

Національний університет «Чернігівська політехніка»
Міністерство освіти і науки України

Національний університет «Чернігівська політехніка»
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

ТКАЧ ВОЛОДИМИР ІВАНОВИЧ

УДК 621.31:621.314.223

ДИСЕРТАЦІЯ

**СИСТЕМА ІДЕНТИФІКАЦІЇ МІСЦЬ ОДНОФАЗНИХ ЗАМИКАНЬ
НА ЗЕМЛЮ У ПОВІТРЯНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ
З ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ**

05.09.03 – електротехнічні комплекси та системи

технічні науки

галузь знань

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

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



Ткач Володимир Іванович

Науковий керівник Буйний Роман Олександрович
кандидат технічних наук, доцент

Чернігів – 2021

АНОТАЦІЯ

Ткач В.І. Система ідентифікації місць однофазних замикань на землю у повітряних електричних мережах з ізольованою нейтраллю. – Кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 05.09.03 – «Електротехнічні системи і комплекси». – Національний університет «Чернігівська політехніка», м. Чернігів, 2021.

Дисертаційна робота присвячена подальшому розвитку теорії і практики пристроїв визначення місць пошкодження в системах електропостачання загального призначення.

Проаналізовані існуючі методи та засоби пошуку місці пошкодження на повітряних лініях 6-10кВ, що працюють в мережах з ізольованою нейтраллю. Встановлено, що існуючі засоби дозволяють лише звужити зону пошуку до окремого відгалуження від магістралі повітряної лінії та не дозволяють визначати точне місце та тип пошкодження.

Проведено аналіз наукових публікацій та патентів, що пов'язані з вирішенням проблеми пошуку однофазних замикань, який показав, що дана проблема є недостатньо вирішеною, оскільки підходи, які пропонуються авторами цих робіт, є достатньо складними та не враховують другорядних факторів, які впливають на точність визначення місця пошкодження. Технічні засоби, що їх реалізують, є дорогими та самі потребують значних експлуатаційних витрат.

Проведено аналіз ретроспективної інформації з 2012 по 2017 роки по відмовам, викликаними однофазними замиканнями на землю в мережах 6-10кВ по ПАТ «Чернігівобленерго», який показав, що найбільша кількість знеструмлень виникає через пошкодження штирьової ізоляції (46,8%). Встановлено, що найбільший середньорічний невідпуск електричної енергії спостерігається також при пошкодженнях штирьової ізоляції повітряних ліній 6-10 кВ і сягає

45,9% від загального середньорічного недовідпуску, що у іменованих одиницях становить 21,2 МВт·год/рік. Середнє значення тривалості одного знеструмлення, яке викликане тільки однофазними замиканнями на землю, складає біля 1,2 год/(рік·відкл), що суттєво погіршує показник надійності електропостачання.

Запропоновано інноваційний спосіб визначення місця однофазного замикання на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю за рахунок ідентифікації струму замикання через штирбову ізоляцію на опорі, що дозволяє зменшити час пошуку місця замикання та прискорити усунення пошкодження. З використанням математичного моделювання доведено, що кількості енергії, яка може бути відібрана від струму замикання запропонованим способом, буде достатньо для живлення пристрою.

Запропонована імітаційна модель пересування оперативно-виїзної бригади до місця замикання у нерезервованій розподільній мережі, яка дозволила розробити метод розрахунку показників надійності та ефективності функціонування існуючих мережі із запропонованими автором ідентифікатором замикання. Показано, що у випадку інтеграції в існуючі електричні мережі ідентифікаторів слід очікувати зниження тривалості відновлення електропостачання та недовідпуску електричної енергії споживачам на величину до 32%, а також зменшення індексу середньої частоти та індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні на величину до 40%.

Отримані графічні залежності, які можуть бути використані керівним персоналом операторів систем розподілу для оптимізації структури обслуговуючого персоналу та його дислокації на місцевості задля одночасного вирішення задачі мінімізації витрат компанії та максимізації показників надійності електропостачання споживачів у випадку запровадження інноваційного ідентифікатора однофазних замикань на землю.

Запропоновано схемне рішення пристрою ідентифікації однофазних замикань на землю в мережах ізолюваною нейтраллю з живленням його електроніки від струму замикання, що не буде потребувати додаткового джерела живлення та підкорочування непошкоджених фаз мережі, на відміну від існуючих

підходів. Таке схемне рішення забезпечить високу надійність та низькі експлуатаційні витрати.

Експериментально визначена мінімальна кількість енергії, що потрібна запропонованому ідентифікатору для відправлення повідомлення про пошкодження на диспетчерський пункт через мережу стільникового зв'язку, що складає 9 Дж. Створено експериментальний прототип пристрою ідентифікації місця замикання на землю та показано його працездатність як у лабораторних умовах кафедри електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій Національного університету «Чернігівська політехніка», так і у умовах реальної експлуатації в електричних мережах 10кВ ПрАТ «ДТЕК Київські Регіональні Електромережі».

Запропоновано спосіб інтеграції інноваційного ідентифікатора однофазних замикань на землю до існуючих Smart Grid систем (до SCADA та GIS-системи), які використовуються для управління мережами операторів систем розподілу (наприкладі ПАТ «Чернігівобленерго»). Описаний алгоритм роботи персоналу під час однофазних замикань на землю в мережах, оснащених пристроями ідентифікації місць пошкодження штиррової ізоляції, запропонованих автором.

Ключові слова: система розподілу електроенергії, розподільні мережі 6-10 кВ, електричні мережі з ізольованою нейтраллю, штиррова ізоляція, однофазне замикання на землю, показники надійності електропостачання, недовідпуск електричної енергії, ідентифікація однофазного замикання на землю, пошук місця пошкодження, ємнісний накопичувач, система диспетчерського управління і збору даних.

ABSTRACT

Tkach V.I. System for identification of line-to-earth faults in overhead power networks with isolated neutral. – Manuscript.

Dissertation for Candidate degree (Ph.D.) in specialty 05.09.03 – «Electrical complexes and systems». National university «Chernihivska politekhnika», Chernihiv, 2021.

Dissertation is devoted to the further investigation of the theory and practice of devices for locating fault in the power supply systems.

The analysis of the existing methods and means of searching the fault location in 6-10 kV overhead power lines operating in networks with isolated neutral is done. It has been established that the existing means only allow narrowing the search area to a separate branch from the overhead power line and don't allow determining the exact location and type of fault.

Analysis of scientific publications and patents related to solving the problem of searching the line-to-earth fault location showed that this problem is not sufficiently solved, since the approaches proposed by the authors of these publication are rather complicated and do not take into account minor factors that affect the accuracy of determining the location of the closure. The technical means that are implemented are expensive and themselves require significant operating costs.

Analysis of retrospective information from 2012 to 2017 on failures caused by line-to-earth faults in 6-10 kV networks at PJSC «Chernigovoblenergo» showed that the largest number of emergency shutdowns occurs due to pin-type insulation damage (46.8%). The largest average annual energy not supplied to consumers is also observed with pin-type insulation damage of 6-10 kV overhead power lines (45.9% of the total average annual energy not supplied, which is equal to 21.2 MW · year / year). The mean restoration time of one outage, caused only by line-to-earth faults, is about 1.2 h / (year · outage), which significantly worsens an indicator of the reliability of the power supply.

An innovative method is proposed for determining the fault location in networks by identifying the fault current through the pin-type insulation on the overhead line tower, which allows to reduce the fault location search and restoration time. Using mathematical modeling, it has been proven that the amount of energy that can be taken from the fault current by the proposed method will be enough to power the proposed device.

The proposed simulation model of the movement of the emergency crew to the fault location in radial distribution network, which made it possible to develop a method of calculating the reliability and efficiency indicators for the existing network with installed the fault identifier device proposed by the author. It is shown that in the case of integrating fault identifier into existing power networks, one should expect a decrease in the Mean Restoration Time of power supply to consumers and the Expected Energy Not-Supplied to consumers by down to 32%, as well as a decrease in the System Average Interruption Frequency and Duration Index of long interruptions in power supply by up to 40%.

The resulting graphical dependencies that can be used by the management personnel of distribution system operators to optimize the structure of service personnel and their location in the territory to simultaneously solve the problem of minimizing the operating costs and maximizing the reliability of power supply to consumers in the case of installing an innovative line-to-earth faults identifier devices.

For the networks with isolated neutral, a circuit design of a line-to-earth faults identifier devices with powered of its electronics from the fault current is proposed. This design does not require an additional power source and the shorting of undamaged phase line, in contrast to the existing approaches. This circuit design will improve reliability and reduce operating costs.

The minimum amount of energy that the proposed identifier fault device needs to send a message about fault to the control center through the cellular communication network has been experimentally determined is 9 J. An experimental prototype of the identifier device has been created and its working capacity has been shown both in the laboratory conditions of the Department of Electrical Engineering and Information-

Measuring Technologies of the National University "Chernihiv Polytechnic", and in the conditions of real operation in 10 kV electrical power networks of JSC "DTEK Kiev Regional Electric Networks".

A method of integrating an innovative identifier fault device in existing Smart Grid control systems (to SCADA and GIS-systems), which are used to control networks of **operators of distribution systems**, is proposed (on the example of systems of JSC Chernigovoblenergo). The algorithm of service personnel actions in case of line-to-earth faults in networks equipped with proposed devices are is described.

Keywords: electrical power distribution system, 6-10 kV distribution networks, electrical networks with isolated neutral, pin insulation, line-to-earth fault, power supply reliability indicators, energy not supply to customer, identification of a single line-to-earth fault, search for a fault location, capacitive storage, supervisory control and data acquisition.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

1. Ткач В.І. Використання GSM технологій при ідентифікації місць однофазних замикань на землю в електричних мережах з ізольованою нейтраллю зі штирровою ізоляцією / В.М. Безручко, Р.О. Буйний, А.Ю. Строгий, В.І. Ткач // Технічна електродинаміка. – 2018. – №5. – С.96-99. – doi: 10.15407/techned2018.05.096 (*фахове видання, включено до науко-метричної бази Scopus*).
2. Пат. на корисну модель 147799 Україна, МПК G01R31/08. Пристрій ідентифікації однофазних замикань на землю в мережах з ізольованою нейтраллю / В.М. Безручко, Р.О. Буйний, А.Ю. Строгий, В.І. Ткач; заявник та патентовласник Чернігівський національний технологічний університет (UA). – № а2018 03974; заявл. 12.04.2018; опубл. 16.06.2021
3. Tkach, V. Integration of New Single-Phase-to-Ground Faults Detection Devices into Existing SmartGrid Systems / V. Bezruchko, R. Buinyi, A. Strogii, V. Tkach // IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), IEEE Proceedings. – 2019, pp. 84-87. – doi: 10.1109/ESS.2019.8764237 (*включено до науко-метричної бази Scopus*).
4. Ткач, В.І. Вплив однофазних замикань на землю на експлуатаційні показники надійності повітряних ліній 6-10 кВ ПАТ «Чернігівобленерго» / В. І. Ткач, В. М. Безручко, Р. О. Буйний // Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – Харків: НТУ «ХПІ». – 2019. – № 1. – С. 120-126. – doi:10.20998/2413-4295.2019.01.14 (*фахове видання*).
5. Ткач В.І. Інноваційний підхід до визначення місця однофазних замикань на землю в повітряних мережах 6-35кВ при реалізації концепції Smart Grid в Україні / Безручко В.М., Буйний Р.О., Ткач В.І. // Тези доповідей III Міжнародної науково-технічної конференції «Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2019)». – Харків: ХПІ, 2019. – С.38-41.

6. Ткач В.І. Інноваційний підхід до визначення місць однофазних замикань на землю в мережах 6-35кВ при реалізації концепції SMART GRID в Україні / В.М. Безручко, Р.О. Буйний, В.І. Ткач // Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. – Харків: НТУ «ХПІ». – 2019. – №1. – С. 15-20. (*фахове видання*).

7. Tkach, V. The expected reduction of energy not supplied to consumers after installation the identifiers of single-phase-to-earth fault in power networks with isolated neutral/ Bezruchko, V., Buinyi, R., Tkach, V., Miroshnyk, O. // ТЕКА: Quarterly Journal of Agri-Food Industry. – 2020, Vol.20, No.1, pp.27-31. (*періодичне наукове видання країни Європейського Союзу*).

8. Ткач В.І. Відбір потужності від струму однофазного замикання на землю для живлення приладу ідентифікації замикання/ Безручко В.М., Буйний Р.О., Ткач В.І. // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2020. – №4(151). – С.25-31. – doi: 10.31649/1997-9266-2020-151-4-25-31 (*фахове видання*).

9. Ткач В.І. Інтеграція пристроїв ідентифікації однофазних замикань на землю в SCADA-систему диспетчерського управління / В.М. Безручко, Р.О. Буйний, А.Ю. Строгий, В.І. Ткач // Тези доповідей XI Міжнародної науково-практичної конференції «Комплексне забезпечення якості технологічних процесів та систем (КЗЯТПС – 2021)». – Чернігів: НУ «Чернігівська політехніка», 2021. – Т.2. – С.146-148.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	15
1 ОГЛЯД ПРОБЛЕМИ ТА ШЛЯХИ ЇЇ ВИРІШЕННЯ	21
1.1 Однофазні замикання на землю в електричних мережах з ізольованою нейтраллю	21
1.2 Шляхи вирішення проблеми однофазних замикань на землю	26
1.2.1 Пристрої для «традиційного» пошуку ОЗЗ.....	29
1.2.2 Фіксатор короткого замикання	32
1.2.3 Індикатор короткого замикання.....	34
1.2.4 Комплект ІКЗ-33У	35
1.2.5 Пристрої фірми «Nortroll As».....	36
1.3 Аналіз патентних рішень щодо визначення місць пошкодження.....	37
1.4 Аналіз сучасних наукових досліджень щодо пошуку місць пошкоджень в електричних мережах.....	40
1.5 Висновки за розділом.....	45
2 ІННОВАЦІЙНИЙ СПОСІБ ІДЕНТИФІКАЦІЇ МІСЦЯ ОДНОФАЗНОГО ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ.....	47
2.1 Оцінка впливу пошкоджень в різних елементах електричних мереж 10кВ операторів систем розподілу на показники надійності електропостачання	47
2.2 Спосіб визначення місця однофазного замикання на землю	58
2.3 Вибір та обґрунтування джерела живлення	60
2.4 Математична модель трансформатора для відбору потужності	61
2.5 Пропозиції щодо структури пристрою	68
2.6 Висновки за розділом.....	70
3 ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ ІСНУЮЧИХ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ ІНДИКАТОРА МІСЦЯ ЗАМИКАННЯ.....	72

3.1	Математична модель надійності функціонування розподільних електричних мереж	73
3.2	Вплив ідентифікатора ОЗЗ на тривалість відновлення електропостачання та недовідпуск електричної енергії споживачам	77
3.3	Вплив ідентифікатора ОЗЗ на середню тривалість роботи мережі без замикання на землю, яке може перейти у коротке замикання	84
3.4	Вплив ідентифікатора ОЗЗ на індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні	92
3.5	Висновки за розділом.....	100
4	ФІЗИЧНІ ЕКСПЕРИМЕНТИ ТА ВПРОВАДЖЕННЯ ОТРИМАНИХ РЕЗУЛЬТАТІВ.....	102
4.1	Результати лабораторного експерименту з визначення часу, що затрачується на відправлення повідомлення через стільникову мережу та енергії, яка на це витрачається	102
4.1.1	Схема досліду для визначення часу, що витрачається на відправлення повідомлення через стільникову мережу та енергії, яка на це витрачається.....	102
4.1.2	Час відправлення повідомлення та струм, що споживається модулем зв'язку при цьому	103
4.1.3	Визначення енергії, що затрачено на відправку повідомлення.....	104
4.1.4	Час накопичення ємнісним накопичувачем достатньої кількості енергії.....	106
4.2	Експериментальний прототип пристрою.....	108
4.3	Фізичний експеримент з перевірки працездатності пристрою	110
4.4	Впровадження результатів в діючих електричних мережах	112
4.4.1	Впровадження отриманих результатів електричних мережах ДТЕК «Київські Регіональні Електромережі».....	112
4.4.2	Інформаційні системи управління електричними мережами	113
4.4.3	Підключення до існуючих систем	116

4.4.4	Запропонований алгоритм дій персоналу з використанням інформації від запропонованого пристрою	118
4.5	Висновки за розділом.....	120
	ВИСНОВКИ.....	121
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	123
	ДОДАТОК А РЕТРОСПЕКТИВНА ІНФОРМАЦІЯ ПО ОДНОФАЗНИМ ЗАМИКАННЯМ НА ЗЕМЛЮ	135
	ДОДАТОК Б АКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ ОТРИМАНИХ РЕЗУЛЬТАТІВ.....	165

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- АПВ – автоматичне повторне включення;
- БЖ – блоку живлення;
- БЗ – блок контролера заряду;
- ГІС – геоінформаційна система;
- ДГР – дугогасний реактор;
- ЕМ – електрична мережа;
- К – ключ ввімкнення живлення;
- КА – комутаційний апарат;
- КЗ – коротке замикання;
- ЛАТР – лабораторний автотрансформатор;
- ЛЕП – лінія електропередавання;
- МК – мікроконтролер;
- НЕ – накопичувача енергії;
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
- ОВБ – оперативно-виїзна бригада;
- ОЗЗ – однофазне замикання на землю;
- ПАТ – публічне акціонерне товариство;
- ПЛ – повітряна лінія;
- ПС – підстанція;
- РЕМ – район електричних мереж;
- РПВ – ручне повторне включення;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТП – трансформаторна підстанція;
- ТС – трансформатора струму;
- ТСНП – трансформатор струму нульової послідовності;
- GPRS – General Packet Radio Service (загальний сервіс пакетної радіопередачі);

GSM – Global System for Mobile Communications (глобальний стандарт цифрового мобільного стільникового зв'язку);

PLC – Programmable Logic Controller (програмований логічний контролер);

SAIDI – System Average Interruption Duration Index (індекс середньої тривалості переривання в роботі системи);

SAIFI – System Average Interruption Frequency Index (індекс середньої частоти переривань у системі);

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition (диспетчерське управління і збір даних);

SMS – Short Message Service (послуга обміну (передачі і прийому) короткими текстовими повідомленнями в телекомунікаційних мережах).

ВСТУП

Актуальність теми. В даний час в діючих системах розподілу електроенергії України та ближнього зарубіжжя для забезпечення безперебійності в роботі під час однофазних замикань на землю (ОЗЗ) для розподільних електричних мереж (ЕМ) 6-10 кВ використовують режим ізольованої нейтралі. Однак при таких пошкодженнях в мережах з ізольованою нейтралю напруга у пошкодженій фазі, в залежності від перехідного опору у місці замикання, прагне до нуля, а напруга у двох інших фазах – зростає до лінійної. Це збільшує ймовірності утворення міжфазного короткого замикання через землю, що призводить до знеструмлення споживачів на час пошуку та ліквідації пошкодження. Друга фаза, у якій відбувається ОЗЗ, може виявитися на іншому електричнозв'язаному фідері, через що будуть знеструмлені відразу два приєднання. Проте пошук точного місця пошкодження виконується силами оперативно-виїзної бригади (ОВБ).

В даний час найпоширенішими є методи пошуку, які базуються на аналізі ОВБ електромагнітного поля вздовж траси повітряної лінії (ПЛ). При значній її протяжності пошук ОЗЗ може зайняти багато часу. Тому пошук місця ОЗЗ є достатньо довгим і затратним. За весь період пошуку мережа буде працювати у ненормальному режимі. Для зменшення часу пошуку ОЗЗ та ймовірності утворення міжфазних замикань використовують прилади, що дозволяють виявити місце пошкодження та передати на диспетчерський пункт.

Однак існуючі пристрої дозволяють лише звузити зону пошуку до виявленого відгалуження від магістралі ПЛ, а пошкодження повинно бути знайдене «традиційним» способом пошуку під час обходу персоналом ОВБ лінії електропередавання та візуального контролю.

Найбільш вагомий внесок у вирішення задач, пов'язаних з пошуком місць пошкоджень в ЕМ внесли відомі науковці і фахівці: Гребченко М.В., Кутін В.М., Сабадаш І.О., Стасенко Р.Ф., Стогній Б.С., Черемісін М.М., Фещенко П.П. та інші.

Тому створення інноваційного методу визначення місця однофазного замикання на землю, що дозволить визначати місце пошкодження з точністю до опори ПЛ за мінімальний проміжок часу є актуальним. Це дозволить зменшити час усунення пошкодження та, як наслідок, зменшити ймовірність утворення міжфазного замикання, що, в свою чергу, мінімізує недовідпуск електричної енергії споживачам та зменшує експлуатаційні витрати.

Зв'язок роботи з науковими планами, програмами, темами. Дослідження, представлені в роботі, проводилися у Національному університеті «Чернігівська політехніка» згідно з законом України №2623-III від 11.07.2001 року «Про пріоритетні напрямки розвитку науки і техніки до 2020 року» за напрямком наукових досліджень «Технології електроенергетики» відповідно до постанови КМУ від 07.09.2011 №942 Міністерства освіти і науки України.

