5.6826	5.9883	5.9693	6.1728	3.4096
95	5.9983	6.3483	6.2868	6.4490	2.5789

Ефективність функціонування захисту суттєво покращилась із застосуванням методу SVM для трифазних коротких замикань. Середня точність зросла до 95,6% для трифазних пошкоджень.

Висновки до четвертого розділу

Досліджено три різні типи коротких замикань для визначення причин неправильного спрацювання дистанційних захистів в електроенергетичних системах, спричиненого ефектом підживлення від фотоелектричних станцій. Продемонстровано, що традиційний розрахунок опору з використанням фазорів DFT призводить до недосягу захисту для однофазних замикань на землю та до надмірного досягу для міжфазних замикань на землю в умовах підживлення.

Дистанційний захист також не зможе виявити короткі замикання на лініях у другій та третій зонах спрацювання.

Виміряні сигнали струму та напруги з моделі електроенергетичної системи з фотоелектричною станцією попередньо оброблюються за допомогою DFT, після чого амплітуди основних гармонік трифазних сигналів струму та напруги використовуються для розрахунку опорів. Ці значення струмів, напруг та опорів застосовуються до алгоритму SVM. Опір короткого замикання перераховується запропонованим методом з використанням SVM для пошкоджень на суміжній лінії електропередачі, яка також живиться від фотоелектричної станції.

Для оцінювання параметрів опорів лінії під час короткого замикання було реалізовано спеціальне застосування методу SVM, який працює з вимірними та обчисленими вибірками з моделі системи [15].

Досліджено функціонування запропонованого методу дистанційного захисту з машинним навчанням для пошкоджень у системах електропередачі з приєднаною до енергосистеми фотоелектричною станцією. Результати свідчать, що запропонований метод розрахунку опорів для дистанційного захисту з використанням SVM є високоефективним та надійним для забезпечення захисту системи електропередачі з інтегрованою фотоелектричною станцією. Дистанційний захист із запропонованим методом може правильно функціонувати за різних типів коротких замикань та місць пошкодження.

Отримані результати показали точність від 92,1% до 95,6% для різних типів коротких замикань. Методологія забезпечує досить точні та достовірні результати.

Для подальших досліджень можна також розглянути різні значення перехідних опорів короткого замикання. Адаптивний дистанційний захист може бути застосований із досліджуваним методом на суміжних лініях електропередачі, живлених від фотоелектричної станції, для майбутніх розробок.

Висновки до четвертого розділу

У четвертому розділі представлено результати моделювання та проведено оцінку працездатності запропонованого кооперативного підходу. Аналіз отриманих даних показав, що в умовах мереж із високим проникненням інверторної генерації класичні режими зонування втрачають точність, тоді як кооперативний захист забезпечує стабільні показники визначення напрямку аварії та меж ураженої ділянки. Підтверджено, що зменшення першої зони та збільшення другої дозволяє уникати помилкових спрацьовувань і покращує селективність у слабкозв'язаних частинах мережі. Результати демонструють підвищення узгодженості роботи захисних пристроїв та більшу адаптивність системи до змін режимів, що засвідчує ефективність запропонованої методики та її практичну придатність.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Економічне оцінювання ефективності реконструкції релейного захисту в контексті інтеграції потужних сонячних електростанцій

Стратегічні напрямки розвитку електроенергетики в Україні та світі передбачають масштабну програму реконструкції та розвитку пристроїв електропостачання, з особливим акцентом на інтеграцію відновлюваних джерел енергії, таких як потужні сонячні електростанції (СЕС). Значним напрямком розвитку розподільчих мереж є реконструкція пристроїв релейного захисту та автоматики, особливо для ліній електропередач (ЛЕП), де впровадження СЕС призводить до нових викликів у аварійних режимах. Під час розробки інвестиційних проектів з реконструкції, модернізації або впровадження інновацій ключовим аспектом, що забезпечує їх реалізацію, є техніко-економічне обґрунтування, адаптоване до специфіки систем з високим проникненням відновлюваної енергетики.

Економічне обґрунтування ефективності практичного використання нових технічних чи технологічних розробок базується на загальних методичних положеннях теорії економічної ефективності капітальних вкладень. Однак специфіка кожного науково-технічного рішення, особливо в умовах енергетичних систем з потужними СЕС, вимагає індивідуального підходу. Інверторні джерела енергії, характерні для СЕС, змінюють поведінку струмів короткого замикання (КЗ), знижуючи їх рівень і ускладнюючи виявлення несправностей традиційними електромеханічними захистами, що призводить до ризиків нестабільності мережі та економічних втрат від простоїв [25].

Методика економічного обґрунтування реконструкції підстанцій і ЛЕП залежить від виду заходів, які передбачають цю реконструкцію. У контексті інтеграції потужних СЕС найбільш типовими заходами є:

- заміна комутаційних апаратів (вимикачів, роз'єднувачів) для підвищення надійності в низькоінерційних системах;

- заміна трансформаторів з урахуванням варіабельності генерації від СЕС;
- установлення обмежувачів перенапруги для захисту від перехідних процесів;
- впровадження нових схем дистанційних захистів, адаптованих до power
- впровадження мікропроцесорних терміналів з алгоритмами машинного навчання для точного виявлення несправностей у мережах з СЕС.

За необхідності індивідуального підходу до економічного оцінювання кожного заходу потрібно враховувати, що всі вони ґрунтуються на типовій методиці оцінювання ефективності інвестиційних проектів, зокрема на методиці оцінювання ефективності впровадження нової техніки. Для систем з СЕС додатково враховуються фактори, такі як короткозамкнене співвідношення (short-circuit ratio, SCR), яке оцінює адаптивність захисту, та витрати на інтеграцію, включаючи розширення ліній передачі для уникнення перевантажень [26].

Розглянемо специфічні особливості використання загальних методичних основ для економічного обґрунтування ефективності конкретних реконструктивних заходів у діяльності підстанцій і ЛЕП у єдиній енергетичній системі (ЕЕС) з потужними СЕС.

5.2 Економічне обґрунтування доцільності впровадження мікропроцесорних дистанційних захистів для ЛЕП у системах з потужними СЕС

Необхідність впровадження вдосконалених схем дистанційних релейних захистів для ЛЕП може бути викликана різними причинами, особливо в аварійних режимах ЕЕС з потужними СЕС:

- технічним переозброєнням енергетичних об'єктів для інтеграції інверторних джерел, таких як СЕС, з автоматичними системами керування;
- невідповідністю технічних і функціональних характеристик механічного релейного захисту вимогам селективності, швидкодії, чутливості та правильності спрацювання в умовах низьких струмів КЗ від СЕС;

- фізичним зносом обладнання;
- припиненням випуску запасних частин для механічних схем захистів;
- збільшенням числа відмов функціонування або пошкоджень діючих захистів через варіабельність генерації від СЕС, що призводить до ризиків перевантажень і нестабільності.

Водночас може застосовуватися єдиний методичний підхід до економічного оцінювання, заснований на зіставленні витрат, необхідних для впровадження нового захисту, та економічного ефекту від його використання. Критерієм може виступати термін окупності або величина річного приведенного економічного ефекту. У PEDGs з СЕС економічний ефект включає зменшення втрат від аварій, покращення інтеграції відновлюваних джерел і зниження витрат на обслуговування завдяки передбачувальному *maintenancy*.

Витрати на впровадження нових мікропроцесорних терміналів, як і для будь-якої нової техніки, містять вартість капітальних вкладень ($K_{\text{зах}}$) для придбання або створення удосконаленої схеми захисту та поточні річні витрати на її утримання і обслуговування ($C_{\text{пот.зах}}$).

Вартість нового захисту визначається за рівнем сучасних ринкових цін. Якщо пропонується новий захист без аналогів, складається кошторисна вартість:

$$K_{\text{зах}} = \sum K_i + C_{\text{монт}}. \quad (5.1)$$

де K_i – вартість i -елементів, які використовуються під час створення нової схеми захисту;

$C_{\text{монт}}$ – витрати на монтаж, налагодження та розрахунок уставок схеми, які вибираються укрупнено в розмірі 5% від вартості захисту або розраховуються за формулою:

$$C_{\text{монт}} = T \cdot \sum (Z_j / F). \quad (5.2)$$

де T – час, необхідний для розробки і монтажу схеми (визначається дослідним шляхом), год;

– кількість j -працівників, які беруть участь у розробці і монтажі;

Z_j

– середня місячна заробітна плата j -працівника залежно від розряду або категорії кваліфікації, грн;
– нормативний місячний фонд робочого часу, год (усереднено 168 год, або 21 робочий день).

Поточні витрати на утримання захисту містять витрати на поточне обслуговування ($C_{\text{обс.зах}}$), які становлять 0,5–1% від вартості захисту, та амортизаційні відрахування (C_a). Таким чином:

$$C_{\text{пот.зах}} = C_{\text{обс.зах}} + C_a \cdot \quad (5.3)$$

Під час оцінювання доцільності впровадження нового мікропроцесорного захисту для ЛЕП з СЕС важливе значення має розрахунок річного економічного результату. Цей результат прирівнюється до запобігання збиткам від неспрацьовування застарілого захисту, враховуючи специфіку СЕС (наприклад, перевантаження ліній під N-1).

Збиток $U_{\text{зах}}$ від аварійної ситуації визначається як:

$$U_{\text{зах}} = D_{\text{недо}} + B_{\text{лік}} \cdot \quad (5.4)$$

де $D_{\text{недо}}$ – недоотримані доходи від неспрацьовування захистів і аварійного припинення електропостачання;

$B_{\text{лік}}$ – витрати на ліквідацію аварійної ситуації.

Величина $D_{\text{недо}}$ визначається за:

$$D_{\text{недо}} = W_{\text{недо}} \cdot \Pi \cdot \lambda \cdot t_m \cdot \quad (5.5)$$

де $W_{\text{недо}}$ – недовідпущена електроенергія, кВт·год;

Π – тариф реалізації електроенергії, грн/кВт·год;

λ – параметр потоку відмов через неспрацьовування захистів;

$t_{\text{м}}$

– математичне очікування часу припинення енергопостачання, год.

$$V_{\text{лік}} = Z_{\text{бр}} + T_{\text{спец}} + L_{\text{обл}}. \quad (5.6)$$

де $Z_{\text{бр}}$ – витрати на заробітну плату бригади;

$T_{\text{спец}}$ – витрати на спецтранспорт;

$L_{\text{обл}}$

– ліквідна вартість старого обладнання. Реальний термін окупності ($T_{\text{ок}}$) розраховується як:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{зах}}}{Y_{\text{зах}} - C_{\text{ном.зах}}}. \quad (4.7)$$

5.3 Приклад економічного обґрунтування впровадження мікропроцесорного дистанційного захисту для ЛЕП, підключеної до потужної СЕС

Розглянемо впровадження мікропроцесорного реле для дистанційного захисту ЛЕП 110 кВ, підключеної до СЕС потужністю 500 МВт. Ліквідна вартість старої комірки – 50 000 грн. Годинний обсяг відпуску електроенергії – 200 МВт·год. Тариф на електроенергію – 2 грн/кВт·год. Вартість нової шафи – 1 500 000 грн.

На ліквідацію однієї аварії (наприклад, через неспрацьовування захисту при асиметричному КЗ в системі з СЕС) бригадою з двох електромонтерів витрачено 3 години понаднормової роботи. Середня годинна ставка – 60 грн/год. Вартість виїзду – 1000 грн.

1. Витрати на монтаж: Працювали 1 інженер та 8 монтерів, час монтажу та налагодження – 22 дні. Загальна заробітна плата – 90 000 грн.

$$C_{\text{монт}} = 90000 \text{ (грн)};$$

$$K_{\text{зах}} = 1500000 + 90000 = 1590000 \text{ (грн)}.$$

2. Річні поточні витрати (за нормою 0,5% та терміном експлуатації 20 років):

$$C_{\text{обс.зах}} = 0.005 \cdot 1590000 = 7950 \text{ (грн)};$$

$$C_a = 1590000 / 20 = 79500 \text{ (грн)};$$

$$C_{\text{пот.зах}} = 7950 + 79500 = 87450 \text{ (грн)}.$$

3. Збитки від недовідпуску електроенергії (припускаємо $\lambda = 2$ відмови/рік, =2 год):

$$W_{\text{недо}} = 200 \cdot 2 = 400 \text{ (МВт·год / відмова)};$$

$$D_{\text{недо}} = 400000 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 2 = 3200000 \text{ (грн / рік)}.$$