Наукові дослідження виконувалися в рамках роботи «Визначення місць однофазних замикань на землю в електричних мережах з ізольованою нейтраллю» (номер державної реєстрації 0118U006804), у якій здобувач був виконавцем окремих етапів.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є створення системи діагностики повітряних ЕМ з ізольованою нейтраллю задля автоматизації контролю штирьової ізоляції опор ПЛ, що зменшить час пошуку місця ОЗЗ, зменшить експлуатаційні витрати та недовідпуск електроенергії споживачам.

Для досягнення поставленої мети необхідно було вирішити наступні задачі:

1. Виконати порівняльний аналіз існуючих систем діагностики стану ізоляції ПЛ.

2. Розробити схемотехнічні рішення пристрою ідентифікації місця ОЗЗ, за рахунок виміру струму замикання через штирьову ізоляцію на опорі та його живлення від даного струму без додаткового джерела живлення та без необхідності підкорочування непошкоджених фаз ЕМ задля збільшення струму замикання.

3. Розробити математичні моделі елементів блоку живлення пристрою задля оптимізації їх параметрів та побудови методів їх розрахунку.

4. Створити фізичну модель запропонованого пристрою ідентифікації місця ОЗЗ та експериментально перевірити справедливість отриманих теоретичних результатів роботи.

5. Розробити метод розрахунку показників надійності та ефективності ЕМ із запропонованими ідентифікаторами ОЗЗ для отримання апарату розрахунку доцільності використання запропонованої системи.

Об'єктом дослідження є енергетичні та електромагнітні процеси, що протікають в ЕМ з ізольованою нейтраллю, які оснащені системою ідентифікації місця ОЗЗ.

Предметом дослідження є параметри та характеристики системи ідентифікації місця ОЗЗ та їх вплив на показники надійності системи електропостачання.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених у дисертації задач використовувалась теорія електричних кіл, теорія подібності, положення фундаментальної теорії лінійних і нелінійних електротехнічних систем, математичне й фізичне моделювання. Математичне моделювання та розрахунки виконані у програмних пакетах Microsoft Excel, MathCAD, Maple.

Наукова новизна отриманих результатів. У дисертації особисто здобувачем отримані наступні наукові результати:

– вперше запропоновано спосіб ідентифікації ОЗЗ з живленням електроніки від струму замикання, що на відміну від існуючих не потребує експлуатаційних затрат та створення штучних коротких замикань, та дозволяє зменшити час пошуку місця пошкодження ізоляції та недовідпуск електроенергії споживачам.

– вперше отримано метод розрахунку потужності, яку можна відібрати від струму в місці ОЗЗ, що дозволяє оцінити час заряду накопичувача енергії для передачі інформації про місце пошкодження;

– отримав подальший розвиток метод розрахунку показників надійності та ефективності функціонування існуючих ЕМ з ідентифікатором ОЗЗ, запропонованим автором, що базується на методиці оцінки загального ефекту від

функціонування ЕМ та дозволяє оцінити доцільність запропонованого способу ідентифікації однофазного замикання на землю.

Практичне значення отриманих результатів роботи:

1. Запропоновані принципи технічної реалізації системи діагностики повітряних ЕМ з ізолюваною нейтраллю задля автоматизації контролю стану штирьової ізоляції опор ПЛ.

2. Розроблено і виготовлено прототип пристрою ідентифікації ОЗЗ для опор ПЛ зі штирьовою ізоляцією, що не потребує окремого джерела живлення та дозволяє діагностувати пошкодження ізоляції навіть на ранніх стадіях.

Запропонована система ідентифікації може використовуватися операторами систем розподілу, що експлуатують ПЛ, задля поліпшення показників надійності електропостачання та зменшення недовідпуску електроенергії споживачам за рахунок зменшення часу усунення пошкодження.

Результати дослідження використовуються в навчальному процесі Національний університет «Чернігівська політехніка» Міністерства освіти і науки України (м. Чернігів, Україна) для підготовки фахівців за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Отримані в дисертаційній роботі результати впроваджено у ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі» (м. Київ, Україна).

Особистий внесок здобувача. Наукові положення і результати, викладені в дисертації, отримані здобувачем особисто.

У наукових працях, опублікованих у співавторстві, особисто здобувачеві належить:

в [52] – пропозиції щодо реалізації інноваційного підходу до визначення місці ОЗЗ, що виникають в електричних мережах з ізолюваною нейтраллю через їх штирьову ізоляцію та оцінка необхідної енергії для ємнісного накопичувача запропонованого пристрою;

в [58] – функціональна схема запропонованого пристрою ідентифікації ОЗЗ в електричних мережах з ізолюваною нейтраллю та опис його встановлення до діючих електричних мереж;

в [53] – оцінка чутливості пристрою ідентифікації ОЗЗ до перехідного опору у місці пошкодження штирьової ізоляції;

в [42] – аналіз та систематизація ретроспективної інформації по відмовам, які викликані ОЗЗ, в діючих електричних мережах 6-10кВ;

в [88] – пропозиції до впровадження запропонованого пристрою ідентифікації ОЗЗ до діючих електричних мереж як елемента концепції Smart Grid в Україні;

в [89] – оцінка ефективності запровадження запропонованого пристрою ідентифікації ОЗЗ за показниками надійності електропостачання споживачів за показниками SAIDI, SAIFI та ENS;

в [83] – метод розрахунку показників надійності та ефективності функціонування існуючих електричних мереж з ідентифікатором ОЗЗ;

в [56] – аналітичні залежності для розрахунку потужності відбору від струму ОЗЗ в місці замикання;

в [95] – пропозиції до інтеграції пристроїв ідентифікації ОЗЗ в SCADA-систему диспетчерського управління операторів систем розподілу електроенергії.

Апробація роботи. Основні положення дисертаційної роботи доповідалися й обговорювалися на міжнародних, відомчих і вузівських науково-технічних конференціях та семінарах:

1. Проблеми сучасної електротехніки. XV Міжнародна науково-технічна конференція ПСЕ-2018 (м. Київ, 4-8 червня 2018 року).
2. Новітні технології у науковій діяльності і навчальному процесі: всеукраїнська науково-практична конференція студентів, аспірантів та молодих вчених (Чернігів, ЧНТУ, 10-11 квітня 2019 року).
3. 6th International Conference «Energy Smart Systems - 2019» (April 17-19, 2019 Kyiv, Ukraine, Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute).
4. Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем. III Міжнародна науково-технічна конференція (м. Харків, 12-15 листопада 2019 року).

5. XI Міжнародна науково-практична конференція «Комплексне забезпечення якості технологічних процесів та систем (КЗЯТПС-2021)» (м.Чернігів, 26-27 травня 2021 року, Національного університету "Чернігівська політехніка").

Публікації.

За результатами виконаних досліджень отримано 1 патент України на корисну модель, опубліковано 8 наукових праць, з яких 1 стаття у фаховому виданні України, віднесеного до категорії «А» та 3 статті у фахових виданнях України, віднесених до категорії «Б», 2 публікації включено до наукометричної бази даних «Scopus», 1 наукова праця опублікована у періодичному науковому виданні Європейського Союзу.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається з анотації двома мовами, вступу, 4-х розділів, висновків, списку використаних джерел і 2-х додатків. Загальний обсяг дисертації становить 165 сторінок, 108 сторінок основного тексту, додатків – 33 сторінки. Дисертація містить 54 рисунка, 9 таблиць та посилання на 97 літературних джерел.

1 ОГЛЯД ПРОБЛЕМИ ТА ШЛЯХИ ЇЇ ВИРІШЕННЯ

1.1 Однофазні замикання на землю в електричних мережах з ізолюваною нейтраллю

В світі електричні мережі середньої напруги можуть працювати в різних режимах роботи нейтралі:

- ізолювана (undegrounded) – незаземлена зовсім;
- глухозаземлена (solidly grounded) – безпосередньо приєднана до заземлювального контуру);
- заземлена через дугогасний реактор (grounded-fault netralizer);
- заземлена через резистор (resistance grounded) – низькоомний або високоомний.

Рекомендації щодо їх застосування описані в міжнародному стандарті [1].

Як відомо в енергосистемах України (відповідно до п.1.2.16 редакції ПУЕ-2017 [2,3]) електричні мережі напругою 3-35кВ виконуються з ізолюваною нейтраллю та нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор. Це дозволяє забезпечити високу надійність електропостачання за рахунок того, що мережа може працювати навіть з однофазним замиканням на землю. Це зроблено для зменшення недовідпуску електроенергії в разі виникнення пошкодження в мережі.

В даний час основним видом пошкоджень в таких мережах є саме ОЗЗ, які складають 65-85% від загальної кількості пошкоджень електричних мереж [4]. Споживачі не відчують таких пошкоджень, оскільки живляться від трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, що включені на лінійну напругу мережі.

Причиною ОЗЗ в більшості випадків є обрив фазного провідника чи пробій ізолятора на опорі.

При падінні проводу обірваної фази повітряної лінії 6-35 кВ на землю в радіусі 8м утворюється небезпечна зона, у якій людина або тварина можуть бути уражені напругою кроку або напругою дотику.

При пробіі штирової ізоляції струму ОЗЗ протікає через арматуру залізобетонної конструкції опори в землю, що спричиняє «вигорання» арматури. Згідно [5] таке явище виникає через ураження підземної частині опори електричною дугою, що починає виникати між арматурою і провідною землею за напруги на опорі біля 4 кВ. Механічна міцність таких опори сильно зменшується. При обслуговуванні такої лінії, коли монтер підіймається на таку опору, є велика ймовірність руйнування опори при додатковому навантаженні, що загрожує життю людини. Розрахунок процесу термічного ураження залізобетонних опор струмами однофазного замикання на землю розглянуто в роботі [6].

Поодинокі падіння залізобетонних опор і через це загибель людей виникають в Україні щорічно. За останні роки вони були: в Гадяцькій філії ПАТ «Полтаваобленерго» (15.05.2015р.); Свердловському РЕМ, ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання» (08.05.2013р.); Борщагівському РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» (13.05.2013р.); Каховському РЕМ, ВАТ «Херсонобленерго»; Калинівських електромережах, ВАТ «Вінницяобленерго»; ПАТ ЕК «Житомиробленерго». Також при доторканні до опори, на якій відбувається ОЗЗ є висока ймовірність ураження перехожого електричним струмом [7].

За [2] мережі з ізолюваною нейтраллю можуть працювати в режимі з ОЗЗ до моменту виявлення місця замикання. Однак згідно з [8] "В електричних мережах 6 - 35 кВ допускається робота із заземленою фазою; при цьому персонал повинен приступити до пошуку місця замикання негайно і усунути його в найкоротший термін". Час пошуку, як правило, не повинен перевищувати однієї доби.

Значення струмів однофазного замикання на землю в таких мережах значно менші за струми навантаження, що дуже ускладнює пошук місця замикання. Величина струму, який протікає в місці ОЗЗ, прямо пропорційно залежить від

ємності лінії та величини прикладеної напруги. В свою чергу ємність лінії залежить від протяжності всіх лінійних приєднань того класу напруги, де відбулось замикання.

При ОЗЗ лінійні напруги в пошкодженій мережі залишаються такими ж, як і до замикання, однак в цей час відбуваються процеси, які впливають на режим роботи електричної мережі в цілому – напруга в пошкодженій фазі зменшується до нуля, зі зменшенням перехідного опору в місці замикання. В той час як напруга в непошкоджених фазах зростає до лінійної. Коли напруга в пошкодженій фазі дорівнює нулю – кажуть, що в мережі «повна земля», а саме замикання називають «металевим». Схематичне представлення струмів при «металевому» ОЗЗ можемо бачити на рис.1.1.

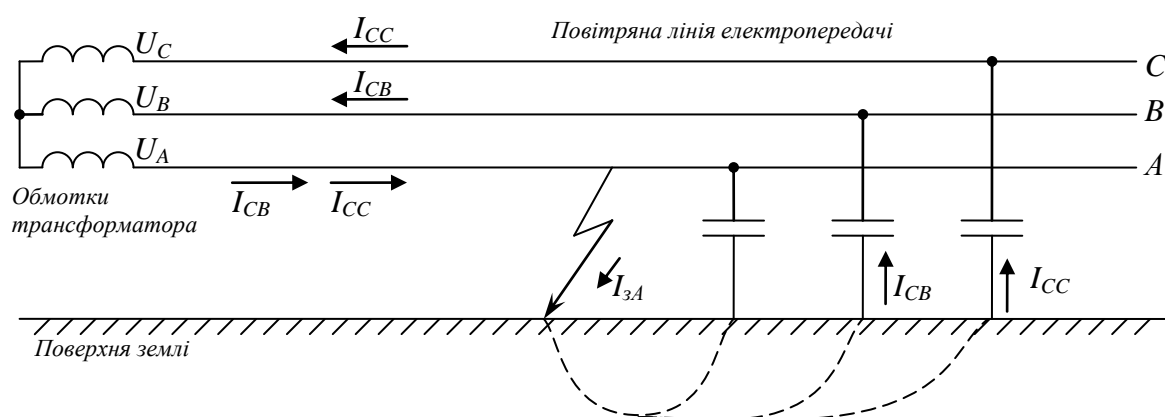


Рис.1.1. Принцип протікання фазних струмів при ОЗЗ в мережі з ізольованою нейтраллю

Симетрія лінійних напруг при таких процесах не порушується. На рис.1.2 показані векторні діаграми напруг мережі в нормальному режимі роботи, та в мережі, де присутня «повна земля» у фазі А.

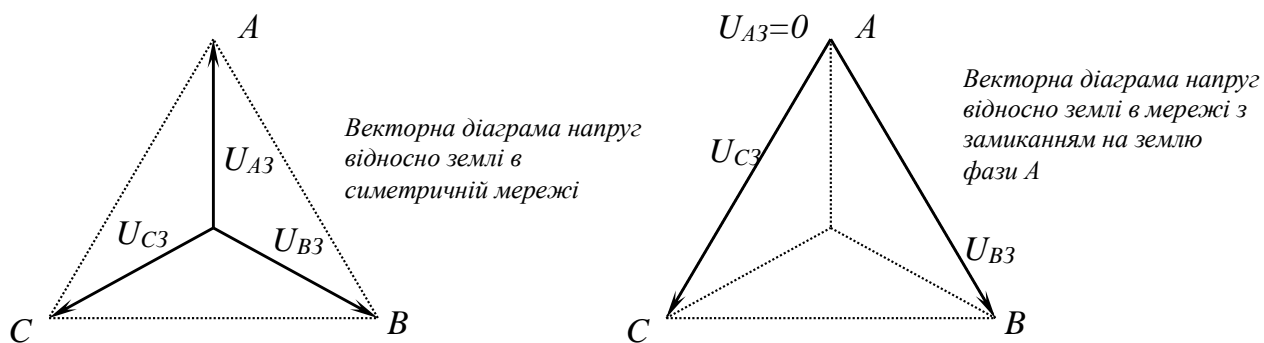


Рис. 1.2. Представлення векторних діаграм напруг при нормальному режимі роботи мережі, та при металічному замиканні фази A на землю

При зменшенні вектора напруги до нуля, наприклад фази A, вектори напруги фаз B та C збільшуються до лінійних значень – до напруг AB та CA відповідно.

Отже, при ОЗЗ дві непошкоджені фази знаходяться під підвищеною напругою, порівняно з нормальним режимом роботи мережі, що може призвести до передчасного старіння ізоляції, та, як наслідок, виникнення ще одного замикання на землю в іншому місці мережі (навіть на іншій лінії, що живиться від тієї ж підстанції). Таке пошкодження називають подвійним замиканням на землю або міжфазним замиканням через землю. Струми в такого замикання в мережі будуть значні та можуть досягати значень струму при двофазному короткому замиканні. Тому такий режим є аварійним та автоматика РЗА відключить обидві лінії. Якщо повторне включення не буде успішним, багато споживачів залишаться без електропостачання до тих пір, поки оперативно-виїзна бригада не усуне пошкодження на ПЛ.

Для недопущення розвитку такої ситуації місце виникнення ОЗЗ намагаються виявити якомога швидше.

В деяких випадках пошук місця замикання ускладнюється тим, що ОЗЗ може самоусунутися через час недостатній для його виявлення та повторно утворитися в тому ж місці. Найчастіше це відбувається через втрату ізоляцією своїх діелектричних властивостей під впливом вологи, що приводить до появи ОЗЗ, але після підсихання ізоляції ОЗЗ усувається. Місце таких нестійких замикань

складно виявити традиційними методами пошуку, бо за час поки оперативно-виїздна бригада добереться до місця замикання, ОЗЗ може просто зникнути, і пошкоджену ізоляцію буде проблематично визначити, поки знову не буде підвищення вологості повітря, дощу тощо.

Для обмеження струмів в місці ОЗЗ в мережах використовують дугогасні реактори (ДГР) для заземлення нейтралей силових трансформаторів. Цей метод був запропонований ще німецьким інженером Петерсеном в 20-х роках минулого століття (в європейських країнах ДГР називають по імені винахідника «Petersen coil» – котушка Петерсена) [9].

ДГР підключають до нейтралі заземлюючого трансформатора, підключеного до шин мережі, струми замикання у якій необхідно компенсувати (див. рис. 1.3). В якості заземлюючого трансформатора можуть використовуватися заземлюючі трансформатори типу зигзаг або Ун/Д трансформатори [1]. Однак в електричних мережах операторів систем розподілу України та пострадянського простору використовується, як правило, лише Ун/Д трансформатори.

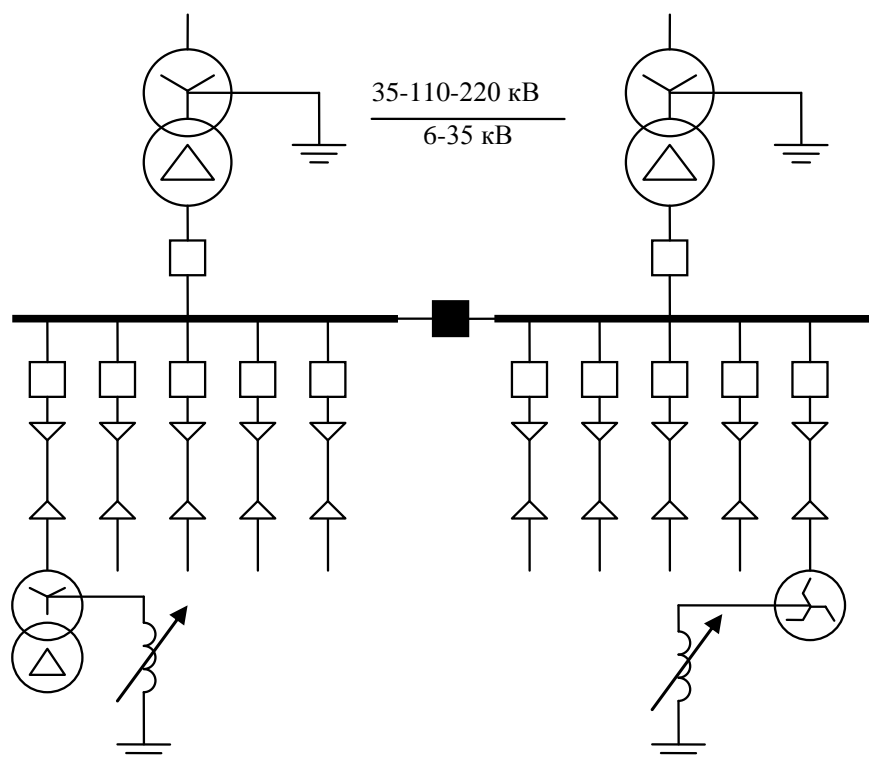


Рис.1.3. Типова схема приєднання ДГР

Принцип гасіння дуги базується на взаємній компенсації ємнісного та індуктивного струмів. На рис. 1.4 наведено принцип протікання фазних струмів при ОЗЗ в мережі з ізольованою нейтраллю з ДГР.

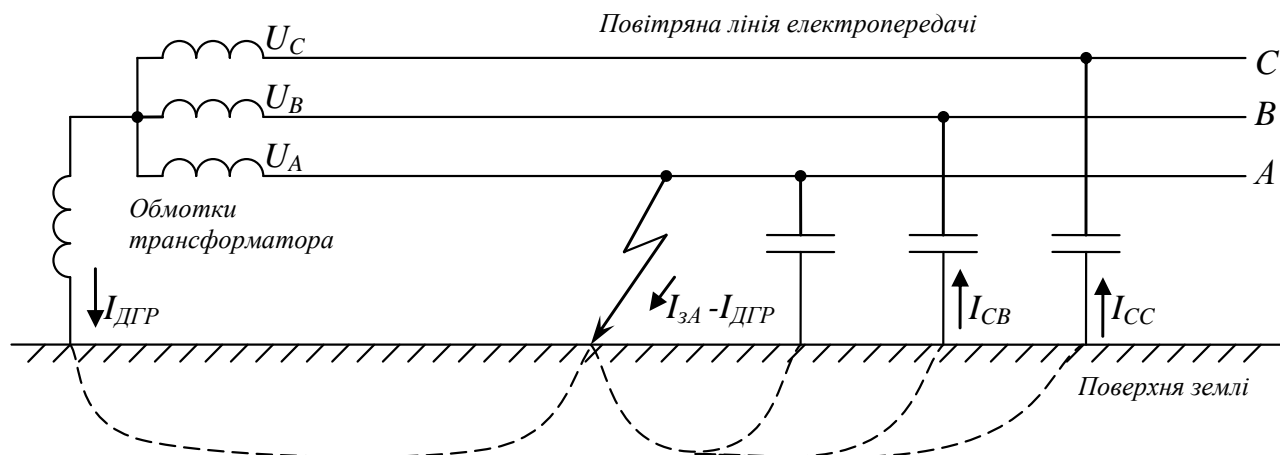


Рис. 1.4. Принцип протікання фазних струмів при ОЗЗ в мережі з ізольованою нейтраллю з ДГР

Компенсація струмів замикання на землю за [8] передбачена тільки у випадках, коли рівень струму в місці замикання перевищує:

- для 6кВ – 30А;
- для 10кВ – 20А;
- для 15-20кВ – 15А;
- для 35кВ – 10А.

При менших значеннях струму вважається, що дуга в місці замикання не загоряється, чи гасне самостійно. В таких випадках встановлення ДГР не обов'язкове.

1.2 Шляхи вирішення проблеми однофазних замикань на землю

Діючими ПУЕ передбачається [2], що "Захист від замикань на землю слід виконувати у вигляді селективного захисту, з дією на сигнал. При цьому пошук ушкодженого елемента повинен здійснюватися спеціальними пристроями.

Допускається пошук ушкодженого елемента почерговим відключенням приєднань".

Для визначення факту замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю, на підстанціях обов'язково встановлюються спеціальні схеми релейного захисту, які реагують на напругу нульової послідовності в мережі, тим самим сигналізуючи про наявність однофазного замикання на землю. На рис.1.5 зображено спрощену схему підключення вимірювальних пристроїв до секції шин підстанції. Де ТН – трансформатора напруги з додатковою обмоткою розімкнутий трикутник, ТСНП – трансформатор струму нульової послідовності (його наявність обов'язкова лише для кабельних ліній), ЗТ – заземлюючий трансформатор, ДГР – дугогасильний реактор.

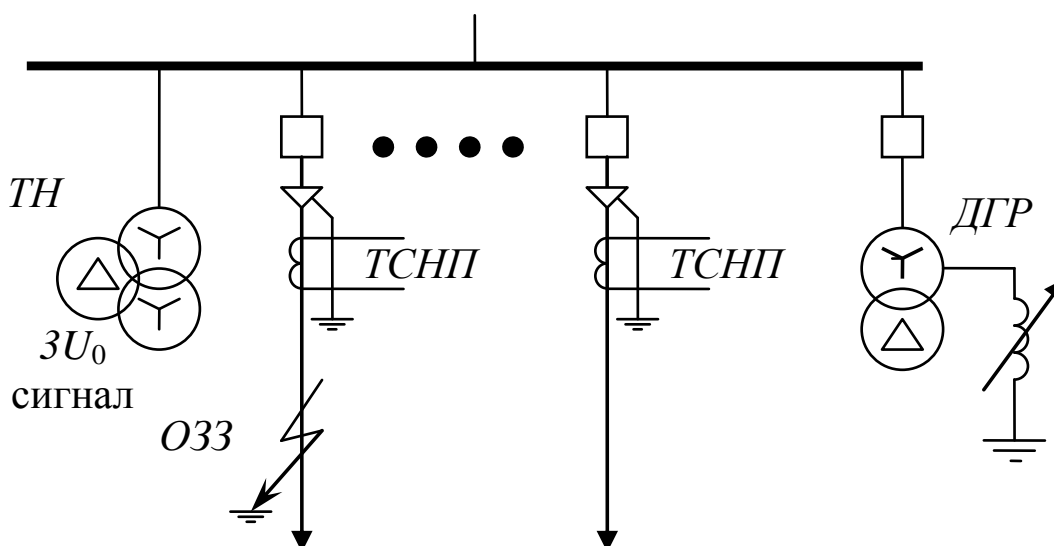


Рис. 1.5. Схема підключення вимірювальних пристроїв до секції шин

На рис. 1.6 зображено схему підключення пристроїв контролю ізоляції до трансформатора напруги з додатковою обмоткою. Де ТН – трансформатора напруги з додатковою обмоткою, РН – реле напруги нульової послідовності. При виникненні в мережі ОЗЗ в мережі з'явиться струм, а, як наслідок, і напруга нульової послідовності, яка трансформується в додатковій обмотки ТН. Напруга на послідовно з'єднаних додаткових обмотках фаз дорівнює потроєній напрузі нульової послідовності (оскільки сума напруг прямої та зворотної послідовності

трьох фаз дорівнює нулю). Ця напруга подається на РН. Спрацювання реле, яке сигналізує про появу напруги нульової послідовності в мережі, а як наслідок появу ОЗЗ.

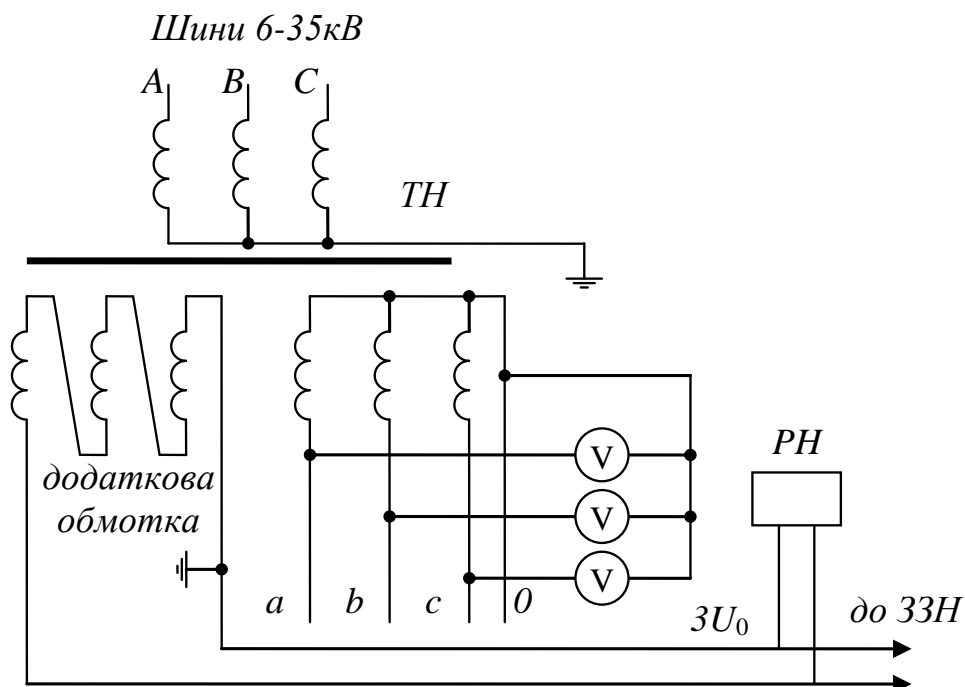


Рис. 1.6. Схема підключення пристроїв контролю ізоляції до трансформатора напруги

Первинні обмотки трансформатора напруги з'єднують в зірку, її нейтраль обов'язково заземлена, завдяки чому первинна обмотка кожної з фаз включена на фазну напругу. В нормальних умовах, а також під час коротких замикань, які відбулися без заземлення, геометрична сума фазних напруг дорівнює напрузі несиметрії фаз, яка незначна. А отже, цієї напруги недостатньо для спрацювання реле Р. Однак під час ОЗЗ в фазних напругах з'являється складова нульової послідовності, яка обумовлює спрацювання реле Р, що включає сигналізацію ОЗЗ.

При спрацюванні сигналізації персонал повинен приступити до пошуку місця замикання негайно і усунути його в найкоротший термін [8].

Зважаючи на все вищесказане актуальною постає проблема швидкого визначення місця однофазного замикання на землю, бо чим швидше буде знайдено місце пошкодження, тим менша ймовірність виникнення аварійних

режимів (через виникнення міжфазного замикання), а також ОЗЗ можуть призвести до ураження людини або тварини електричним струмом в місці замикання.

В даний час найпоширенішими є методи пошуку, які базуються на аналізі оперативно-виїзною бригадою електромагнітного поля вздовж траси ПЛ. При значній її протяжності пошук ОЗЗ може зайняти багато часу. Тому пошук місця ОЗЗ є достатньо довгим і затратним. За весь період пошуку мережа буде працювати у ненормальному режимі. Для зменшення часу пошуку ОЗЗ та ймовірності утворення міжфазних замикань використовують прилади, що дозволяють виявити місце пошкодження та передати на диспетчерський пункт.

Нижче наведено огляд відомих на даний час пристроїв для визначення місць ОЗЗ.

1.2.1 Пристрої для «традиційного» пошуку ОЗЗ

Найпоширенішими на території України є пристрої для «традиційного» пошуку ОЗЗ такі як «Поиск», «Спектр», «Зонд», «Волна», «Квант» і т.п (див. рис. 1.7) [10].



Рис. 1.7. Пристрої для «традиційного» пошуку ОЗЗ

Принцип дії таких приладів базується на аналізі електромагнітного поля вздовж траси ПЛ. Як відомо на відстані від ПЛ, що значно перевищує відстань

між провідниками трифазної лінії, сумарне магнітне поле, що утворено струмом фаз, дорівнює нулю. Однак при ОЗЗ в провідниках ПЛ утворюється струм нульової послідовності, який направлений у трьох провідниках в одну сторону, а його магнітне поле потроюється.

На рис. 1.8 наведено розподіл струму нульової послідовності, що утворюється внаслідок ОЗЗ в провідниках ПЛ, що відходять від районної підстанції.

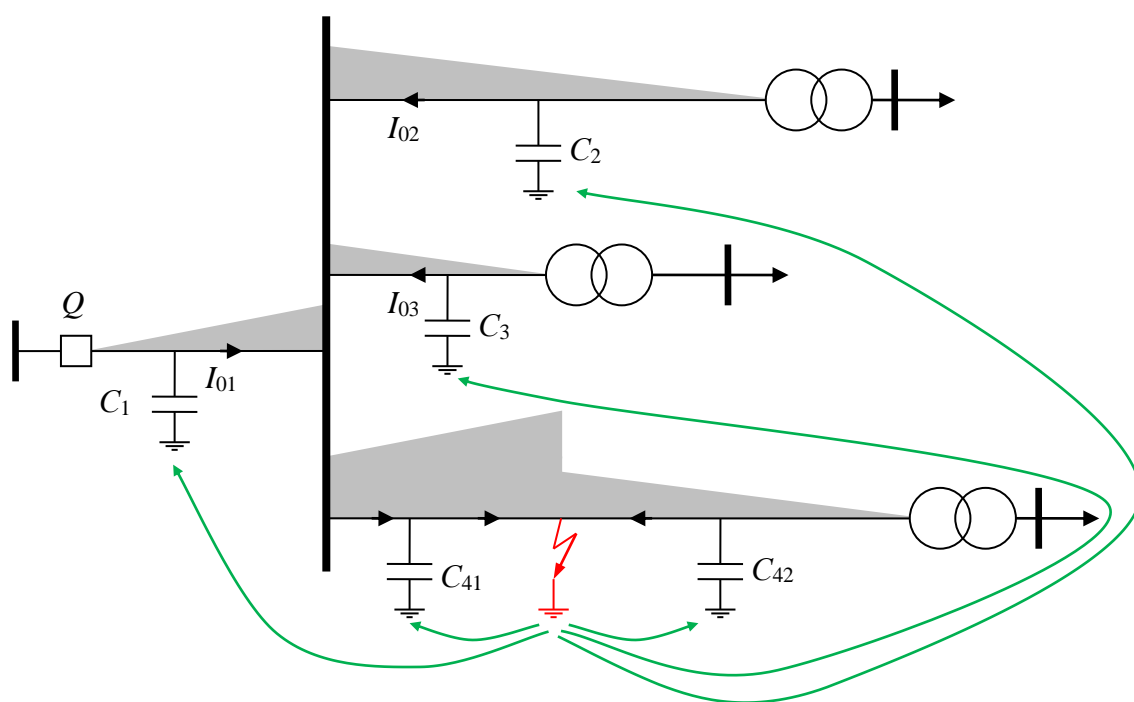


Рис. 1.8. Розподіл струму нульової послідовності, що викликаний ОЗЗ, в провідниках ПЛ, що відходять від ПС

Визначення місця ОЗЗ, за цим способом, починається з визначення пошкодженої ПЛ, що відходить від ПС. Для цього необхідно провести вимірювання магнітного поля поблизу всіх ПЛ, що відходять від шин живильної підстанції. Персонал ОВБ, який проводить вимірювання повинен підійти до однієї з ПЛ поблизу виходу її з території підстанції на відстань 5-8 метрів від осі ПЛ, стати обличчям до ПЛ, тримаючи прилад перед собою перпендикулярно осі ПЛ, при цьому руки оператора повинні бути розташовані в районі органів управління приладу.

Далі встановлюється необхідний режим чутливості, при якому стрілка приладу «не зашкалює». Показання приладу і режим чутливості слід запам'ятати, такі ж вимірювання проводяться поблизу інших ПЛ, що виходять с території ПС. Пошкоджена ПЛ визначається по максимальному з усіх вимірів показань приладу. Після визначення пошкодженої ПЛ вимірювання проводяться в місцях розгалужень цієї ПЛ. Показання на пошкодженому відгалуженні значно більше, ніж на непошкодженому. Для визначення місця пошкодження на пошкодженому відгалуженні проводиться послідовне вимірювання вздовж цього відгалуження. Перехід через місце пошкодження визначається по різкому зниженню показань приладу.

Більш сучасні пристрої крім величини магнітного поля показують його напрям, вимірюючи його значення за двома датчиками, що розташовані під кутом 90 градусів. До такого способу пошуку відноситься пристрій «Вектор» [11,12].

У статті [13] описані способи пошуку місця ОЗЗ в повітряних розподільних мережах напругою 6-35 кВ і відповідні застарілі та сучасні прилади, наведено їх переваги та недоліки. Як резюме, автори рекомендують застосовувати для пошуку місць ОЗЗ сучасний прилад «Вектор», який дозволяє автоматично на основі спектрального аналізу електромагнітного поля ПЛ визначити наявність в ній ОЗЗ і за допомогою обертової стрілки на дисплеї вказати напрямок руху до місця замикання (див. рис. 1.9). Відповідно недоліком цього приладу є те, що від є топографічним приладом і, передбачає пересування вздовж траси ПЛ персоналу ОВБ.

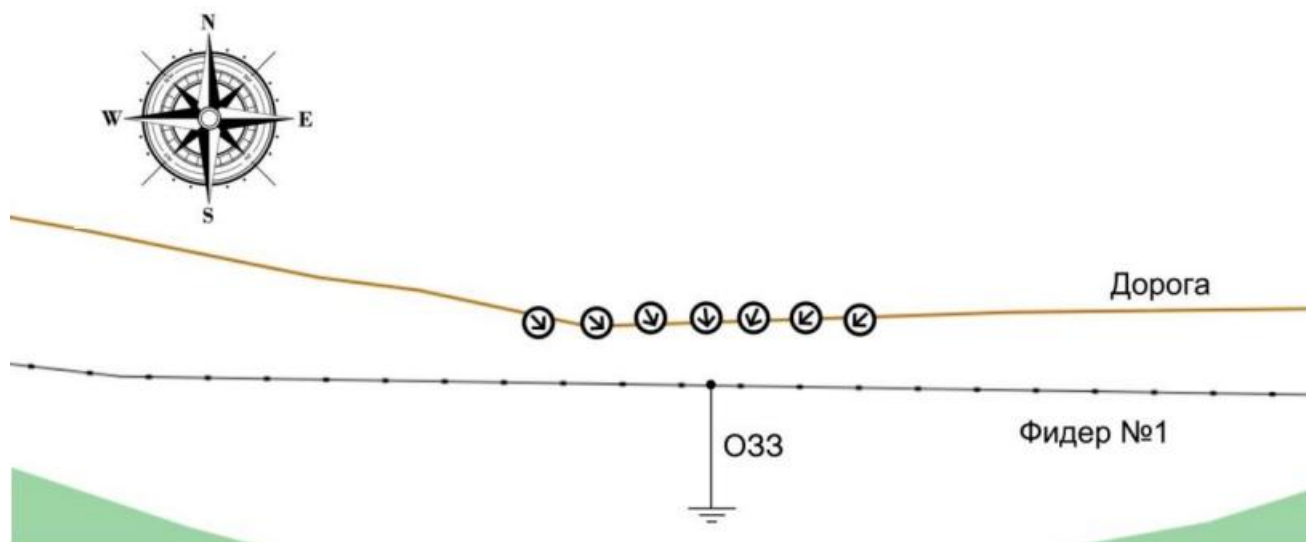


Рис. 1.9. Зміна показів приладу «Вектор» при русі по дорозі
здовж траси ПЛ з ОЗЗ

В деяких випадках протяжність розгалуженої мережі 6-35кВ може досягати 100км, при чому ЛЕП може проходити по місцевості де пересування на транспорті ускладнене (лісова місцевість, відсутність доріг). Тому процес пошуку місця ОЗЗ може затягтись на декілька діб, та буде потребувати значних трудовитрат.

Недоліки цього способу визначення місця замикання:

- значні трудовитрати,
- великі витрати часу.

1.2.2 Фіксатор короткого замикання

Фіксатор короткого замикання має запатентований принцип дії [14] (див. рис. 1.10,а). Він встановлюється лише на опорах відгалуження ПЛ. Має GSM канал зв'язку з диспетчерським пунктом. Живлення здійснюється від акумулятора, що заряджається від фотоелемента.

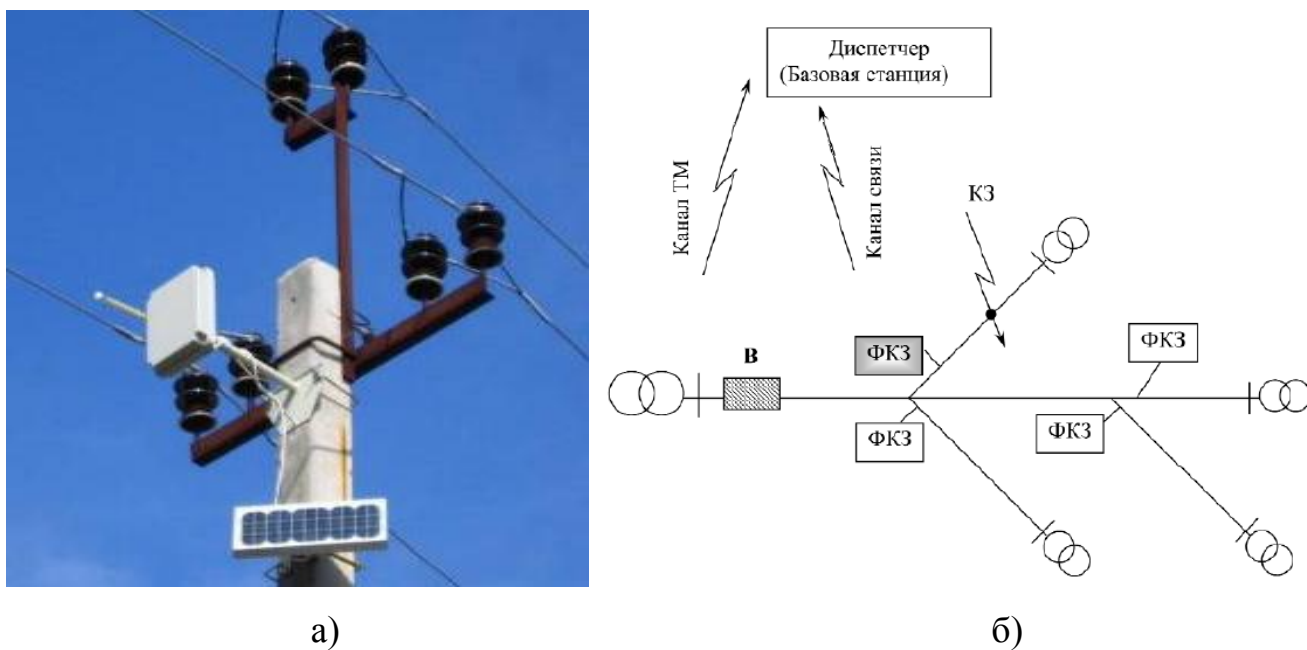


Рис. 1.10. Фіксатор короткого замикання

Даний пристрій може фіксувати лише наявність великого струму в мережі, що визваний струмами міжфазного замикання. Тому для визначення місці ОЗЗ на території підстанції мають бути встановлені два допоміжних вимикача, приєднаних до фаз А і С. Для керування вимикачами використовується покази вольтметрів (див. рис. 1.6) або три реле мінімальної напруги, що включені паралельно ним та заведені до диспетчерського пункту, та реле напруги нульової послідовності (див. рис. 1.6).