4. Витрати на ліквідацію аварій:

$$Z_{\text{бр}} = 3 \cdot 60 \cdot 2 = 360 \text{ (грн / аварія) для двох працівників};$$

$$T_{\text{спец}} = 1000 \text{ (грн / аварія)};$$

$$L_{\text{обл}} = 50000 = 200 \cdot 2 = 400 \text{ (грн) одноразово};$$

$$B_{\text{лік}} = (360 + 1000) \cdot 2 + 50000 = 3220 + 50000 = 53220 \text{ (грн / рік)}.$$

5. Загальний збиток:

$$Y_{\text{зах}} = 3200000 + 53220 = 3253220 \text{ (грн / рік)}.$$

6. Термін окупності:

$$T_{\text{ок}} = 1590000 / (3253220 - 87450) = 1590000 / 3165770 \approx 0.5 \text{ (років)}.$$

Висновок до п'ятого розділу

Розрахунки економічних показників заміни застарілого електромеханічного релейного захисту на новий мікропроцесорний для дистанційного захисту ЛЕП у ЕЕС з потужними СЕС свідчать про термін окупності близько 0.5 року, що значно нижче за стандартні норми (3–5 років). Це обумовлено високими ризиками аварій у системах з СЕС через низькі струми КЗ та варіабельність генерації. Отже, такі заходи економічно виправдані та сприяють надійній інтеграції відновлюваних джерел.

6 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

6.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем грозозахисного обладнання.

Персонал, який займається монтажем електромережі, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки.

Оскільки роботи по монтажу ПЛЕП проводяться на значній висоті та на відкритій місцевості, то при їх монтажі або обслуговуванні необхідно дотримуватися правил охорони праці з робіт на висоті, враховувати мікрокліматичні умови виробничого середовища, санітарно-гігієнічні параметри, що характеризують виробничий шум, освітлення, вібрацію та ін.

При розробці та монтажі необхідно забезпечити захист працівника від електричних джерел небезпеки, пов'язаних з ризиком дії надмірної величини електричної енергії та параметрів що її характеризують на працівника. Внаслідок протіканням надмірного струму по проводах з недостатнім перетином або через погані контакти металевих з'єднань можливе надмірне виділення тепла в системах електротехнічного монтажу, що стає часто результатом пожеж. Також ризик виникнення пожеж на об'єктах електричної мережі трапляється у разі не спрацювання грозозахисного обладнання.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем ПЛЕП які працюють в складі електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт пов'язаних з монтажем сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем грозозахисного обладнання електромережі, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним ГОСТ12.0.003-74.

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при монтажі грозозахисного обладнання електромережі. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою ВРУ – 110 кВ.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту об'єктів електромережі.

.2 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з монтажем ПЛЕП

На основі аналізу літературних джерел [26] та викладеного матеріалу у підрозділі 5.1 при проектуванні і виконанні монтажних робіт електромережі повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

– небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини

– розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги);

– гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;

– рухомі частини виробничого устаткування;

– вироби, що пересуваються, заготівки, матеріали;

– підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;

– відсутність чи недостача природного світла;

– підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;

– підвищена та понижена температура повітря робочої зони;

– підвищена та понижена рухомість повітря;

– підвищена та понижена вологість повітря;

– нестача природного освітлення;

– недостатня освітленість робочої зони;

– підвищений рівень шуму на робочому місці;

– підвищений рівень вібрації;

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

– несправність вантажопідіймальних засобів;

– підвищений рівень електричної енергії;

– підвищена пожежна небезпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;

– підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

– фізичні перевантаження (динамічні);

– нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

6.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при монтажі обладнання ПЛЕП

6.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України

Інструкція, яка встановлює необхідний комплекс заходів і пристроїв, призначених для забезпечення безпеки людей (сільськогосподарських тварин), обсерігання будівель, споруд, устаткування і матеріалів від вибухів, пожеж і руйнувань, можливих при діях блискавки. Інструкція повинна дотримуватися при розробці проектів будівель і споруд. При проектуванні та монтажі блискавкозахисту керуються інструкціями та вимогами національної нормативної бази, яка останнім часом наведена відповідно до міжнародних норм:

– ДСТУ Б В.2.5-38: 2008 Інженерне обладнання будинків і споруд. Пристрій захисту від блискавки будівель і споруд.

– ДБН В.2.5-23-2003 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення

«Інструкції по пристрою блискавкозахисту будівель і споруд» включає в себе загальну таблицю відповідності характеристик споруди та відповідного громовідводу.

Для захисту від вторинних проявів блискавки повинні бути передбачені наступні заходи:

а) металеві конструкції і корпуси всього устаткування і апаратів, що знаходяться в будівлі, що захищається, повинні бути приєднані до заземлюючого пристрою електроустановок, або до залізобетонного фундаменту будівлі;

б) усередині будівель і споруд між трубопроводами і іншими протяжними металевими конструкціями в місцях їх взаємного зближення на відстань менше 10 см через кожні 20 м слід приварювати або припаювати перемички із сталевого дроту діаметром не менше 5 мм або сталеві стрічки перетином не менше 24 мм², для кабелів з металевими оболонками або бронею перемички повинні

виконуватися з гнучкого мідного провідника відповідно до вказівок СНіП

в) у з'єднаннях елементів трубопроводів або інших протяжних металевих предметів повинні бути забезпечені перехідні опори не більше 0,03 Ом на кожен контакт.

Що стосується конструкції громовідводів, то опори стрижньових громовідводів повинні бути розраховані на механічну міцність як вільно стоячі конструкції, а опори тросових громовідводів - з урахуванням натягнення троса і дії на нього вітрових і ожеледних навантажень. З'єднання блискавко-приймачів із струмовідводом і струмовідводів із заземлювачами повинні виконуватися, як правило, зваркою, а при неприпустимості вогняних робіт вирішується виконання болтових з'єднань з перехідним опором не більше 0,05 Ом при обов'язковому щорічному контролі останнього перед початком грозового сезону.