Під час замикання однієї з фаз на землю спрацьовує реле напруги нульової послідовності, подаючи по каналу телемеханіки сигнал на диспетчерський пункт. За сигналом диспетчера включається допоміжний заземлюючий вимикач непошкодженої фази А чи С. Утворюється двофазне коротке замикання в різних точках мережі, спрацьовує релейний захист і вимикає допоміжний вимикач і пошкоджену лінію. Під час штучного короткого замикання (КЗ) фіксатор визначає пошкоджену відпайку, передаючи сигнал про своє спрацювання. Для підвищення надійності роботи системи сигнал дублюється 3-4 рази [15,16]. В подальшому опорі на якій відбулося ОЗЗ потрібно визначати «традиційним» способом.

Перевагою даного методу визначення місця ОЗЗ є те, що встановлення фіксаторів дозволяє звузити зону пошуку пошкодження до відгалуження ЛЕП.

Недоліки даного способу:

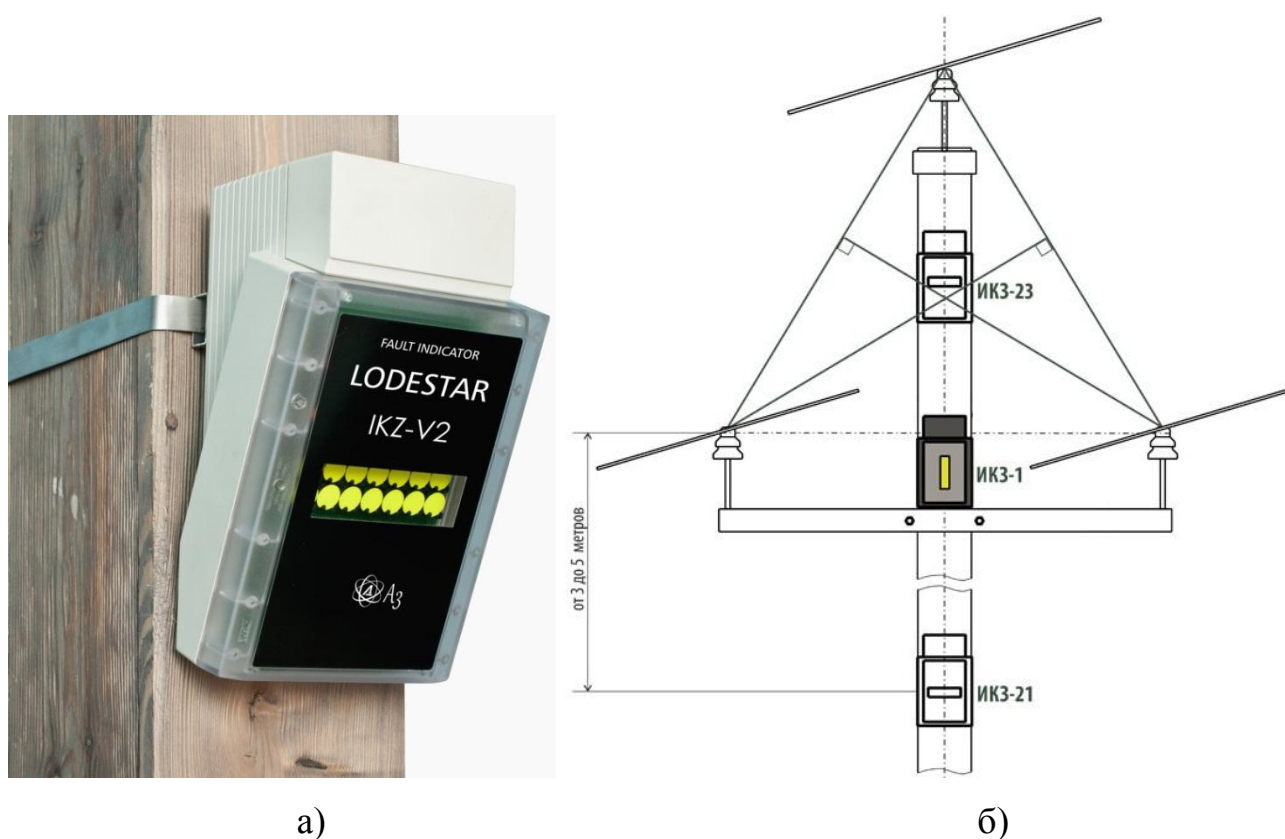
- додаткове встановлення на ПС по два однофазні вимикачі зі своїми приводами та релейним захистом;
- для визначення ОЗЗ необхідно створювати двофазне КЗ, тому обладнання буде знаходитись під дією надвеликих струмів, що зменшує його комутаційний ресурс;
- значна ціна фіксаторів;
- місце ОЗЗ визначається з точністю до відпайки, доведеться все одно проходити частину мережі з приладами аналізу електромагнітного поля;
- пристрій використовує для живлення сонячне світло та акумулятор, а отже потребує обслуговування.

1.2.3 Індикатор короткого замикання

Принцип дії індикатора короткого замикання закріплена патентом на корисну модель [17]. Даний пристрій встановлюється на стійці опори ПЛ в строго зазначеному місці (див. рис. 1.11). Живлення приладу може здійснюватися в залежності від модифікації:

- від струмів ємнісного відбору від двох фаз;
- від акумуляторного джерела живлення, що працює до 5 років.

Він може мати механічний або світлодіоди дисплей для візуального контролю наявності замикання підчас обходу.



а) б)
Рис. 1.11. Зовнішній вигляд індикатор короткого замикання та його розміщення

Такий пристрій встановлюється на кожному відгалуженні ПЛ та дозволяє фіксувати лише факт наявності короткого замикання на відгалуженні, а також ОЗЗ, у випадку його переведення у міжфазне замикання закорочуванням непошкодженої фази, що лише звужує зону пошуку до виявленого відгалуження та призводить до протікання великих струмів короткого замикання через електрообладнання електричних мереж. Даний пристрій живиться від акумулятора, який буде потребувати обслуговування.

Даний пристрій має такі ж недоліки як і попередній, зображений на рис. 1.10.

1.2.4 Комплект ІКЗ-33У

Зовнішній вигляд комплекту ІКЗ-33У [18] зображено на рис. 1.12,а. Пристрій складається з трьох індикаторів короткого замикання, що розміщуються на проводах ПЛ (див. рис. 1.12,в) та встановлюється на кожному відгалуженні ПЛ (див. рис. 1.12,б). Вони живляться від акумуляторів, що заряджаються струмом

лінії, через вбудований трансформатор струму, та мають можливість вимірювання струму. В кожен індикатор вбудований модуль бездротового зв'язку, а в головний з трьох пристроїв може бути вбудований (в залежності від модифікації) модуль GSM-зв'язку. За рахунок точного вимірювання струму, швидкого каналу зв'язку між приладами та високою розрахункової потужності мікропроцесору розраховується струм нульової послідовності.

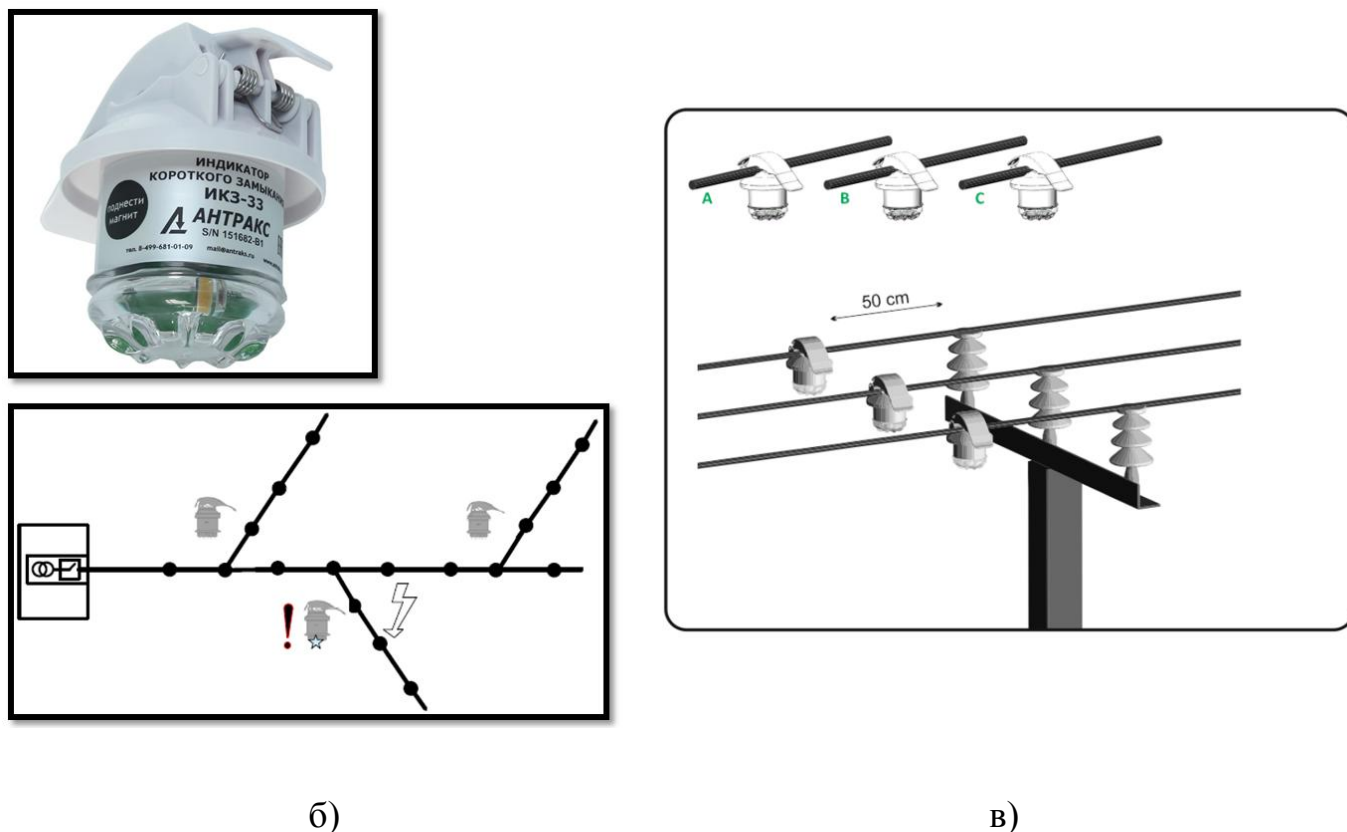


Рис. 1.12. Зовнішній вигляд індикатора (а), його розташування в мережі (б) та розміщення на провідниках ПЛ (в)

Комплект таких пристроїв має велику ціну та дозволяють фіксувати лише факт наявності замикання на землю на відгалуженні, що лише зменшує зону пошуку.

1.2.5 Пристрої фірми «Nortroll As»

Європейські фірми випускають схожі прилади за принципом дії. Серед них можна виокремити продукцію компанії «Nortroll As» [19]. Індикатори короткого замикання «Nortroll LineTroll 111K», «LineTroll 3100K» (див. рис. 1.13)

встановлюється на опорі ПЛ та мають можливість детектування струму замикання, за рахунок виміру амплітуди магнітного поля вздовж ПЛ (за рахунок налагодження порогу спрацювання), та швидкості стрибка струму, за рахунок виміру dB/dt . Струмом детектування ОЗЗ знаходиться в діапазоні 4-50А.

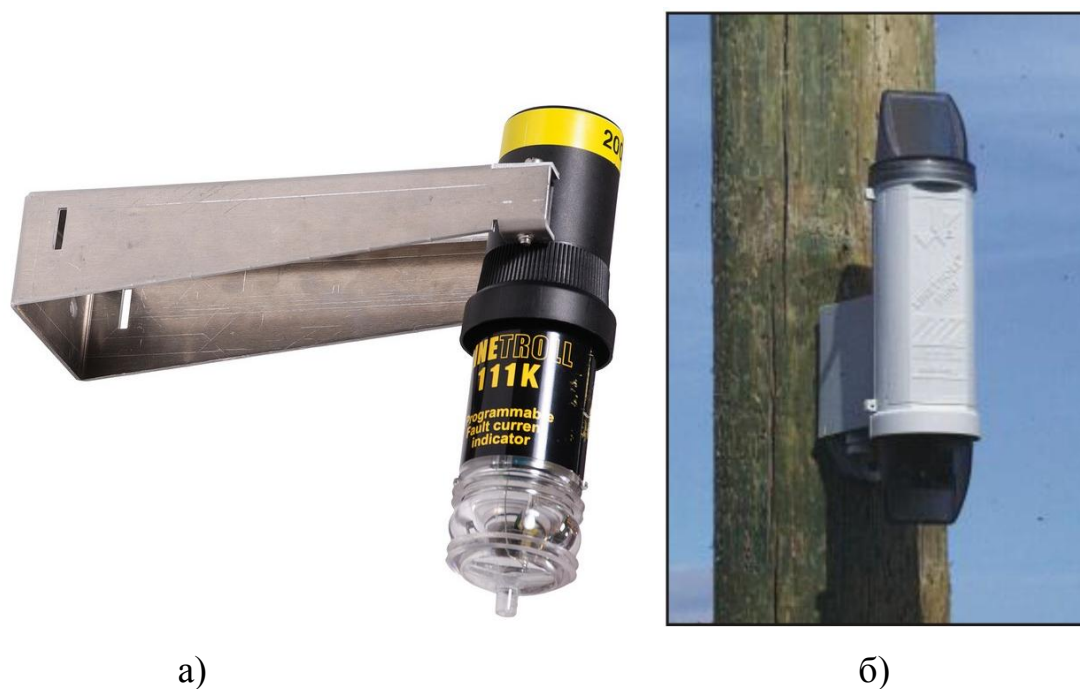


Рис. 1.13. Індикатори короткого замикання «LineTroll 111К» (а) та «LineTroll 3100К» (б)

Усі з вищезазначених пристроїв дозволяють лише звузити зону пошуку до виявленого відгалуження від магістралі ПЛ, а пошкодження повинно бути знайдене «традиційним» способом пошуку під час обходу персоналом ОВБ лінії електропередавання та візуального контролю.

1.3 Аналіз патентних рішень щодо визначення місць пошкодження

В патенті [20] запропоновано метод та систему визначення ділянки ПЛ, на якій виникло ОЗЗ. Дана система запропонована для мереж, що заземлені через високоомний опір. На рис. 1.14,*а* зображено підключення такої системи до мережі на опорі ПЛ. На рис. 1.14,*б* зображено структурну схему такого пристрою.

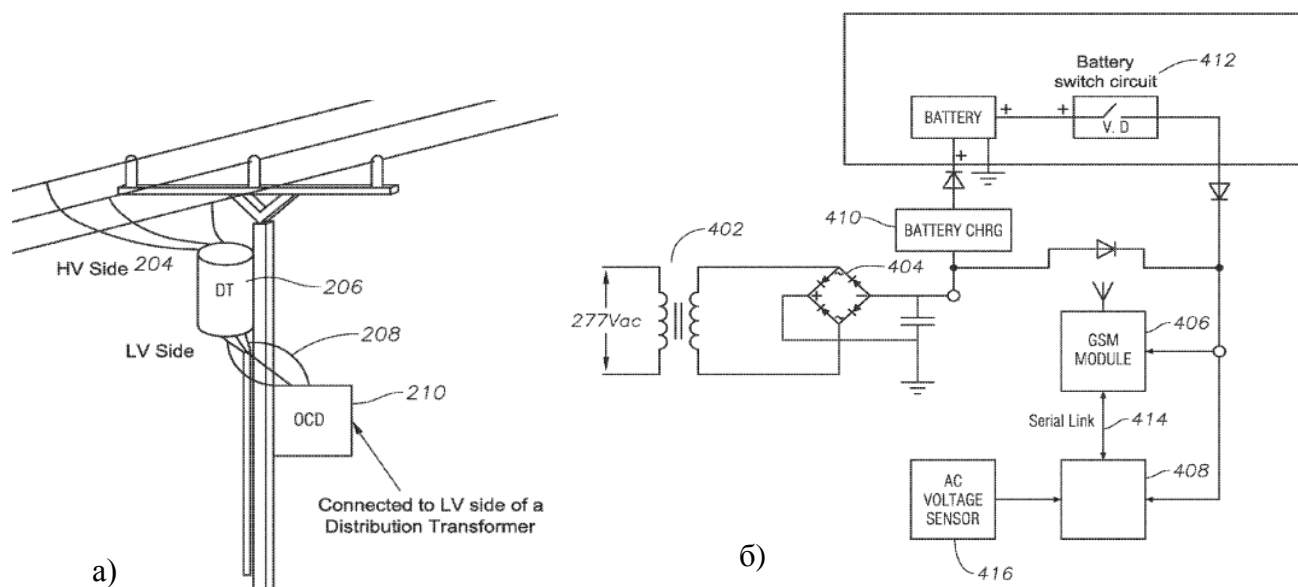


Рис. 1.14. Підключення до мережі системи сигналізації про ОЗЗ на ділянці (а) та структурна схема пристрою (б) з патенту US20140077820A1 [20]

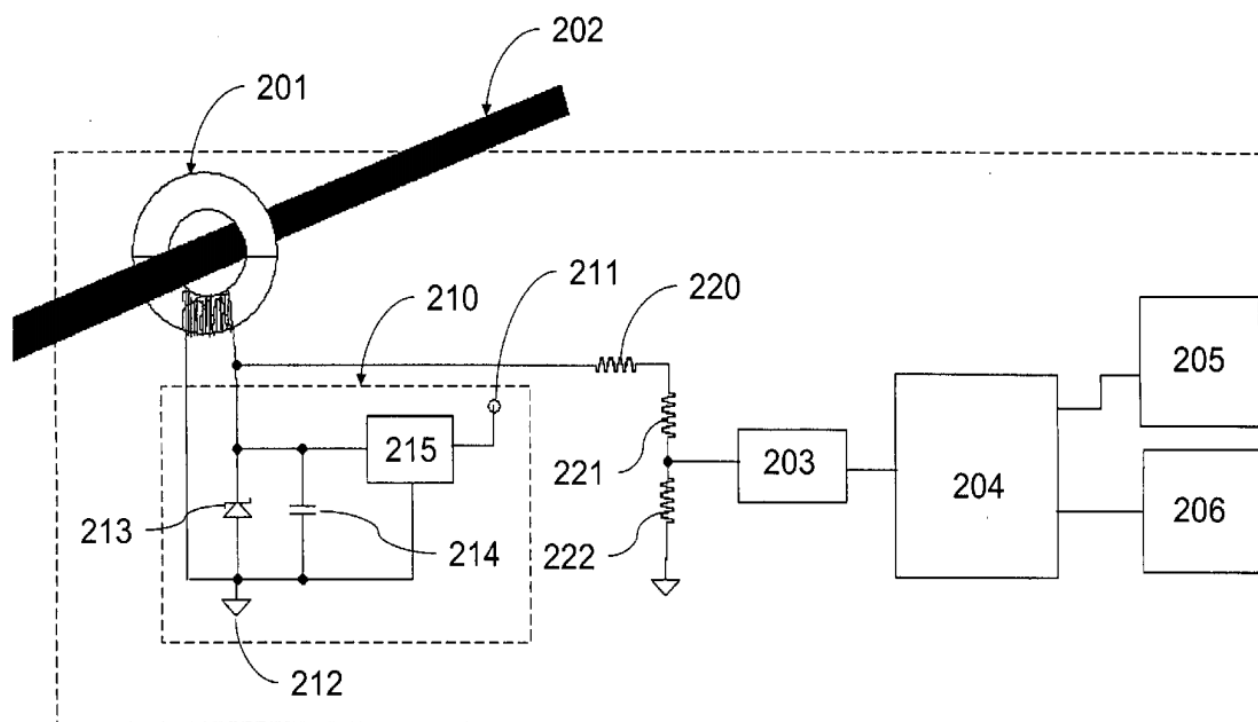
Пристрій в нормальному режимі роботи живиться від лінії електропередач середньої напруги (в нашому випадку, для України, це класи напруги 10-35кВ) та використовує для цього понижуючий трансформатор напруги до 277В. При відключенні лінії живлення пристрою відбувається від вбудованої акумуляторної батареї. При виникненні замикання даний пристрій передає повідомлення через мережу стільникового зв'язку.

Недоліками такої системи є:

- велика собівартість (необхідний знижувальний трифазний трансформатор 10-35кВ/277В),
- визначення місця пошкодження з точністю до ділянки,
- наявність акумуляторної батареї, яка має малий експлуатаційний ресурс та потребує обслуговування, та вразлива до низьких температур.