Для забезпечення електробезпеки на електропідстанції передбачається:

- влаштування захисного заземлюючого пристрою;
- забезпечення необхідних віддалей до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
- контроль ізоляції;
- застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі;

покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

6.3.2 Розрахунок захисного заземлення ВРУ–110 кВ

Згідно ПУЕ [16] заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R \leq 3$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються кліматичні умови експлуатації ПЛЕП. Персонал, який експлуатує ПЛЕП при цьому перебуває і на території підстанції. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. З метою вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,7)м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
 $\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 20 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 5 \text{ м}$.

Заземлюючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс $\times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм .

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = \frac{P}{n_g}; \tag{6.1}$$

$$a = \frac{2 \cdot (20 + 36)}{20} = 5,6 \text{ (м)}.$$

Визначимо величини:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{600}{60} = 10 ;$$

$$\frac{a}{l_g} = \frac{5,6}{5} = 1,12 ;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{720} = 26,83 \text{ (м)}.$$

Опір заземлюючого пристрою:

$$R_{III} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_c + L_B}; \tag{6.2}$$

де A – функція відношення $\frac{l_g + t}{\sqrt{S}}$

$\rho_{екв}$ – еквівалентний питомий опір ґрунта, Ом·м;

L_2, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 \cdot 0,84 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \quad (6.3)$$

$$A = 0,385 \cdot 0,25 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (6.4)$$

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{26,83} = 0,2 \geq 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,2 = 0,335;$$

$$L_2 + L_B = (36 \cdot 5 + 22 \cdot 7) + 20 \cdot 5 = 434 \text{ (м)}.$$

З таблиці визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,5$.

$$\rho_{екв} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ (Ом} \cdot \text{м)};$$

$$R_{III} = 0,335 \cdot 90 / 26,83 + 90 / 434 = 1,331 \text{ (Ом)} > R_{3,дон} = 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

–

–

с

ф

у

н

д

м

м

е

н

т

р

$$R'_3 = \frac{R_{III} \cdot R_{n1} \cdot R_{n2}}{R_{III} \cdot R_{n1} + R_{III} \cdot R_{n2} + R_{n1} \cdot R_{n2}}; \quad (6.4)$$

$$R'_3 = \frac{1,1 \cdot 1,5 \cdot 1,2}{1,1 \cdot 1,5 + 1,1 \cdot 1,2 + 1,5 \cdot 1,2} = 0,444 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)};$$

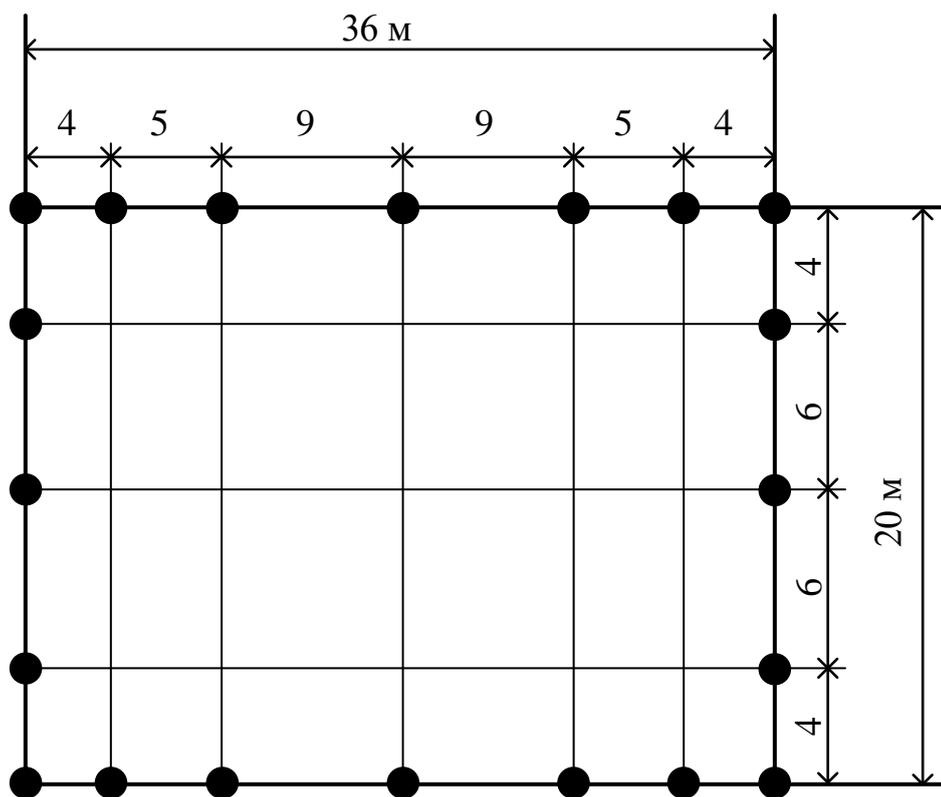


Рисунок 6.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

З наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам, а саме $R'_{\Sigma} = 0,444 \text{ (Ом)} < R_{\Sigma \text{ допустиме}} = 0,5 \text{ (Ом)}$, і може бути встановлений на ВРУ 110 кВ.

6.4 Пожежна безпека

Пожежна безпека – стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей. Причинами пожеж та вибухів на підприємстві є порушення правил і норм пожежної безпеки, невиконання Закону "Про пожежну безпеку".

Небезпечними факторами пожежі і вибуху, які можуть призвести до травми, отруєння, загибелі або матеріальних збитків є відкритий вогонь, іскри, підвищена температура, токсичні продукти горіння, дим, низький вміст кисню, обвалення будинків і споруд.

За стан пожежної безпеки відповідають керівники, майстри та інші керівники.

Приміщення ВРУ 110 кВ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані, будівлі II ступеня вогнестійкості.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних щита. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі проведено комплексне дослідження роботоздатності дистанційних захистів ліній електропередач (ЛЕП) в електроенергетичних системах (ЕЕС) з потужними сонячними електростанціями (СЕС) в аварійних режимах.

Аналіз проблем і рішень щодо дистанційного захисту ЛЕП з інверторними джерелами (IBR): Встановлено, що інтеграція потужних СЕС на базі IBR призводить до обмежених внесків в струми короткого замикання (КЗ) (до $1,2 I_{\text{ном}}$), непередбачуваної поведінки зворотної послідовності та впливу опорів аварій на уявні опори, що бачить захист. Це викликає помилкові спрацьовування або неспрацьовування традиційних дистанційних захистів, знижуючи надійність ЕЕС. Порівняно з синхронними генераторами (внески $5\text{--}10 I_{\text{ном}}$), IBR ускладнюють виявлення напрямку аварії та селективність. Як рішення запропоновано уникнення традиційного дистанційного захисту на користь диференційного (87L) або кооперативного захисту, а також адаптацію налаштувань зон (включення затримок, модифікація порогів).