В патенті [21] запропоновано метод та систему визначення ділянки ПЛ, на якій виникло ОЗЗ. За даним підходом в електричній мережі має встановлюватися спеціальний пристрій (див. рис.1.15), що підключається до провідника мережі через трансформатор струму. Така схема пристрою моніторингу дозволяє житися від провідника та детектувати струми великих значень в провідниках

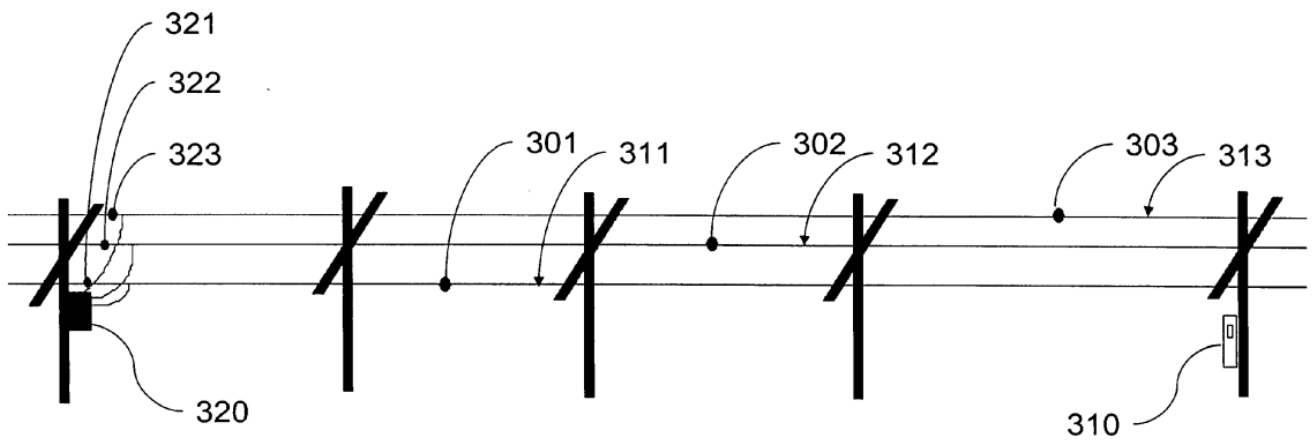
мережі, що характерні для електричних мереж, що заземлені через високоомний опір. Передбачається, що пристрій може мати радіопередавачі WiFi, або Zigbee.



201 – sensor, 202 electric power line, 203 – analog-to-digital converter, 204 – processor, 205 – radio transmitter, 206 – timing module, 210 – power supply, 211 – Vcc, 212 – common node, 213 – Zener diode, 214 – capacitor, 215 – voltage regulator, 220-222 – voltage divider

Рис. 1.15. Структура пристрою моніторингу за US 2007/059986 A1 [21]

Такі пристрої мають включатися до мережі за схемою рис. 1.16. Данні мають передаватися від пристрою моніторингу до пристрою по колу (301-302-303) або до ретранслятора (310).



301-303 – monitoring devices, 310 – gateway, 311-313 – electric lines,
320 – electric asset, 321-323 – monitoring devices.

Рис. 1.16. Інфраструктура системи моніторингу за [21]

Недоліками такої системи є визначення місця пошкодження з точністю до ділянки ПЛ, однак це можливо лише за умови великих струмів замикання.

1.4 Аналіз сучасних наукових досліджень щодо пошуку місць пошкоджень в електричних мережах

У роботах [22,23] розглядається проблема визначення відстані до місця ОЗЗ на ПЛ в умовах впливу електромагнітних завад, які створюються залізницею. Автори теоретично та експериментально показали, що частка першої гармоніки в напрузі пошкодженої фази обернено залежить від відстані до місця замикання та запропонували корегувати заміряні значення амплітуди першої гармоніки. Проте така корекція дозволяє зменшити похибку визначення місця пошкодження з 44,4 до 30,9%, що є неприйнятним для практичного застосування.

Також у роботі [24] розглядається проблема ОЗЗ, де наголошується на тому, що ОЗЗ повинні відключатися релейним захистом у найкоротший термін з подальшим АПВ для перевірки на стійкість замикання. В разі успішного повторного включення мережа продовжує працювати. В разі неуспішного включення мережа залишається без живлення. Для пошуку пошкодженої ділянки автори пропонують модернізувати мережу, встановивши на кожній ділянці з обох боків вимикачі потужності та трансформатори струму нульової послідовності.

Данні з усіх трансформаторів струму в мережі мають передаватися на спеціально розроблений пристрій «Альтра», який і визначає пошкоджену ділянку. Схема запропонованої модернізації мережі наведена на рис. 1.17.

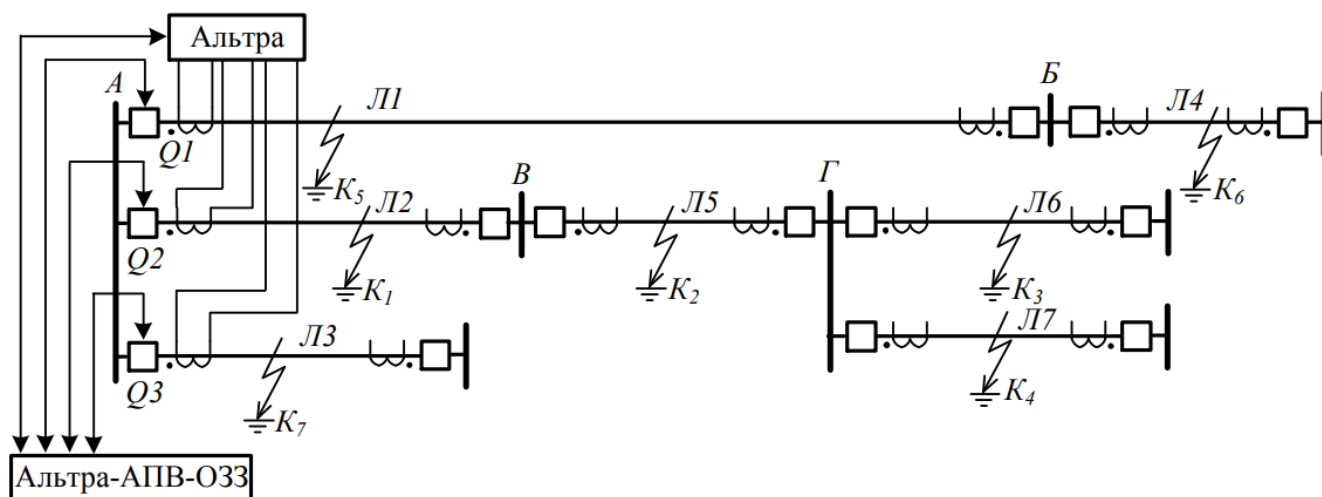


Рис. 1.17. Структурна схема електричної мережі з пристроями «Альтра»

Такі міркування є раціональними, проте тільки для електричних мереж з КЛ електропередавання, оскільки структура електричних мереж з ПЛ має свої особливості і їх знеструмлення буде суттєво погіршувати показники надійності електропостачання споживачів [25,26].

У роботі [27] автори пропонують частотний метод визначення місця ОЗЗ в мережі з ізольованою нейтраллю (див. рис. 1.18,а), який базується на аналізі гармонійного складу струму перехідного процесу при ОЗЗ (див. рис. 1.18,б). Шляхом моделювання у програмному пакеті MATLAB автори показали, що резонансна частота залежить від імпедансу ПЛ до місця замикання (див. рис. 1.18,в), та припустили, що вона буде залежати також і від відстані до ОЗЗ.

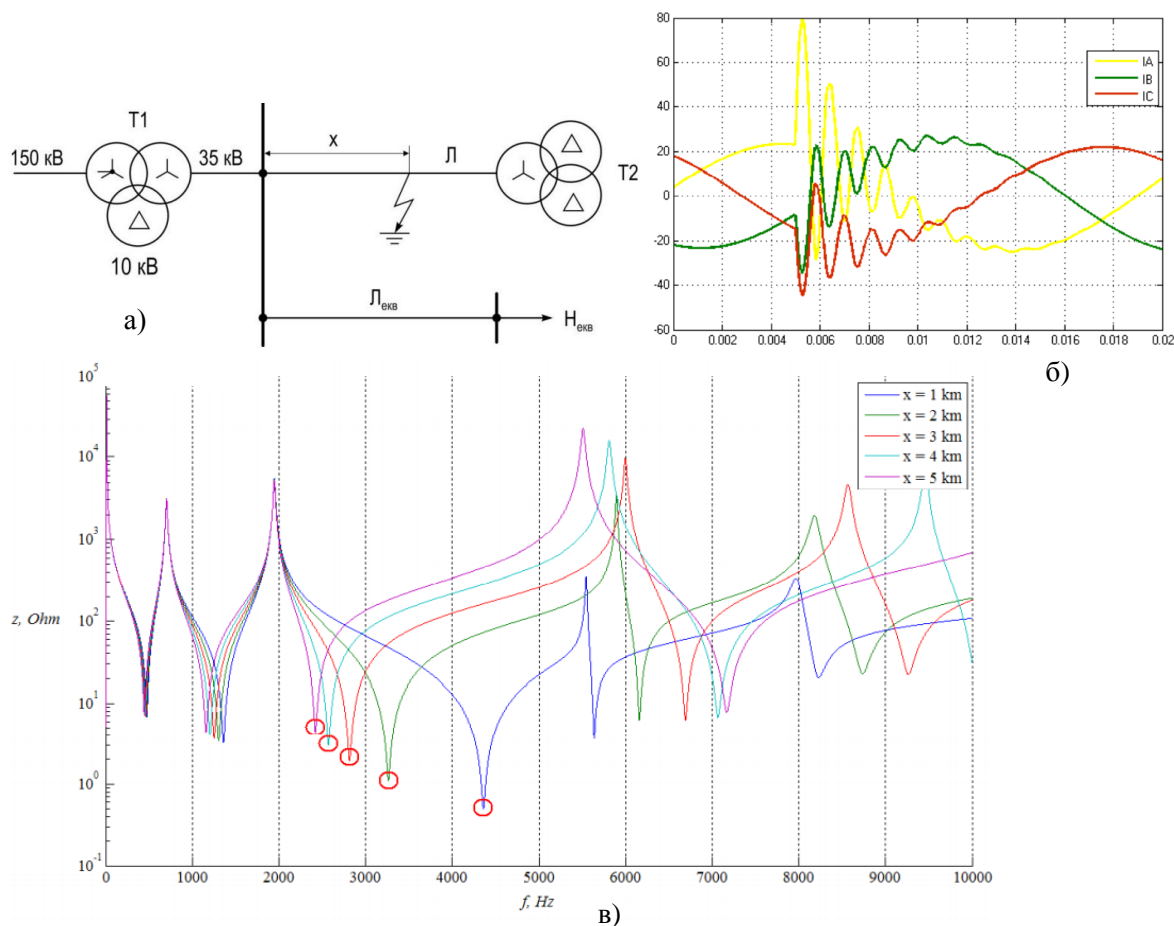


Рис. 1.18. Ілюстрації до частотного методу визначення місця ОЗЗ в мережі з ізольованою нейтраллю, де зміщення резонансної частоти мережі (виділено червоними маркерами) при різній відстані x до місця ОЗЗ

Проте застосування такого методу на практиці є достатньо складним, оскільки кожна ПЛ буде мати у своєму складі унікальні набори перерізів проводів і довжин ділянок. Також переріз проводу буде змінюватися у часі під час експлуатації під дією природно кліматичних факторів, а також його активний опір має певну температурну залежність, що унеможливує застосування цього методу на практиці.

Авторами [28] розроблені методика і алгоритм дистанційного визначення місця пошкодження ПЛ методом стоячих хвиль, а у роботі [29] – методом поширення біжучої хвилі. Дані методи є достатньо ефективним та точним. Проте застосування першого передбачає відключення ПЛ від електричної мережі, що призводить до погіршення показників надійності електропостачання споживачів,

а другий дає прийнятні результати тільки на ПЛ без відгалужень. Вищезазначене не дає можливості застосовувати такі методи у розгалужених електричних мережах із ПЛ 6-10кВ.

У роботі [30] автори проаналізували наявні типи пристроїв захисту від ОЗЗ в мережах з малими струмами замикання на землю та виділили типи їх недоліків – це неселективна робота захисту, проблеми з пошуком пошкодженого приєднання, хибне спрацьовування при дугових замиканнях та інші. Для вирішення зазначених проблем вони запропонували розробити пристрій, принцип дії якого не буде пов'язаний з використанням трансформаторних фільтрів струмів нульової послідовності, а буде базуватися на застосуванні алгоритмів вейвлет-аналізу виділення гармонійних складових струму і напруги мережі. Проте суть алгоритму практичного використання вейвлет-аналізу у роботі не розкривається взагалі.

У статті [31] представлений метод визначення місця пошкодження за усталеним значенням фазної напруги у пошкодженій фазі, отримана залежність зазначеної напруги від відстані до місця замикання. Також розглянуто вплив перехідного опору в місці пошкодження на визначення відстані до місця ОЗЗ однофазного замикання. Застосування цього методу для розгалужених електричних мереж є сумнівним, оскільки він передбачає вимірювання фазної напруги в момент замикання як на початку ПЛ, так і в її кінці. Вищезазначене вказує на те, що така ПЛ потребує онлайн моніторингу напруг в усіх вузлах електричної мережі.

У роботі [32] виконано огляд і аналіз існуючих методів і алгоритмів визначення відстані до місця ОЗЗ в мережах 6-35 кВ з використанням параметрів аварійного режиму. Розглянуто способи підвищення точності визначення відстані до місця однофазного за замикання на землю. Стисло описані основні перспективні методи і алгоритми, що вже використовуються та будуть використовуватися в мікропроцесорних пристроях захисту і автоматики. Проте розглянуті методи дуже важко реалізувати для сильнорозгалужених електричних мереж з ПЛ, які використовуються на практиці в операторів систем розподілу на класах напруги 6-10кВ.

У роботі [33] в запропонована методика визначення пошкодження в мережі з резонансним заземленням нейтралі, яка базується на цілеспрямованому зміщенні нейтралі мережі задля подальшого визначення співвідношення між початковим перехідним струмом нульової послідовності та фазовою напругою у пошкодженій фазі на шинах живильної підстанції. У роботі [34] автори описують свої дослідження імпедансу до місця пошкодження в електричній мережі (див. рис. 1.19,а) у частотній області (див. рис. 1.19,б). Ефективність методу перевіряється коефіцієнтом кореляції та середньоквадратичною похибкою. Пропонується саме за імпедансом визначати місце пошкодження.

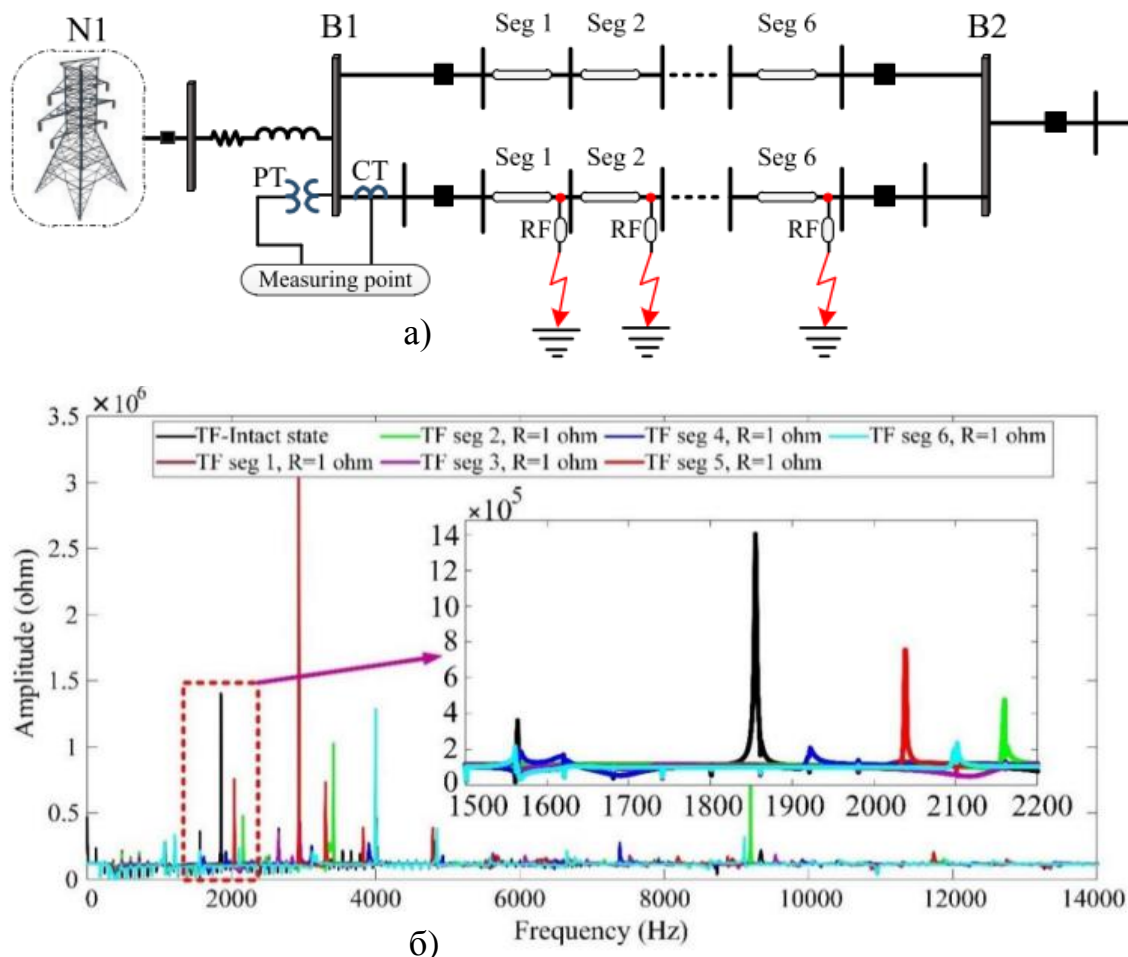


Рис. 1.19. Структура електричної мережі з ОЗЗ (а) та частотна характеристика імпедансу в залежності від місця пошкодження

Проте спільними недоліками вищезазначених методик є те, що їх точність напряму залежить від точності вимірювальних трансформаторів струму та

напруги, які встановлені на підстанції, а додатковим недоліком другої методики є те, що на величину імпедансу достатньо сильно буде впливати електрична дуга у місці пошкодження.

У роботі [35] пропонується метод виявлення несправностей, який базується на аналізі енергії перехідного струму нульової послідовності у вибраній смузі частот. Еквівалентний імпеданс розподільчої мережі з бічними гілками вивчається за допомогою еквівалентної мережі та аналізуються фазочастотні характеристики еквівалентного імпедансу. Встановлено, що на пошкодженій ділянці буде спостерігатися максимум. Недоліком цього методу є те, що він також дозволяє визначити тільки пошкоджену ділянку, а не місце пошкодження.

У роботі [36] для організації виявлення пошкоджень на ПЛ та їх селективного відключення запропоновано використовувати штучні нейронні мережі, які також дозволяють класифікувати вид пошкодження, а у роботах [37-39] для тих же задач пропонується нова схема захисту, яка фіксує початковий момент пошкодження та симетричні складові струму та напруги нульової послідовності. Проте їх використання обмежене тільки виявленням пошкодженого фідера, а не самого місця пошкодження.

У роботі [40] також піднімається питання вирішення проблем, які виникають у мережах з ізольованою нейтраллю. Автори встановили, що на перехідний струм ОЗЗ сильно впливає електрична дуга у місці пошкодження. Для її гасіння автори запропонували застосовувати так зване «гнучке заземлення» нейтралі. Проте у роботі взагалі не розглядається питання визначення самого місця пошкодження.

1.5 Висновки за розділом

1. Проаналізовано існуючі шляхи пошуку місць ОЗЗ, що використовуються на практиці, та встановлено, що вони дозволяють лише звужити зону пошуку до окремого відгалуження та не дозволяють визначити точне місце та тип пошкодження.

2. Аналіз наукових публікацій та патентів, що пов'язані з вирішенням проблеми пошуку ОЗЗ показав, що дана проблема є недостатньо вирішеною, оскільки підходи, які пропонуються авторами цих робіт, є достатньо складними та не враховують другорядних факторів, які впливають на точність визначення місця ОЗЗ. Технічні засоби, що їх реалізують, є дорогими та самі потребують значних експлуатаційних витрат.

3. З вище зазначеного випливає, що розробка інноваційних шляхів підвищення точності та швидкості ідентифікації місць ОЗЗ є актуальною задачею, яка потребує вирішення.

2 ІННОВАЦІЙНИЙ СПОСІБ ІДЕНТИФІКАЦІЇ МІСЦЯ ОДНОФАЗНОГО ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ

2.1 Оцінка впливу пошкоджень в різних елементах електричних мереж 10кВ операторів систем розподілу на показники надійності електропостачання

Під час експлуатації електричних мереж енергокомпанії, які займаються розподілом електричної енергії по мережам 0,38-150кВ, у відповідності до [41] зобов'язані збирати інформацію про виявлені дефекти та пошкодження у елементах електричних мереж 0,38-20кВ. Не виключенням є енергорозподільна компанія ПАТ «Чернігівобленерго», в кожному із районів електричних мереж (РЕМ) якої налагоджена така робота.

Інформація по виявленим дефектам у 21 РЕМ збирається обслуговуючим персоналом під час періодичних і позачергових оглядів та заноситься до так званих листків огляду з подальшою систематизацією по структурному підрозділу у журналі дефектів.

Для дослідження розподілу пошкоджень по видам та їх впливу на показники надійності електропостачання споживачів отримана ретроспективна інформація із РЕМ ПАТ «Чернігівобленерго» за 2012-2017 роки (див. табл. А.1–А.6 у додатку А.1). Зазначена інформація була оброблена із розбивкою на найбільш масові види пошкоджень:

- пошкодження штирьової ізоляції;
- обрив проводу (або в'язки проводу до ізолятора);
- пробій вентильного розрядника;
- інші причини;
- не виявлено (пошкодження самоусунулося після автоматичного повторного включення (АПВ) та ручного включення (РПВ)).

До інших причин віднесені поодинокі знеструмлення електричної мережі із-за:

- падіння опор;
- пошкодження траверси;
- пошкодження трансформаторів струму;
- пошкодження кабельних вставок;
- пошкодження силового трансформатора на ТП 10/0,4кВ;
- пошкоджень в абонентській мережі;
- птахів та диких тварин.

Оскільки на балансі деяких РЕМ (Ніжинський, Прилуцький) є значна кількість КЛ, що проходять по містах, то під час аналізу ретроспективної інформації вони були виключені з розгляду.

Аналізуючи ретроспективну інформацію по однофазним замиканням на землю по ПАТ «Чернігівобленерго» за 2012-2017 роки (див. табл. А.1-А.6)) можна отримати розподіл середнього значення недовідпуску із-за річних причин за роки спостереження (див. рис. 2.1) [42].

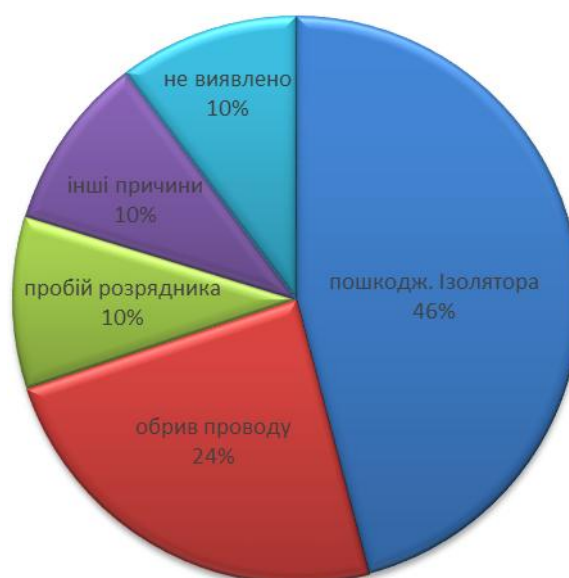


Рис. 2.1. Розподіл середнього значення недовідпуску електроенергії із-за річних причин за роки спостереження

З рис. 2.1 видно, що найбільші значення недовідпуску електричної енергії споживачам спостерігалися із-за:

- пошкодження фазної штирової ізоляції – 46% (або 21,3 МВт·год/рік);
- та обривів проводу – 24% (або 11,1 МВт·год/рік).

Тобто з рис. 2.1 випливає, що найбільш проблемним місцем в розподільних електричних мережах є штирова ізоляція.

З вищезазначеного та табл. А.1-А.6 можна отримати розподіл пошкоджень ізоляторів по районах електричних мереж (див. табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Розподіл пошкоджень ізоляторів по районах електричних мереж ПАТ
«Чернігівобленерго» за 2012-2017 роки

Назва РЕМ	Відсоток пошкодження ізоляторів від загальної сукупності по РЕМ за рік, %					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	2	3	4	5	6	7
Бахмацький	37.5	66.7	57.1	50.0	12.5	46.2
Бобровицький	83.3	66.7	42.9	57.1	42.9	33.3
Борзнянський	20.7	30.0	25.0	63.6	41.7	77.8
Варвинський	80.0	66.7	100.0	71.4	83.3	66.7
Городнянський	66.7	66.7	57.1	71.4	71.4	36.4
Ічнянський	45.5	50.0	55.6	50.0	55.6	40.0
Козелецький	50.0	57.1	37.5	71.4	50.0	44.4
Коропський	33.3	57.1	57.1	50.0	50.0	57.1
Корюківський	53.8	57.1	50.0	45.5	53.3	20.0
Куликівський	57.1	40.0	60.0	42.9	50.0	57.1
Менський	57.1	35.7	50.0	60.0	44.4	45.5
Н-Сіверський	66.7	50.0	42.9	50.0	37.5	55.6
Ніжинський	42.9	50.0	28.6	28.6	25.0	33.3
Носівський	33.3	50.0	0.0	66.7	33.3	37.5
Прилуцький	50.0	16.7	57.1	33.3	45.5	50.0

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7
Ріпкинський	64.3	66.7	63.6	60.0	44.4	55.6
Семенівський	35.3	60.0	16.7	57.1	75.0	36.4
Срібнянський	75.0	60.0	50.0	80.0	60.0	50.0
Талалаївський	50.0	75.0	60.0	60.0	33.3	33.3
Чернігівський	42.9	53.3	41.2	19.4	18.5	33.3
Щорський	50.0	57.1	42.9	33.3	57.1	33.3

З табл. 2.1 видно, що за 2012-2017 роки по усім РЕМ ПАТ «Чернігівобленерго» пошкодження ізоляції в середньому складало 49,8% серед загальної кількості пошкоджень, а його середньоквадратичне відхилення – $\pm 16,3\%$.

З вищезазначеного випливає, що найпроблемнішим місцем в розподільних мережах є ізоляція, що вказує на актуальність дисертаційних досліджень.

Основним технічним показником, який характеризує експлуатаційну надійність електричної мережі та надійність електропостачання споживачів є кількість знеструмлень електричних мереж за рік експлуатації. На рис. 2.2 зображено розподіл загальної кількості знеструмлень, які викликані ОЗЗ в мережах 6-10кВ по РЕМ ПАТ «Чернігівобленерго».

З рис. 2.2 видно, що мінімальна кількість знеструмлень, що викликані ОЗЗ, на один РЕМ ПАТ «Чернігівобленерго» з 2012 по 2017 рік змінювалася у вузькому діапазоні від 4 до 6 відкл/рік, а максимальне значення – в доволі широкому діапазоні від 15 до 36 відкл/рік. Середнє значення кількості знеструмлень за всіма РЕМ ПАТ «Чернігівобленерго» є більш стабільним в часі та знаходиться в діапазоні від 7,4 до 9,9 відкл/рік.

За отриманими показниками можна стверджувати, що електричні мережі відпрацювали свій нормативний термін експлуатації та потребують реконструкції, а подекуди і повної заміни [41].

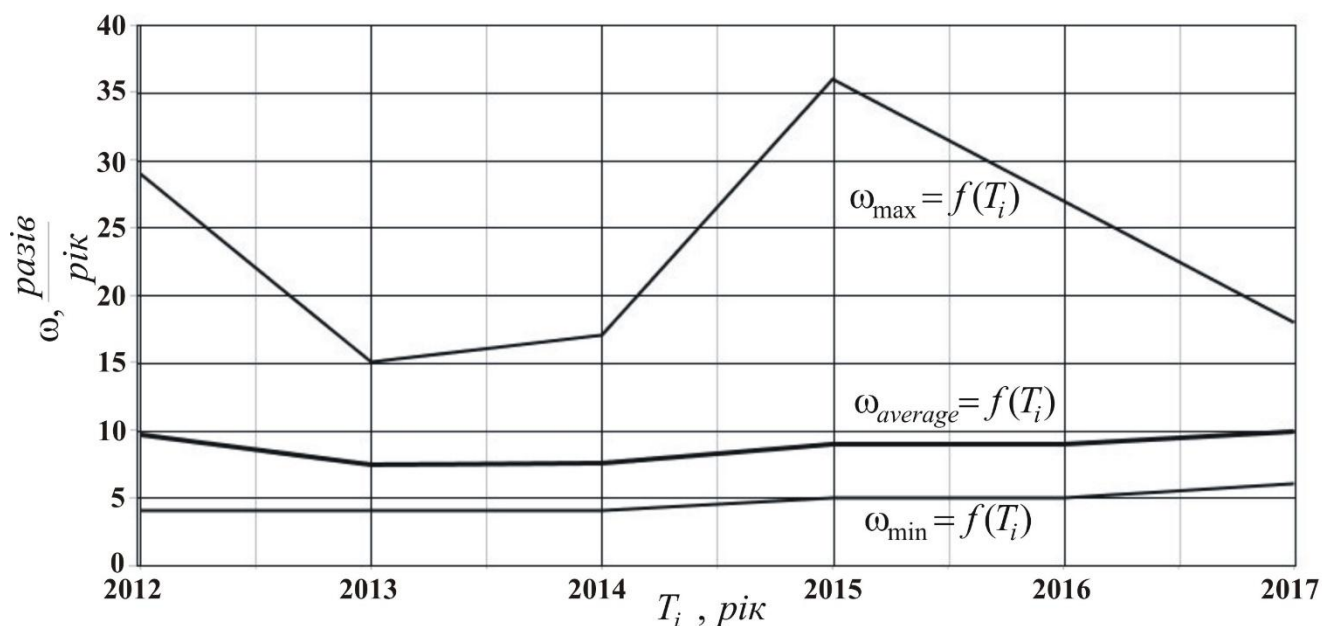


Рис.2.2. Розподіл загальної кількості знеструмлень, які викликані ОЗЗ по РЕМ ПАТ «Чернігівобленерго»

Як відомо кількість знеструмлень в розподільних мережах пов'язана з їх довжиною, а саме зі збільшенням довжини зростає кількість пошкоджень [43,44]. Оскільки на балансі кожного РЕМ ПАТ «Чернігівобленерго» знаходиться різна довжина ПЛ 6-10 кВ, то для якісного аналізу статистичної інформації побудовано залежність кількості знеструмлень, які віднесені до сумарної довжини ПЛ 6-10кВ по кожному з РЕМ (див. рис 2.3).

З рис. 2.3 видно, що середнє питоме значення кількості знеструмлень через ОЗЗ по мережах розподільній компанії ПАТ «Чернігівобленерго» є майже стабільним та знаходиться в діапазоні 0,013-0,017 разів/(рік·км). Найкращі показники по питомій кількості відключень, що викликані пошкодженнями під час ОЗЗ, мають Козелецький, Прилуцький, Н.Сіверський, Ніжинський та Бахмацький РЕМ (біля 0,01 разів//((рік·км)), а найгірші – Чернігівський, Срібнянський, Борзнянський та Варвинський (біля 0,022 разів//((рік·км)). Тобто найгірший показник перевищує найкращий у 2,2 рази.

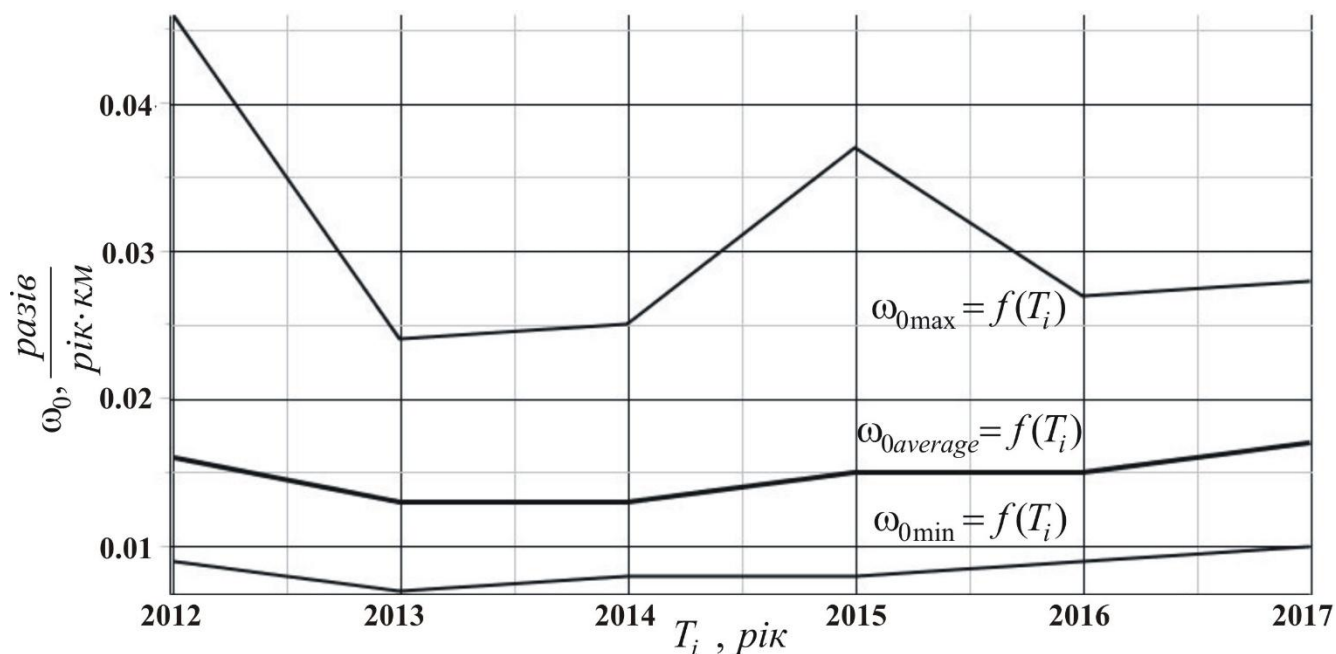


Рис.2.3. Розподіл загальної кількості знеструмлень, що віднесені до 1км ПЛ 6-10кВ, які викликані ОЗЗ по РЕМ ПАТ «Чернігівобленерго»

На рис. 2.4 зображено розподіл за видами загальної кількості знеструмлень ПЛ 6-10кВ, які викликані ОЗЗ по усім РЕМ ПАТ «Чернігівобленерго». З рисунка видно, що найбільша кількість знеструмлень, які викликані ОЗЗ, по ПАТ «Чернігівобленерго» припадає на пошкодження штирьової ізоляції повітряних ліній 6-10кВ (в середньому 46,8% від загальної кількості за 6 років).

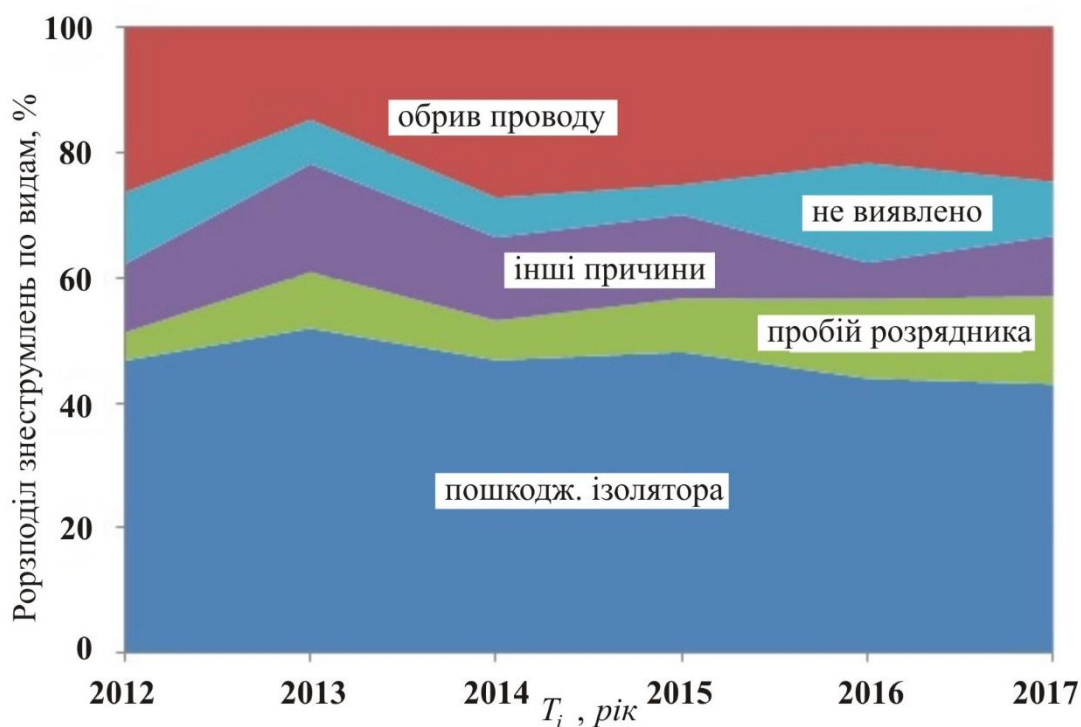


Рис.2.4. Розподіл за видами загальної кількості знеструмлень ПЛ 6-10кВ з 2012 по 2017 роки, які викликані ОЗЗ по усім РЕМ ПАТ «Чернігівобленерго»

Другою основною причиною пошкоджень є обриви проводу та в'язок проводу до ізоляторів ПЛ, яка в середньому призводить до 23,3% знеструмлень. Найменша кількість знеструмлень припадає на пошкодження розрядників, інших другорядних причин (зазначені вище) та невиявлених причин з розподілом 9,2%, 11,7% та 9,0% відповідно (див. рис. 2.5).

Аналіз ретроспективних даних по пошкодженням в різних РЕМ ПАТ «Чернігівобленерго» вказує на те, що найбільша кількість пошкоджень ізоляції від загальної сукупності пошкоджень спостерігається у Варвинському, Срібнянському, Городнянському та Ріпкинському РЕМ (78%, 62,5%, 61,6% та 59,1% відповідно від загальної сукупності пошкоджень), а найменша – Ніжинському, Чернігівському та Носівському РЕМ (34,7%, 34,8% та 36,8% відповідно від загальної сукупності пошкоджень).

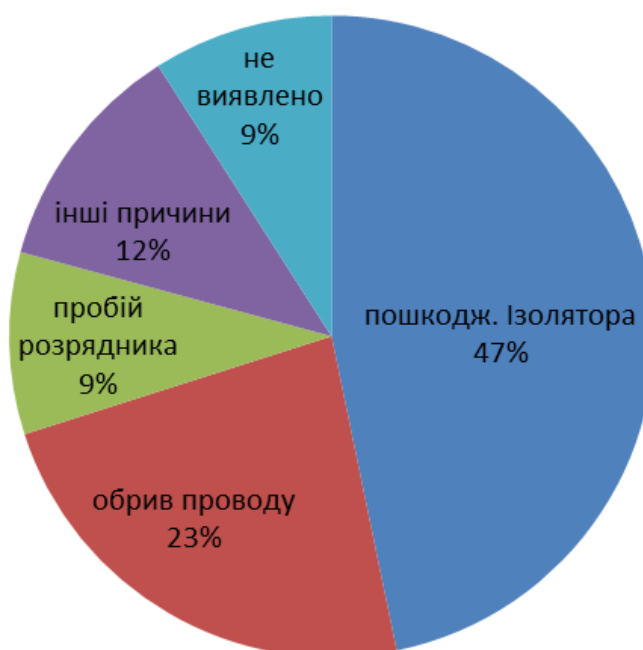


Рис. 2.5. Усереднений за шість років розподіл за видами знеструмлень ПЛ 6-10кВ, які викликані ОЗЗ по ПАТ «Чернігівобленерго»

Згідно з діючих норм середня тривалість пошуку ОЗЗ в мережах 6-10кВ у більшості випадків не повинна перевищувати 2 години [8], проте статистика по ПАТ «Чернігівобленерго» показує, що такі пошкодження можуть шукатися і значно більший час. Подекуди час пошуку може сягати і декількох діб. Це викликано тим, що більшість пошкоджень, пов'язаних із пробоем штирьової ізоляції, після утворення можуть самоусуватися, а потім знову виникати. Тому експлуатаційний персонал не встигає знайти такі пошкодження «традиційними» способами, що використовуються в експлуатації, що погіршує експлуатаційні показники надійності, приводячи, в деяких випадках, до переходу ОЗЗ у міжфазні замикання із подальшим знеструмленням споживачів електричної енергії [45,46].

Інтегральним показником надійності електропостачання споживачів вважається показник недовідпуску електричної енергії [47,48,49], який розраховується за формулою:

$$\Delta W = \bar{P} \cdot \omega \cdot \tau, \quad (2.1)$$

де \bar{P} – середня потужність споживачів, кВт;

ω – частота знеструмлень споживачі, відкл/рік (в нашому випадку стосується знеструмлень, які викликані пошкодженням ПЛ 6-10 кВ під час ОЗЗ);

τ – середня тривалість відновлення електропостачання, годин.

У табл. 2.2 наведено розподіл недовідпуску електричної енергії споживачам за видами пошкоджень ПЛ 6-10 кВ ПАТ «Чернігівобленерго», які викликані ОЗЗ, а у табл. 2.3 – недовідпуск електричної енергії по РЕМ ПАТ «Чернігівобленерго» із-за пошкодження ізоляторів.