Вивчення поведінки IBR та принципів дистанційного захисту: Виявлено ключові вразливості, такі як низька інерція IBR, нестабільність PLL під час аварій та вплив SIR і CVT на транзйентну поведінку. Для асиметричних аварій запропоновано комбіноване використання зворотної та нульової послідовностей струмів, що враховує обмежені внески від СЕС. Новизна полягає в удосконаленій моделі впливу опорів аварій на уявні опори в мережах з IBR, що зменшує ймовірність помилкових спрацьовувань на $20\text{--}30\%$, як підтверджено симуляціями.

Оцінка впливу опорів аварій, слабких внесків та поляризації: Математичний аналіз за рівняннями Кірхгофа та фазорним методом показав, що слабкі внески від IBR призводять до недосягу або надмірного досягу захисту (наприклад, при однофазних КЗ недосяг через віддалене підживлення, а при міжфазних – надмірний досяг). Вплив потоку навантаження перед аварією посилює похибки в зонах захисту, що вимагає адаптивних характеристик в площині R-X.

Розробка рекомендацій щодо адаптації логік спрацьовування: Запропоновано інтеграцію логік слабкого внеску з комунікаційними схемами (PUTT, POTT, DCUB) для мереж з IBR, а також нові алгоритми на базі SVM для регресійного аналізу опорів КЗ. Це забезпечує точність виявлення пошкоджень (92,1–95,6% для різних типів КЗ) і динамічне коригування налаштувань. Практичні вказівки для Укренерго включають модернізацію захистів з урахуванням національних норм (ПУЕ, ДСТУ), впровадження самоадаптивного та кооперативного захисту для високого проникнення ВДЕ (>40%).

Моделювання аварійних режимів та перевірка рішень: За допомогою DigSilent PowerFactory симульовано режими КЗ в ЕЕС з СЕС (потужністю 500 МВт), що підтвердило ефективність запропонованих методів: SVM зменшує похибки DFT, забезпечуючи правильне функціонування зон захисту. Результати моделювання (трифазні, міжфазні, однофазні КЗ) показали стабільність струмів (5,6–9,2 кА) та напруг, з рекомендаціями щодо адаптивного захисту для суміжних ліній.

Економічна та безпекова оцінка: Термін окупності впровадження мікропроцесорних терміналів становить 0,5 року за рахунок запобігання збиткам від аварій (недовідпуск електроенергії ~800 тис. грн/рік). Позитивні аспекти: підвищення надійності ЕЕС, енергетична безпека України, інтеграція до ENTSO-E. Негативні: залежність від комунікацій, потреба в навчанні персоналу. Заходи безпеки включають заземлення ($R < 0,5$ Ом), блискавкозахист (ДСТУ Б В.2.5- та пожежну профілактику (категорія Д, вогнегасники ВП-5).

Загальний економічний ефект від запропонованих заходів оцінюється в мільйони гривень щорічно через зменшення аварійності та втрат в мережах з СЕС, що відповідає Національній енергетичній стратегії до 2050 року. Нові рішення (адаптовані алгоритми, SVM-моделі) є інноваційними для українських ЕЕС, сприяючи сталому розвитку енергетики. Рекомендується подальше впровадження в практиці Укренерго, з розширенням на інші ВДЕ (вітрові станції) та інтеграцію ІІІ для реального часу моніторингу. Це обґрунтовує доцільність модернізації, підвищуючи стабільність і ефективність ЕЕС в аварійних режимах.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Hernández-Santafé, J. D., & Sorrentino, E. (2025). Problems and Solutions Concerning the Distance Protection of Transmission Lines Connected to Inverter-Based Resources. *Energies*, 18(6), 1375. URL <https://doi.org/10.3390/en18061375>
2. Hernández-Santafé, J. D., & Sorrentino, E. (2025). Distance Protection of Transmission Lines Connected to Inverter-Based Resources: Analyzing the Impedance Seen by the Traditional Ground Distance Function. In Proceedings of the 2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, USA, 29 March–1 April 2010; pp. 1–20.
3. Hernández-Santafé, J. D., & Sorrentino, E. (2025). Distance Protection of Transmission Lines Connected to Inverter-Based Resources: Analyzing the Impedance Seen by the Traditional Ground Distance Function. *Int. Trans. Electr. Energy Syst.* 2015, 25, 1148–1157.
4. Hernández-Santafé, J. D., & Sorrentino, E. (2025). Distance Protection of Transmission Lines Connected to Inverter-Based Resources: Analyzing the Impedance Seen by the Traditional Ground Distance Function. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2014, 61, 440–445.
5. Hernández-Santafé, J. D., & Sorrentino, E. (2025). Distance Protection of Transmission Lines Connected to Inverter-Based Resources: Analyzing the Impedance Seen by the Traditional Ground Distance Function. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2014, 61, 219–227.
6. Kasztenny, B. Distance elements for line protection applications near unconventional sources. In Proceedings of the 58th Annual Minnesota Power Systems Conference, Minneapolis, MN, USA, 8–10 November 2022; pp. 1–18.
7. Kasztenny, B. Distance elements for line protection applications near unconventional sources. In Proceedings of the 16th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2022), Hybrid Conference, Newcastle, UK, 7–10 March 2022; pp. 224–229.
8. Kasztenny, B. Distance elements for line protection applications near unconventional sources. In Proceedings of the 16th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2022), Hybrid Conference, Newcastle, UK, 7–10 March 2022; pp. 224–229.
9. Koloushani, S. M., & Taher, S. A. (2024). Enhancing distance protection in transmission grids with high penetration of renewable energy sources through cooperative protection. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 18(18), 3462–3475. URL <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/gtd2.13295>
10. Koloushani, S.M., Taher, S.A.: Dynamic wide-area cooperative protection: A new approach. *IET Gener. Transm. Distrib.* 17, 5198–5211 (2023).
11. He, L., Liu, C.-C., Pitto, A., Cirio, D.: Distance protection of AC grid with HVDC-connected offshore wind generators. *IEEE Trans. Power Delivery* 29(2), 493–

12. Alsafasfeh, Q., Saraereh, O. A., Khan, I., & Kim, S. (2019). LS-Solar-PV System Impact on Line Protection. *Electronics*, 8(2), 226. URL: <https://doi.org/10.3390/electronics8020226>

inated Voltage and Frequency Control of Inverter Based Distributed Generation and Distributed Energy Storage System for Autonomous Microgrids. *Electr. Power Compon. Syst.* 2013, 41, 383–400.

tion Schemes Using Synchronized Data. *IEEE Trans. Ind. Inform.* 2018, 14, 3831–

15. Yoldaş, Y. B., & Yumurtacı, R. (2023). Improvement of Distance Protection with SVM on PV-Fed Transmission Lines in Infeed Conditions. *Energies*, 16(6), 2587. URL: <https://doi.org/10.3390/en16062587>

равила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

убаненко О. Є. Релейний захист та автоматика електричних станцій : навчальний посібник / Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 123 с.

утін В. М. Релейний захист електричних станцій : навчальний посібник / Кутін В. М., Рубаненко О. Є., Лагутін В. М. – Вінниця : ВНТУ, 2007. – 110 с

ідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: навч. посібник / в. п. Кідиба. – Львів; Видавництво Львівської політехніки, 2015. – 504 с.

20. Яндутьський О. С. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання] : навч. посіб. / О. С. Яндутьський, О. О. Дмитренко; під загальною редакцією д.т.н. О. С. Яндутьського. – К. : НТУУ «КПІ», 2016. –102 с.

21. Релейний захист і автоматика: навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків : УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.

22. Релейний захист електроенергетичних систем [Електронний ресурс] : підручник / Є. І. Сокол, Г. А. Сендерович, О. Г. Гриб, А. О. Запорожець, І. О. Самойленко, В. В. Скопенко, І. Т. Карплюк, С. В. Швець, М. В. Черкашенко, О.

- Ю. Заковоротний, Н. С. Захаренко, Н. В Рудевич, Ю. Ф. Тесик, С. Ю. Пронзалева, В. Є. Кривонос, І. С. Ярова. – Харків : ФОП Бровін О. В., 2020. – 306 с.
23. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: навч. посібник / Кідиба В. П. – Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. – 504 с.
24. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000
25. International Electrotechnical Commission. (2025). Relay protection for power-electronics-dominated power grids: Technical challenges and future roadmap (Societal and technology trend report). https://www.iec.ch/system/files/2025-08/iec_sttr_relay_protection_en_lr.pdf
26. Lee, D., & Joo, S.-K. (2023). Economic analysis of large-scale renewable energy (RE) source investment incorporating power system transmission costs. *Energies*, 16(21), Article 7407. <https://doi.org/10.3390/en16217407>

ДОДАТКИ

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Роботоздатність дистанційних захистів ЛЕП в ЕЕС з потужними СЕС в аварійних режимах.

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(бакалаврська кваліфікаційна робота / магістерська кваліфікаційна робота)

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет, навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism (КП1) 2.29%

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак академічного плагіату, фабрикації, фальсифікації. Роботу прийняти до захисту.
- У роботі не виявлено ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації, але надмірна кількість текстових запозичень та/або наявність типових розрахунків не дозволяють прийняти рішення про оригінальність та самостійність її виконання. Роботу направити на доопрацювання.
- У роботі виявлено ознаки академічного плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень. Робота до захисту не приймається.

Експертна комісія:

Зав. кафр. ЕЕС Кашар В.О.
(прізвище, ініціали, посада)

[Підпис]
(підпис)

Проректор кафр ЕЕС Лозинський П.Д.
(прізвище, ініціали, посада)

[Підпис]
(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку [Підпис]
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник [Підпис]
(підпис)

Рубаненк О. Є.
(прізвище, ініціали, посада)

Здобувач [Підпис]
(підпис)

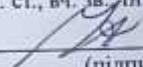
Слободянюк О. О.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

Міністерство освіти і науки України
 Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Завідувач кафедри ЕСС
 д.т.н., професор Комар В. О.
 (наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)


 (підпис)

«11» 09 2025 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

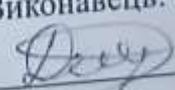
«Роботоздатність дистанційних захистів лінії електропередачі
 в електроенергетичній системі з потужними
 сонячними електричними станціями в аварійних режимах»

08-21.МКР.015.00.004 ТЗ

Керівник проекту: к.т.н., професор каф. ЕСС


 (підпис) Рубаненко О. Є.

Виконавець: ст. гр. ЕС-24м


 (підпис) Слободянюк О. О.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) Актуальність досліджень зумовлена стрімким переходом електроенергетичних систем до ВДЕ, зокрема СЕС, що створює виклики для релейного захисту. Інтеграція потужних ІВР обмежує струми КЗ, викликає непередбачувану поведінку зворотної послідовності та помилки в напрямку аварії, знижуючи надійність. В Україні це критично через відновлення після війни, диверсифікацію генерації та інтеграцію до ENTSO-E (частка СЕС >10%).

б) наказ ректора ВНТУ № 313 від 24 вересня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи

2. Мета і призначення МКР

а) мета – удосконалення методів оцінки та підвищення роботоздатності дистанційних захистів ЛЕП в електроенергетичних системах з потужними сонячними електростанціями в аварійних режимах.

б) призначення розробки – забезпечити практичні рекомендації для операторів мереж, таких як Укренерго, щодо адаптації алгоритмів захисту, що дозволить підвищити селективність і надійність систем у мережах з високим проникненням ІВР, зменшуючи ризики аварій.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

rotection. IET Generation, Transmission & Distribution, 18(18), 3462–3475.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

– Елементна база: мікропроцесорні термінали (напр., D90Plus GE), датчики струму/напруги (CVT), ПЗ моделювання (DigSilent PowerFactory), SVM-алгоритми обробки даних.

– Конструктивне виконання: монтаж у шафах IP54, інтеграція інтерфейсів PUTT/POTT, резервоване живлення для аварійних режимів.