Таблиця 2.2

Розподіл недовідпуску електричної енергії по причинах знеструмлення за 2012-2017 роки

Причина пошкодження	Недовідпуск електричної енергії, МВт·год/рік у році						Середньорічний недовідпуск електричної енергії	
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	МВт·год/рік	%
Пошкодження ізолятора	23,47	18,44	15,64	25,71	20,51	23,81	21,26	45,9
Обрив проводу	11,95	2,34	10,86	14,10	14,11	13,39	11,12	24,0
Пробій розрядника	1,31	7,80	1,11	3,82	5,66	7,66	4,56	9,8
Інші причини	6,43	5,62	2,81	4,61	4,06	4,31	4,64	10,0
Не виявлено	5,95	1,05	3,00	1,17	12,09	5,23	4,75	10,3

З табл. 2.2 видно, що найбільший середньорічний недовідпуск електричної енергії спостерігається при пошкодженнях штирьової ізоляції ПЛ 6-10 кВ і сягає 45,9% від загального середньорічного недовідпуску, що у іменованих одиницях становить 21,263 МВт·год/рік. Найбільші середньорічні значення недовідпуску електричної енергії спостерігаються по Чернігівському, Корюківському та Ніжинському РЕМ і складають 3,802, 1,925 та 1,465 МВт·год/рік (див. табл. 2.3). Співставляючи дані в табл. 2.3 з сумарними довжинами ПЛ 6-10 кВ по РЕМ можна бачити, що найбільший середньорічний недовідпуск віднесений до 1км

довжини спостерігається у Чернігівському РЕМ – 3,9 кВт·год/рік·км, а найменший у Прилуцькому, Носівському і Бахмацькому – 0,7; 0,8 і 0,8 кВт·год/рік·км відповідно. Це пов'язано з тим, що більшість електричних мереж 6-10кВ у Чернігівському РЕМ збудовані набагато раніше, ніж у Прилуцькому, Носівському і Бахмацькому.

Таблиця 2.3

Недовідпуск електричної енергії по РЕМ з 2012 по 2017 роки через пошкодження ізоляторів

Назва РЕМ	Недовідпуск електричної енергії через пошкодження ізоляторів							
	значення у МВт·год/рік у році						середньорічне значення	
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	МВт·год/рік	%
Бахмацький	0,293	0,43	0,38	1,1	0,5	1,03	0,622	2,9
Бобровицький	1,4	0,82	0,81	1,1	1,11	1,04	1,047	4,9
Борзнянський	0,96	0,73	0,05	1,3	0,98	0,45	0,745	3,5
Варвинський	0,25	0,31	2,10	0,43	0,53	0,39	0,668	3,1
Городнянський	0,972	0,87	0,81	0,89	0,86	1,1	0,917	4,3
Ічнянський	0,67	0,93	0,83	0,64	1,54	1,32	0,988	4,6
Козелецький	1,71	1,5	1,06	1,12	1,74	1,34	1,412	6,6
Коропський	0,23	0,51	0,72	0,21	0,35	1,3	0,553	2,6
Корюківський	3,45	2,1	0,89	1,74	2,57	0,8	1,925	9,1
Куликівський	0,87	0,18	0,27	0,35	0,62	1,1	0,565	2,7
Менський	0,78	3,33	1,43	1,63	0,23	1,2	1,433	6,7
Н-Сіверський	0,78	0,32	0,51	0,45	1,2	1,32	0,763	3,6
Ніжинський	1,27	1,12	0,53	0,14	0,21	5,52	1,465	6,9
Носівський	0,23	0,15	0	1,1	0,2	0,43	0,352	1,7
Прилуцький	0,43	0,1	0,59	0,43	1,34	0,82	0,618	2,9
Ріпкинський	1,03	0,94	1,90	1,43	0,32	0,98	1,100	5,2
Семенівський	1,33	0,57	0,09	0,54	1,22	0,42	0,695	3,3
Срібнянський	0,32	0,45	0,54	0,52	0,34	0,45	0,437	2,1
Талалаївський	0,19	0,42	0,51	0,29	0,94	0,87	0,537	2,5
Чернігівський	5,87	2,12	1,34	9,87	2,29	1,32	3,802	17,9
Щорський	0,43	0,54	0,28	0,43	1,42	0,61	0,618	2,9

Недовідпуски електричної енергії споживачам, які наведені в табл. 2.3, є орієнтовними, оскільки визначаються експлуатаційним персоналом за навантаженням, яке передувало знеструмленню. Проте за час знеструмлення навантаження могло дещо змінитися, відповідно зміниться і недовідпуск електричної енергії. Найбільш правильним підходом щодо визначення недовідпуску електричної енергії є прогнозування графіка навантаження на фідері, який відключається. Один з таких підходів викладений у [50].

В даній час на підстанціях 35-110 кВ ПАТ «Чернігівобленерго» активно запроваджується автоматизована система управління технологічними процесами на базі Micro SCADA фірми ABB, яка після реалізації алгоритму прогнозування дозволить більш точно визначати недовідпуски електричної енергії споживачам.

Тривалість знеструмлення споживачів, викликана ОЗЗ, розрахована за формулою:

$$\theta_{np} = \frac{\Delta W}{P}. \quad (2.2)$$

Розрахунки показують, що середнє значення тривалості одного знеструмлення, яке викликане тільки ОЗЗ, складає біля 1,2 год/(рік·відкл), що суттєво погіршує такий показник надійності електропостачання, як SAIDI [47]. Слід зазначити, що за 2018 рік середнє значення показника SAIDI (який включає тривалості знеструмлень як під час ОЗЗ, так і під час міжфазних замикань) для країн ЄС склало 72,04 хвилини/рік, що значно менше показника для вітчизняних мереж на одне відключення тільки під час ОЗЗ.

З вищезазначеного видно, що для поліпшення надійності електропостачання споживачів у мережах 6-10 кВ ПАТ «Чернігівобленерго» та для доведення показників надійності до величин, що не перевищують регламентовані Національною Комісією, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг [51], необхідно в першу чергу зменшити тривалість

знеструмлень, пов'язаних з пошуком пошкодженої ізоляції під час ОЗЗ. Один з найменш витратних способів, що дозволяє зменшити тривалість таких знеструмлень запропоновано автором та викладено у [52,53].

2.2 Спосіб визначення місця однофазного замикання на землю

Як показано вище найбільший вплив на недовітпуск електричної енергії споживачам має пошкодження штирьової ізоляції в електричних мережах 6-10 кВ. Пошук таких пошкоджень потребує значного часу та зусиль ОВБ, тому є потреба у розробці інноваційного способу, що дозволить визначити місце пошкодження штирьової ізоляції з точністю до опори.

Інноваційний спосіб ідентифікації ОЗЗ базується на використанні пристрою, запропонованого автором у роботах [52]. Пристрій пропонується встановлювати на металевому спуску заземлення траверси кожної опори повітряної лінії (див. рис. 2.6). Електронний вузол пристрою передбачається герметично заповнювати компаундом для забезпечення його вологонепроникності. У нормальному режимі роботи мережі (при відсутності струму ОЗЗ) даний пристрій знаходиться без напруги живлення, що також зменшує ймовірність виходу його з ладу.



Рис. 2.6. Розміщення пристрою ідентифікації місця ОЗЗ в мережі 6-10кВ

У разі виникнення ОЗЗ через штиркову ізоляцію на одній з опор ПЛ струм замикання буде протікати через ізолятор, траверсу та заземлюючий спуск у

землю. Величина цього струму для вітчизняних електричних мереж з ізольованою нейтраллю напругою 6-10кВ знаходиться в межах 0,5 до 20 А. Даний струм також буде протікати через трансформатор струму у запропонованому пристрої, який його ідентифікує і відправить повідомлення через мережу GSM на диспетчерський пункт. Дане повідомлення може бути реалізоване як у вигляді SMS, так і у вигляді повідомлення через Інтернет, за умови наявності підключення GPRS. За повідомленням із запропонованого пристрою визначається місце виникнення ОЗЗ з точністю до опори.

Стільникові оператори в Україні пропонують своїм клієнтам послуги GSM зв'язку з покриттям в 98% від площі всієї країни, при чому карту покриття з вказаним рівнем сигналу можна знайти на сайтах операторів в мережі Інтернет, або зробити запит на її отримання в регіональних представництвах стільникового оператора. Для прикладу на рис. 2.7 представлено карту покриття 2G від стільникового оператора Vodafone на території України [54].

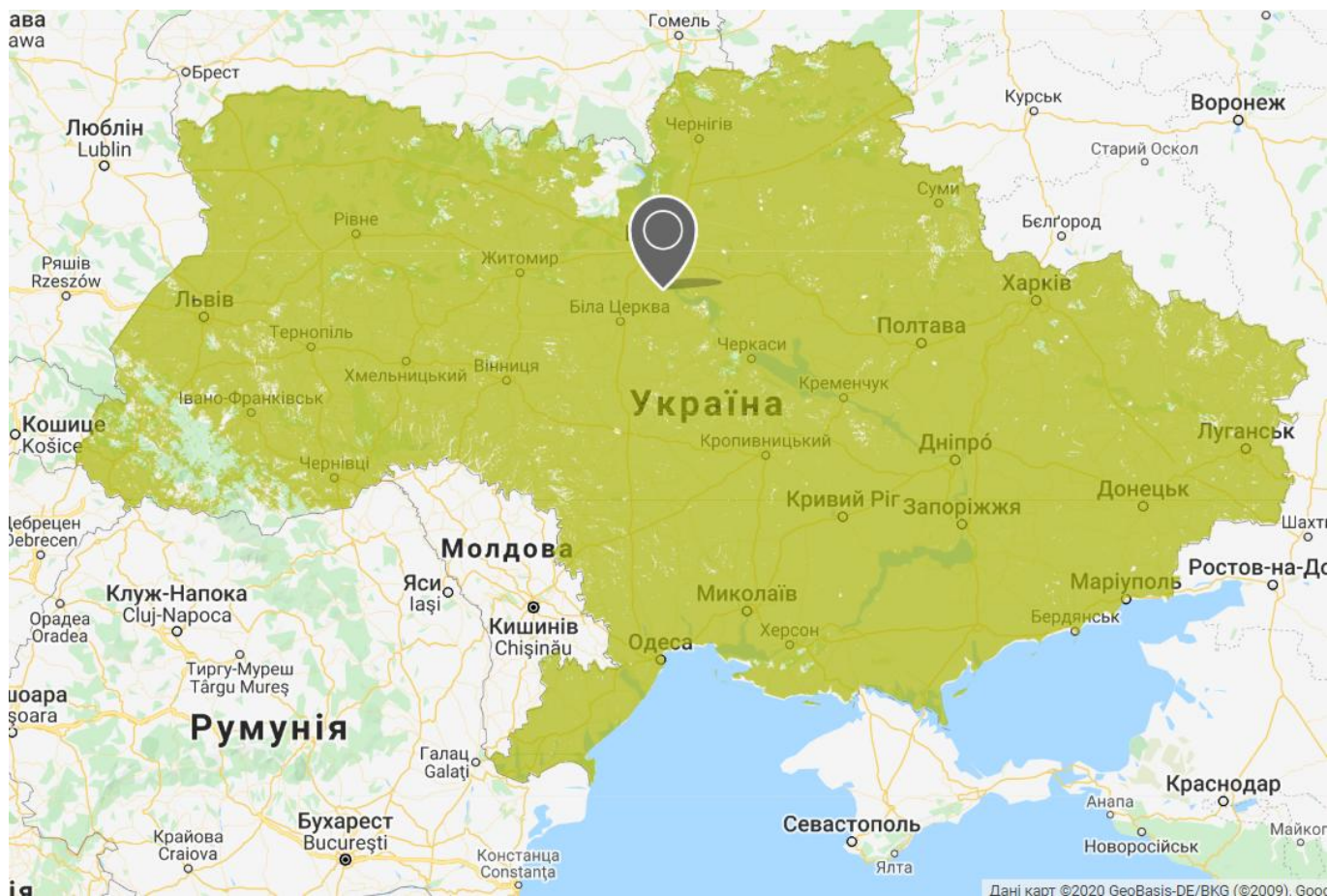


Рис. 2.7. Карта покриття 2G стільникового оператора Vodafone на території України

Я видно з рис. 2.7 проблемних районів в яких відсутнє покриття даного оператора майже не існує. Тому проблем зі зв'язком не виникатиме.

Однак сила сигналу покриття стільникових операторів не однакова в різних районах України. Тому, при встановленні приладу з GSM модулем на певній місцевості, можна підібрати стільникового оператора таким чином, щоб рівня сигналу було достатньо для передачі повідомлення.

2.3 Вибір та обґрунтування джерела живлення

В якості джерела живлення для пристроїв аналізу параметрів повітряних ліній як правило використовують енергію, накопичену в акумуляторі, або енергію сонця, що відбирається з фотоелектричних панелей [15,16].

Акумуляторні джерела живлення мають ряд недоліків, серед яких слід відзначити малий строк служби (біля 5 років) в порівнянні з строком служби повітряної лінії електропередавання. В наслідок цього акумулятори у пристроях будуть самі потребувати обслуговування та періодичної заміни.

Фотоелектричні панелі в даний час мають суттєву вартість та потребують акумулятор для живлення пристроїв в нічній період.

Виходячи з вищезазначеного було сформовано вимоги, яким повинно відповідати джерело живлення пристрою, що буде встановлюватися на кожному опорі ПЛ:

- простота конструкції,
- дешевизна,
- довговічність;
- відсутність необхідності періодичного обслуговування.

Отже пристрій потребує інноваційного підходу для живлення. В якості джерела енергії пропонується використовувати струм ОЗЗ, що протікає крізь пошкоджений штирьовий ізолятор, траверсу, та металевий спуск опори повітряної лінії електропередавання. Відбирати енергію струму можна за допомогою особливого трансформатора струму, який дозволить отримати напруги на своєму виході (вторинній обмотці) більшу за напругу живлення електроніки (приблизно 2,7-5,0 В).

Ефективність такого блоку живлення потребує доведення, для чого потрібна математична модель, що дасть уяву про зв'язок конструктивних параметрів трансформатора та струму замикання на землю (струму у первинній обмотці) з потужністю на виході.

2.4 Математична модель трансформатора для відбору потужності

Згідно з першим рівнянням Максвелла можна записати [55]:

$$\oint Hdl = \sum I, \quad (2.4)$$

де H – напруженість магнітного поля вздовж ліній магнітного поля А/м;
 l – довжина магнітного шляху у магнітопроводі, м;
 I – струм, що зчеплений з контуром, А.

Для тороїдального магнітопроводу із зовнішнім діаметром D , внутрішнім діаметром вікна d та товщиною h , через який можна легко пропустити зв'язок між траверсою опори і її заземлюючим спуском, напруженість магнітного поля можна розрахувати за формулою:

$$H = \frac{w_1 \cdot i_1 - w_2 \cdot i_2}{l_{cp}}, \quad (2.5)$$

де l_{cp} – середня довжина магнітного шляху в магнітопроводі, м;
 i_1, i_2 – струм у первинній та вторинній обмотках, А;
 w_1, w_2 – кількість витків у первинній та вторинній обмотках.

Величина магнітної індукції B в зоні, далекій до насичення, наближено визначається

$$B = \mu \cdot \mu_0 \cdot H, \quad (2.6)$$

де $\mu \neq \text{const}$ – відносна магнітна проникність матеріалу осердя;
 μ_0 – магнітна постійна, $4\pi 10^{-7}$ Гн/м.

За законом електромагнітної індукції Фарадея електрорушійна сила на вторинній обмотці e_2 може бути розрахована за формулою [55]:

$$e_2 = w_2 \frac{d\Phi}{dt}, \quad (2.7)$$

де Φ – магнітний потік, що проходить крізь вторинну обмотку.
 Магнітний потік

$$\Phi = B \cdot S, \quad (2.8)$$

де S – площа перерізу осердя магнітопроводу, м^2 .

За умови синусоїдального струму у первинній обмотці з амплітудою I_m

$$i_1 = I_m \cdot \sin(\omega \cdot t), \quad (2.9)$$

ЕРС на вторинній обмотці буде дорівнювати

$$e_2 = \frac{w_2 \cdot \mu \cdot \mu_0 \cdot S \cdot (w_2 \cdot \frac{d}{dt} i_2(t) - w_1 \cdot I_m \cdot \omega \cdot \cos(\omega \cdot t))}{l_{cp}}. \quad (2.10)$$

Згідно з II законом Кірхгофа при підключенні до вторинної обмотки навантаження

$$R \cdot i_2 = e_2. \quad (2.11)$$

де R – загальний опір електричного кола.

Розв'язавши диференціальне рівняння утворене з формул (2.10) та (2.11) отримаємо

$$i_2(t) = C1 \cdot e^{-\frac{R \cdot l_{cp}}{w_2^2 \cdot \mu \cdot \mu_0 \cdot S} \cdot t} + \frac{I_m S \mu \mu_0 \omega w_1 w_2 (S \mu \mu_0 \omega w_2^2 \sin(\omega t) + R \cdot l_{cp} \cos(\omega t))}{(w_2^2 \mu \mu_0 S)^2 + R^2 l_{cp}^2}, \quad (2.12)$$

де $C1$ – константа, що залежить від початкових умов.

В усталеному режимі

$$i_2(t) = \frac{I_m S \mu \mu_0 \omega w_1 w_2 (S \mu \mu_0 \omega w_2^2 \sin(\omega t) + R \cdot l_{cp} \cos(\omega t))}{(w_2^2 \mu \mu_0 S)^2 + R^2 l_{cp}^2}, \quad (2.13)$$

а діюче значення струму у вторинному колі

$$I_{2rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i_2(t)^2 dt} = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{I_m S \mu \mu_0 \omega w_1 w_2}{\sqrt{(w_2^2 \mu \mu_0 \omega S)^2 + R^2 l_{cp}^2}}. \quad (2.14)$$

Потужність, що буде відбиратися навантаженням можна розрахувати за формулою:

$$P_2 = I_{2rms}^2 \cdot R_n = \frac{1}{2} \cdot \frac{(I_m S \mu \mu_0 \omega w_1 w_2)^2}{(w_2^2 \mu \mu_0 \omega S)^2 + R^2 l_{cp}^2} \cdot R_n, \quad (2.15)$$

де R_n – опір навантаження.

а напруга на виході буде дорівнювати:

$$U_2 = \frac{I_m S \mu \mu_0 \omega w_1 w_2 R}{\sqrt{2(w_2^2 \mu \mu_0 \omega S)^2 + 2R^2 l_{cp}^2}}. \quad (2.16)$$

Однак, отримані формули справедливі лише для ненасиченого стану матеріалу осердя. При збільшенні індукції, понад величину індукції насичення осердя, напруга на виході трансформатору буде несинусоїдальна, а її діюче значення дещо меншим за розрахункове. Однак, така картина буде спостерігатися лише при малому розмагнічуючому струмі I_2 .

Індукція, що створюється в осерді при різному струмі первинної та вторинної обмотки [56]

$$B(t) = \mu \mu_0 I_m w_1 R \frac{S \mu \mu_0 \omega w_2^2 \cos(\omega t) + R \cdot l_{cp} \sin(\omega t)}{(w_2^2 \mu \mu_0 S)^2 + R^2 l_{cp}^2}. \quad (2.17)$$

Найбільш підходящим матеріалом осердя для такого типу трансформаторів є аморфні та нанокристалічні сплави. Прикладом такого матеріалу є ММ-11Н, який має наступні параметри [57]:

- високу індукцію насичення магнітопроводу ($B_s \geq 1,2\text{Тл}$);
- порівняно значну початкову магнітну проникність ($\mu=30000 \div 125000$);
- низьку коерцитивну силу та магнітострикцію;
- низькі втрати (для 50Гц та індукції 1,2Тл – $\Delta p=5 \cdot 10^{-5} \cdot 50^{1.4} \cdot 1.2^2 = 17\text{мВт/кг}$);
- високу температурну стабільність (температура Кюрі $> 605^\circ\text{C}$).

На рис. 2.8 для магнітопроводу МТ03215С-11-0026 з кількістю витків вторинної обмотки 80 та первинної – 1, наведені характеристики напруги, струму та потужності на виході, а також магнітної індукції у магнітопроводі в залежності від навантаження при струмі у первинній обмотці 1,5А.

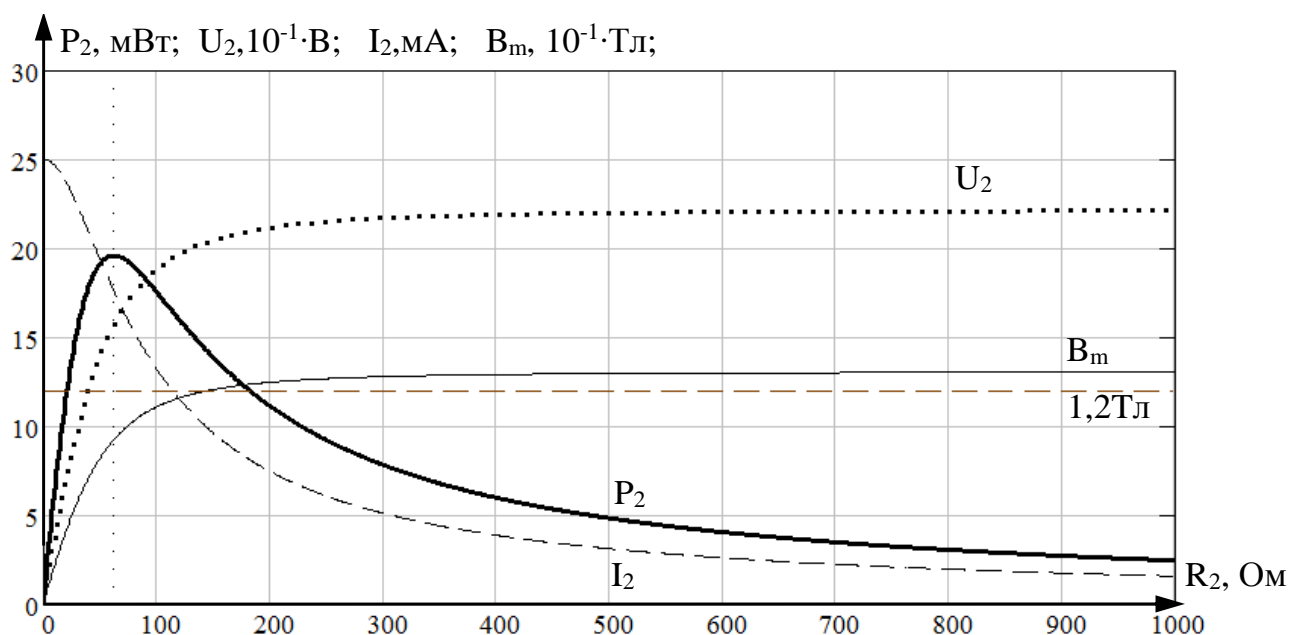


Рис. 2.8. Напруга, струм та потужність на виході трансформатора, а також амплітуда магнітної індукції у магнітопроводі в залежності від навантаження за струму у первинній обмотці 1,5А.