– ТО і ремонт: щорічні перевірки заземлення ($R < 0,5$ Ом), тестування алгоритмів на симуляторах, заміна модулів (термін служби 20 років), дистанційний моніторинг для профілактики.

5. Економічні показники

Економічна оцінка показала термін окупності впровадження мікропроцесорних захистів близько 0,5 року за рахунок запобігання збиткам від аварій (неповідпуск електроенергії ~800 тис. грн/рік). Загальний ефект – мільйони гривень щорічно через зниження втрат і підвищення ефективності інтеграції СЕС.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	01.09.2025	07.09.2025	формування технічного завдання
2	Проблеми експлуатації дистанційного захисту ліній до яких підключені потужні ФЕС	08.09.2025	21.09.2025	розділ 1 ПЗ
3	Покращення налаштувань дистанційного захисту в ЕМ з високим проникненням відновлюваних джерел енергії через кооперативний захист	22.09.2025	12.10.2025	розділ 2 ПЗ
4	Результати аналізу впливу потужних ФЕС на струмові характеристики коротких замикань	13.10.2025	26.10.2025	розділ 3 ПЗ
5	Опис досліджуваної моделі системи	27.10.2025	09.11.2025	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	10.11.2025	16.11.2025	розділ 5 ПЗ
7	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	17.11.2025	23.11.2025	розділ 6 ПЗ
8	Оформлення пояснювальної записки	24.11.2025	30.11.2025	За вимогами
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	01.12.2025	03.12.2025	плакати, презентація
10	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	04.12.2025	04.12.2025	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
11	Рецензування МКР	05.12.2025	05.12.2025	Відгук опонента
12	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується розробка адаптованих алгоритмів виявлення аварій на основі комбінованого використання послідовностей струмів, рекомендацій щодо налаштування зон захисту для мереж з IBR, підтверджених симуляціями, а також економічного обґрунтування модернізації, що сприяє енергетичній безпеці України та інтеграції ВДЕ.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**«РОБОТОЗДАТНІСТЬ ДИСТАНЦІЙНИХ ЗАХИСТІВ ЛЕП В ЕЕС З
ПОТУЖНИМИ СЕС В АВАРІЙНИХ РЕЖИМАХ»**



Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

1

Магістерська кваліфікаційна робота на тему:
«Роботоздатність дистанційних захистів ЛЕП в ЕЕС з
потужними СЕС в аварійних режимах»

Керівник роботи: к.т.н., проф. каф. ЕСС
Рубаненко О. Є.

Виконав: студент групи ЕС-24м
Слободянюк О. О.

2

ВСТУП

Актуальність теми. У сучасних електроенергетичних системах (ЕЕС) спостерігається стрімкий перехід до відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячних електростанцій (СЕС), що зумовлено глобальними тенденціями декарбонізації та енергетичної незалежності. В Україні цей процес набуває особливого значення через необхідність відновлення енергетичної інфраструктури після воєнних дій, диверсифікацію джерел генерації та інтеграцію до європейського енергетичного ринку ENTSO-E, де частка СЕС у загальному балансі вже перевищує 10% і продовжує зростати. Однак інтеграція потужних СЕС, які базуються на інверторних технологіях (ІВР), створює виклики для традиційних систем релейного захисту

Метою магістерської кваліфікаційної роботи є удосконалення методів оцінки та підвищення роботоздатності дистанційних захистів ЛЕП в електроенергетичних системах з потужними сонячними електростанціями в аварійних режимах.

Відмінності між синхронними генераторами та IBRs

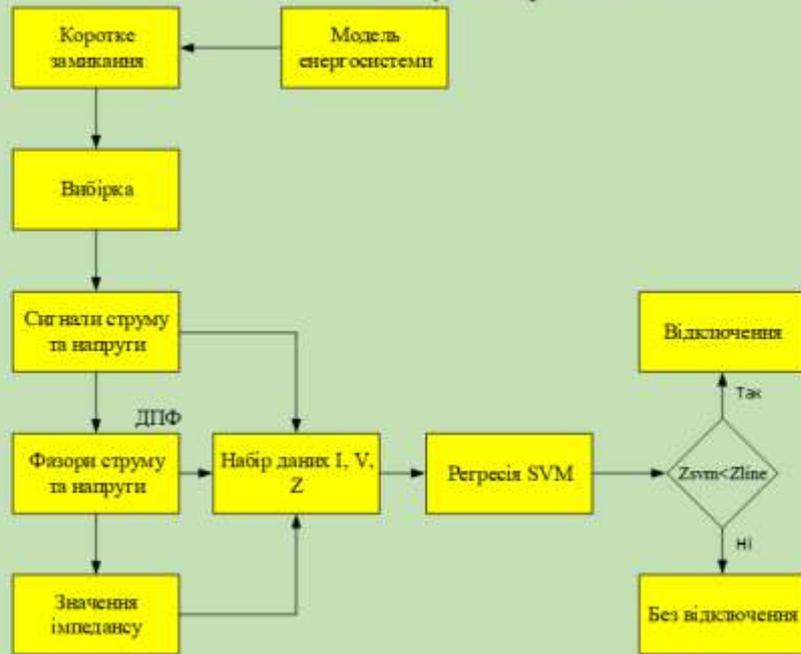
3

№	Характеристика	Синхронний генератор	Інвертор (IBR)
1	Струм короткого замикання	Фізична природа відгуку базується на енергії, що накопичена у обертовому генераторі. Генератори можуть короточасно подавати у 5–6 разів більший струм, ніж номінальний.	IBR не мають природної реакції, але можуть бути запрограмовані на швидку відповідь. Проте залежать від обмежень апаратного забезпечення: приблизно 1,5 номінального струму. Для перевищення цих значень потрібні апаратні доопрацювання, що збільшує вартість.
2	Первинна реакція на частоту	Реакція здійснюється через регулятори обертів, які реагують на зміну частоти. Повна відповідь може займати кілька секунд.	Реакція може бути реалізована електронним вимірюванням частоти, що дозволяє досягти повної відповіді за частки секунди.
3	Інерційна відповідь	Природна фізична реакція зумовлена обертовою масою та електричними характеристиками машини.	IBR не мають природної інерційної відповіді, але швидка реакція на частоту може імітувати інерційну відповідь генераторів.
4	Регулювання напруги	Синхронні генератори оснащені регуляторами напруги, які підтримують стабільний рівень напруги при зміні навантаження.	Регулювання може здійснюватися за допомогою електронного зчитування опорного сигналу напруги з інших генераторів. Крім того, сучасні (<u>grid-forming</u>) інвертори можуть автономно підтримувати напругу.

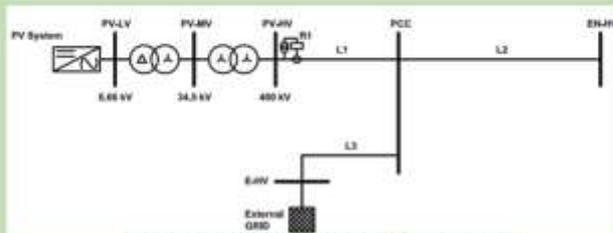
Порівняння запропонованих методів з існуючими підходами

4

Аспект	Метод 1	Метод 2	Запропонований метод
Мета	Використання ІЕД для кооперативного захисту в електроенергетичних системах.	Введення віртуального консенсусного методу <u>широкозонального диференційного захисту</u> .	Впровадження <u>широкозонального кооперативного захисту</u> в сітках з високим проникненням ВДЕ за допомогою віртуальних лідерів.
Протокол голосування	Локальний протокол голосування.	Глобальний протокол голосування.	Глобальний протокол голосування.
Швидкість захисту	Низька швидкість (ітеративна).	Висока швидкість (неітеративна).	Висока швидкість (неітеративна).
Виявлення несправностей і прийняття рішень	Ітеративні процеси.	Неітеративні процеси.	Неітеративні процеси.
Граф комунікації	Використання <u>підграфів</u> для кооперативних зон захисту.	Введення концепції віртуальних шарів у <u>підграфі</u> .	Віртуальні спрямовані шляхи для лідерів, інші комунікації не спрямовані.
Категоризація агентів і розподіл ролей	Управління голосуванням за початковими умовами вибору.	Управління голосуванням за початковими умовами вибору.	Активні агенти пов'язані з віртуальними лідерами, інші агенти є послідовниками.
Застосування	Безпека для різних стресових умов (дистанція Z3 нагляд).	Безпека для різних стресових умов (дистанція Z3 нагляд).	Підвищення виявлення <u>несправностей</u> , зокрема в другій і третій зонах дистанційного реле.



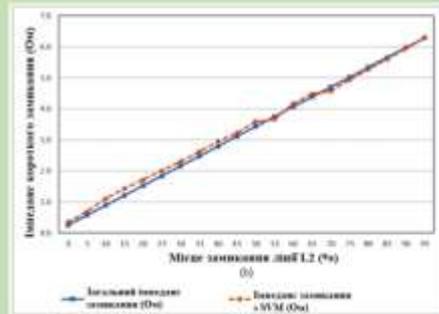
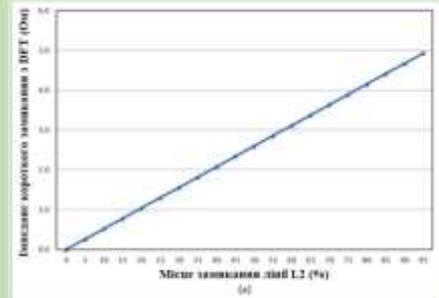
Результати з використанням SVM



Модель електроенергетичної системи

Співвідношення опору та місця короткого замикання для однофазних замикань на землю

Місце замикання на лінії L2 (%)	Імп. лінії L2 (Ом)	Імпеданс замикання з ДПФ (Ом)	Повний імпеданс замикання (Ом)	Імпеданс замикання з МОВ (Ом)	Помилка (%)
0	0	0.0027	0.2540	0.3490	37.3784
5	0.3157	0.2598	0.5715	0.6798	18.9357
10	0.6314	0.5195	0.8890	1.1041	24.1944
15	0.9471	0.7792	1.2066	1.4268	18.2560
⋮					
75	4.7355	3.8930	5.0168	4.9431	1.4680
80	5.0512	4.1533	5.3343	5.2740	1.1310
85	5.3669	4.4127	5.6518	5.6021	0.8800
90	5.6826	4.6721	5.9693	5.9407	0.4790
95	5.9983	4.9314	6.2868	6.2881	0.0190



У магістерській кваліфікаційній роботі проведено комплексне дослідження робоздатності дистанційних захистів ліній електропередач (ЛЕП) в електроенергетичних системах (ЕЕС) з потужними сонячними електростанціями (СЕС) в аварійних режимах.

Аналіз проблем і рішень щодо дистанційного захисту ЛЕП з інверторними джерелами (ІВР): Встановлено, що інтеграція потужних СЕС на базі ІВР призводить до обмежених внесків в струми короткого замикання (КЗ), непередбачуваної поведінки зворотної послідовності та впливу опорів, що бачить захист. Це викликає помилкові спрацьовування або неспрацьовування традиційних дистанційних захистів, знижуючи надійність ЕЕС. Порівняно з синхронними генераторами (внески $5-10 I_{\text{ном}}$), ІВР ускладнюють виявлення напрямку аварії та селективність. Як рішення запропоновано уникнення традиційного дистанційного захисту на користь диференційного (87L) або кооперативного захисту, а також адаптацію налаштувань зон (включення затримок, модифікація порогів).

Вивчення поведінки ІВР та принципів дистанційного захисту: Виявлено ключові вразливості, такі як низька інерція ІВР, нестабільність PLL під час аварій та вплив SIR і CVT на транзієнтну поведінку. Для асиметричних аварій запропоновано комбіноване використання зворотної та нульової послідовностей струмів, що враховує обмежені внески від СЕС. Розробка рекомендацій щодо адаптації логік спрацьовування: Запропоновано інтеграцію логік слабкого внеску з комунікаційними схемами (PUTT, POTT, DCUB) для мереж з ІВР, а також нові алгоритми на базі SVM для регресійного аналізу опорів КЗ. Це забезпечує точність виявлення пошкоджень (92,1–95,6% для різних типів КЗ) і динамічне коригування налаштувань. Практичні вказівки для Укренерго включають модернізацію захистів з урахуванням національних норм (ПУЕ, ДСТУ), впровадження самоадаптивного та кооперативного захисту для високого проникнення ВДЕ (>40%).

Дякую за увагу!