При розрахунках потрібно знати амплітудне значення індукції у магнітопроводі при зміні навантаження. Для цього можна скористатися отриманою формулою:

$$B_m = \sqrt{\frac{2}{T} \int_0^T B(t)^2 dt} = \frac{\mu\mu_0 I_m w_1 R}{\sqrt{(w_2^2 \mu\mu_0 \omega S)^2 + R^2 l_{cp}^2}}. \quad (2.18)$$

Опір вторинного кола R_{\max} при якому настає насичення магнітопроводу за умови індукції насичення B_S

$$R_{\max} = \frac{w_2^2 \mu\mu_0 \omega S B_S}{\sqrt{(\mu\mu_0 I_m w_1)^2 - B_S^2 l_{cp}^2}}. \quad (2.19)$$

Як видно з формули (2.18), насичення виникає, якщо струм первинного кола має достатньо велике значення. Струм, при якому осердя не насичується при будь-якому навантаженні, буде розраховуватися за формулою:

$$I_m \leq \frac{B_S l_{cp}}{\mu\mu_0 w_1}. \quad (2.20)$$

Виходячи з цього можна побудувати залежність напруги на виході трансформатора від струму навантаження (див. рис. 2.9). Де U_0 максимальне миттєве значення напруги за період. На рис. 2.9 також вказані точки в яких магнітопровід насичується. При подальшому зменшенні розмагнічуючого струму I_2 , вихідна напруга буде мати несинусоїдальну форму, але її амплітудне значення буде відповідати графіку. Ця зона позначена пунктиром.

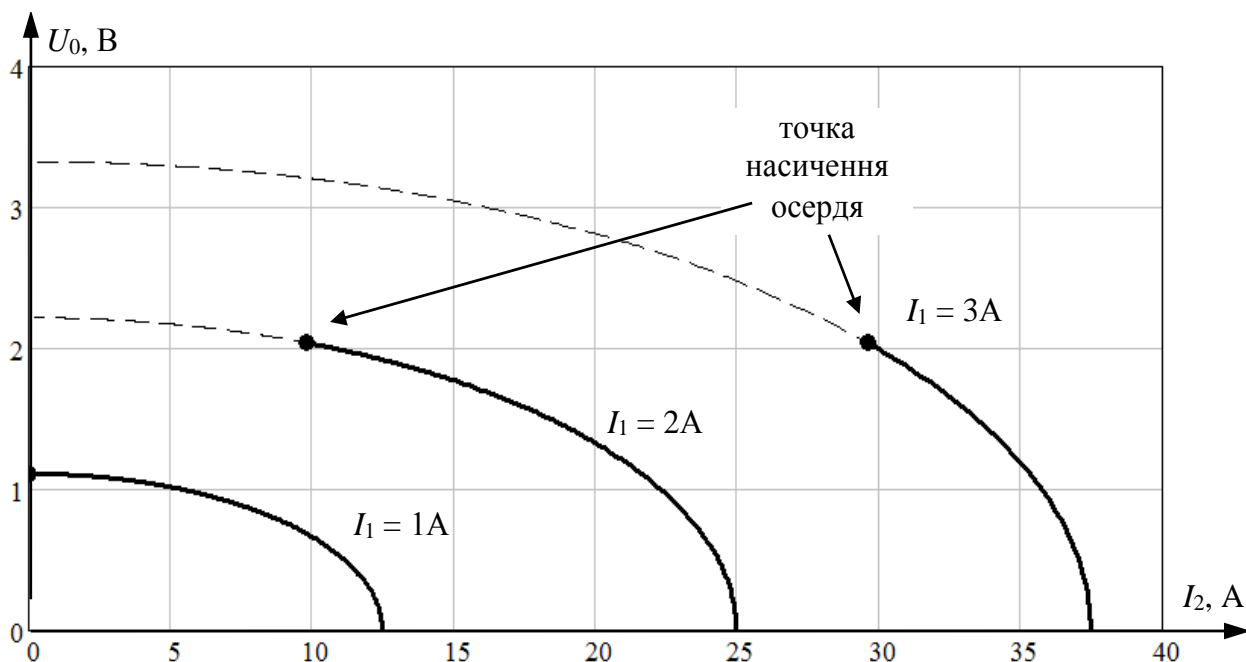


Рис.2.9. Зовнішня характеристика трансформатора при струмі у первинній обмотці 1, 2 та 3А

З рис. 2.9 видно, що за таких параметрів конструкції трансформатора струму при струмах ОЗЗ більших, ніж 2А можна отримати напругу, достатню для живлення електроніки при достатньо великих вихідних струмах. Також слід зазначити, що потужність, яка відбирається від струму замикання, буде залежати від вихідного струму.

На рис. 2.10 наведені залежності потужності, що відбирається від струму замикання 1, 2 та 3 А при вище зазначених параметрах конструкції магнітопроводу. На рис. 2.10 також вказані точки насичення магнітопроводу. Тому при менших значеннях розмагнічуючого струму потужність, що відбирається, буде дещо меншою за розрахункову (див. пунктир на рис. 2.10).

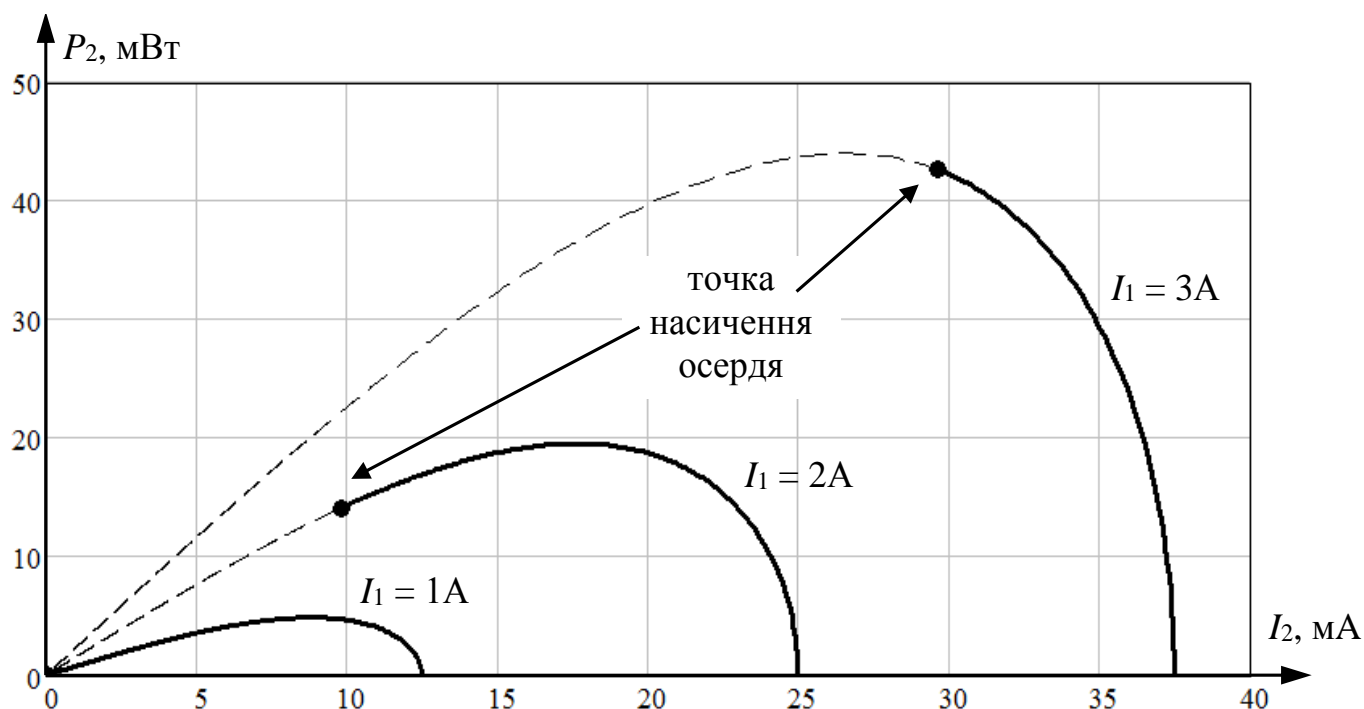


Рис. 2.10. Потужності, що відбирається від струму замикання
(за струмів ОЗЗ 1, 2 та 3 А)

З рис. 2.10 видно, що потужність відбирається від струму ОЗЗ не є постійною, а змінюється в залежності від навантаження та струму в первинній обмотці (струму ОЗЗ). Також слід зазначити, що енергія, яка відбирається, порівняно мала, тому використання такого джерела живлення можливо лише за умови накопичення енергії за деякий час.

2.5 Пропозиції щодо структури пристрою

Запропонована структурна схема приладу для ідентифікації ОЗЗ [58] наведена на рис. 2.11. Вона складається з трансформатора струму (ТС), блоку контролера заряду (БЗ), ємнісного накопичувача енергії (НЕ), ключа ввімкнення живлення (К), блоку живлення (БЖ), мікроконтролера (МК) та GSM-модуля зв'язку.

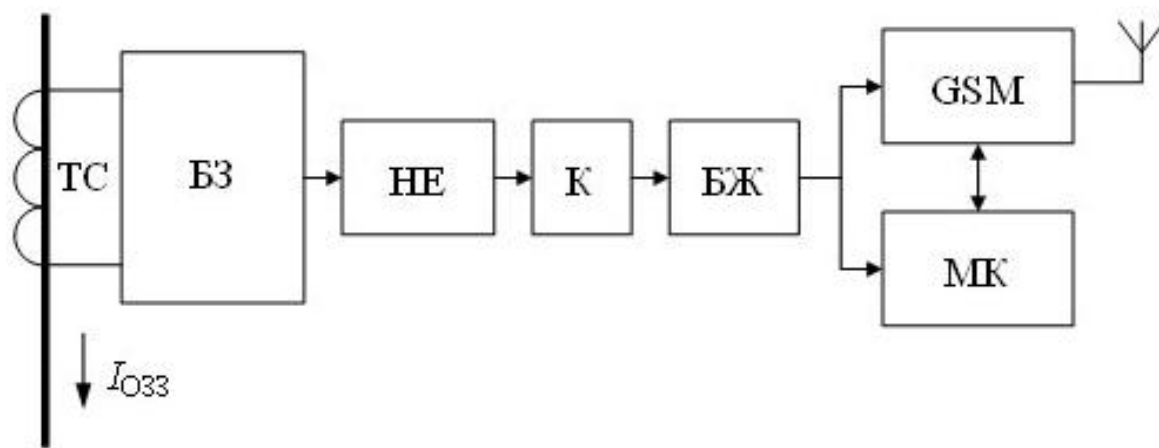


Рис. 2.11. Структурна схема запропонованого ідентифікатора ОЗЗ

Первинною обмоткою трансформатора струму буде виступати заземлюючий спуск траверси опори ПЛ. Тому, у разі виникнення ОЗЗ через штирвову ізоляцію, струм ОЗЗ буде протікати через первинну обмотку ТС запропонованого пристрою. Він буде живити накопичувач енергії через контролер заряду. Таким чином при виникненні ОЗЗ в НЕ починає накопичуватись енергія. При накопиченні достатньої її кількості ключ К подає напругу на блок живлення БЖ. Він забезпечує живлення мікроконтролера та GSM-модуля постійною напругою при розряді ємнісного накопичувача. За час розряду ємнісного НЕ мікроконтролер відправляє повідомлення за допомогою GSM-модуля на диспетчерський пункт. Дане повідомлення може бути реалізоване як у вигляді SMS, так і у вигляді повідомлення через мережу Інтернет, за умови наявності підключення GPRS. За повідомленням із запропонованого пристрою визначається місце виникнення ОЗЗ з точністю до опори.

Таким чином тривалість визначення місця ОЗЗ в мережі 6-10 кВ зводиться до часу накопичення достатньої кількості енергії у ємнісному НЕ та часу надходження повідомлення через GSM-мережу.

Однак, слід зазначити, що не усі ОЗЗ є постійними, вони можуть перейти у міжфазне коротке замикання, або самоусунутися. У разі самоусунення замикання за час, менший ніж час заряду ємнісного НЕ, місце ОЗЗ не буде ідентифіковане. Тому тривалість заряду ємнісного НЕ повинна бути якомога меншою.

Для демонстрації можливості живлення від струмів ОЗЗ розглянемо найпростішу принципову схему реалізації заряду накопичувача у запропонованій структурній схемі (див. рис. 2.12,а).

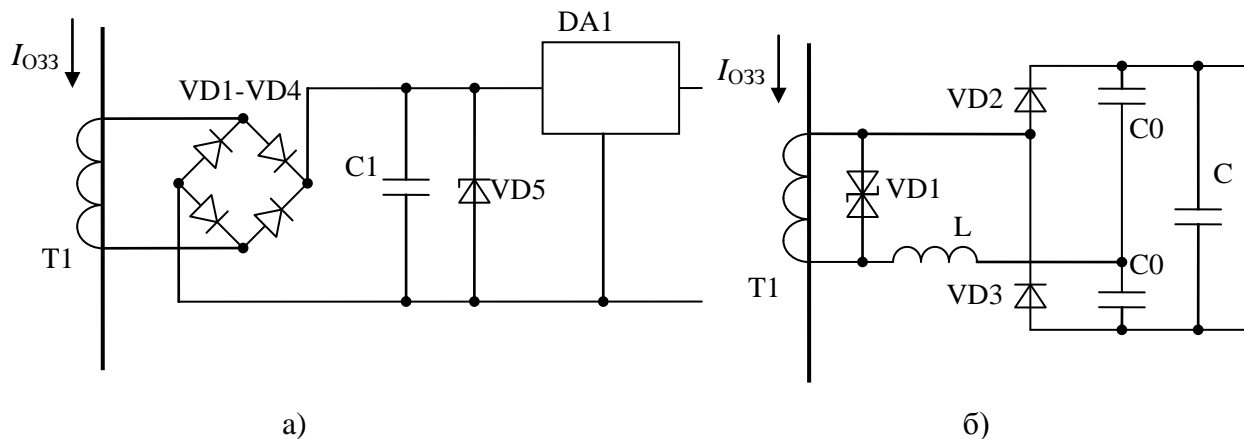


Рис. 2.12. Найпростіший варіант виконання блоку живлення пристрою

В схемі (рис. 2.12,а) вторинна обмотка трансформатора відбору потужності Т1, на якій індукуюється напруга, підключається до випрямляча (діоди VD1-VD4). Випрямлена напруга подається на ємнісний накопичувач С1 з напруго-обмежувальним стабілітроном VD5. В якості ємності С1 обирають сучасний конденсатор (іоністор) з високою ємністю (декілька Фарад). Випрямлення напруги від трансформатора відбору потужності Т1 може бути виконано на більш складній схемі (рис. 2.12,б), де за рахунок включення діодів напруга подвоюється, а індуктивність вторинної обмотки Т1 та індуктивність L з ємностями С0 утворюють затухаючий резонанс напруг ($\omega \cdot (L_{T1} + L) \approx 1/(2\omega \cdot C_0)$).

2.6 Висновки за розділом

1. Проведений аналіз ретроспективної інформації з 2012 по 2017 роки по відмовам, викликаним ОЗЗ в мережах 6-10кВ на прикладі ПАТ «Чернігівобленерго» показав, що найбільша кількість знеструмлень виникає через пошкодження штирьової ізоляції (46,8%).

2. Встановлено, що найбільший середньорічний недовідпуск електричної енергії спостерігається також при пошкодженнях штирьової ізоляції ПЛ 6-10 кВ і

сягає 45,9% від загального середньорічного недовідпуску, що у іменованих одиницях становить 21,2 МВт·год/рік. Середнє значення тривалості одного знеструмлення, яке викликане тільки ОЗЗ, складає біля 1,2 год/(рік·відкл), що суттєво погіршує такий показник надійності електропостачання, як SAIDI.

3. З вищезазначеного випливає, що для поліпшення надійності електропостачання споживачів у мережах 6-10 кВ та для доведення показників надійності до величин, регламентованих нормативами, необхідно, в першу чергу, застосовувати методи, що зменшать кількість та тривалість знеструмлень, пов'язаних саме з пошуком пошкодженої штирьової ізоляції під час ОЗЗ.

4. Запропоновано спосіб визначення місця однофазного замикання на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю за рахунок ідентифікації струму замикання через штирьову ізоляцію на опорі, що дозволить зменшити час пошуку місця замикання та прискорити усунення пошкодження.

5. Запропоновано схемне рішення для пристрою ідентифікації ОЗЗ в мережах ізолюваною нейтраллю з живленням його електроніки від струму замикання, що не потребує додаткового джерела живлення та підкорочування непошкоджених фаз мережі (задля збільшення струму замикання) на відміну від існуючих підходів. Це забезпечить високу надійність та низьку вартість експлуатаційних витрат.

6. З використанням математичного моделювання доведено, що кількості енергії, яка може бути відібрана від струму ОЗЗ запропонованим способом, достатньо для живлення пристрою.

3 ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ ІСНУЮЧИХ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ ІНДИКАТОРА МІСЦЯ ЗАМИКАННЯ

Для визначення ефективності застосування у існуючих розподільних електричних мережах напругою 6-10 кВ індикатора місця ОЗЗ необхідно математично описати показники ефективності функціонування електричної мережі без індикатора, та у разі його встановлення.

Як відомо, ефективність функціонування ЕМ можна описати рядом властивостей [59,60,61]:

- економічність;
- безпечність;
- надійність;
- живучість.

В нашому випадку найбільш прийнятним властивістю та, як наслідок, критерієм, який може бути використаний для оцінки ефективності застосування у розподільних ЕМ напругою 6-10 кВ індикатора ОЗЗ є надійність, яка є інтегральною властивістю та може бути охарактеризована наступними основними показниками [62,63,64]:

- коефіцієнтом готовності;
- ймовірністю безвідмовної роботи;
- середньою частотою відмов;
- середньою тривалістю безвідмовної роботи;
- середньою тривалістю відновлення;
- недовідпуском електричної енергії споживачам.

Останні три показника найбільш повно характеризують здатність електричної мережі виконувати свої функції.

Для застосування вищезазначених показників необхідно створити математичну модель процесів, які відбуваються в ЕМ

3.1 Математична модель надійності функціонування розподільних електричних мереж

Під час подальших міркувань застосована математична модель розподільної ЕМ з міркувань надійності, яка запропонована у роботах [65,66,67] та знайшла подальший розвиток у [68,69,70]. Вона базується на методиці оцінки функціонування об'єкта, яким в нашому випадку є розподільна ЕМ напругою 6-10 кВ, за загальним ефектом від його використання [71]. Цей ефект є випадковою величиною, тому для його оцінки використовується середнє значення за певний період часу. Оцінку ефекту зручно проводити за величиною збитку від припинення електропостачання.

Для оцінки надійності електропостачання споживачів в електричній мережі (див. рис. 3.1) відповідно до [72] може бути використаний комплексний показник, що характеризує зниження рівня функціонування ЕМ через її ненадійність – недовідпуск електричної енергії споживачам [73]:

$$\Delta W = P \cdot \theta = P \cdot (\omega_0 \cdot \tau + \gamma \cdot \nu_0 \cdot \eta) \cdot l_{\Sigma}, \quad (3.1)$$

де P – середня потужність знеструмлених споживачів, кВт;

θ – тривалість відновлення електропостачання споживачам при стійких пошкодженнях за календарний рік, год/рік;

ω_0 – погонна сумарна частота стійких відмов, разів/рік·км;

τ – середня тривалість відновлення електропостачання споживачам під час пошкодження, год;

ν_0 – погонна частота планових відключень разів/рік·км;

η – середня тривалість обслуговування мережі при планових відключеннях, год;

γ – коефіцієнт, що враховує менші наслідки від планових відключень у порівнянні з аварійними;

l_{Σ} – сумарна довжина ліній електропередавання в мережі напругою 6-10 кВ, км.

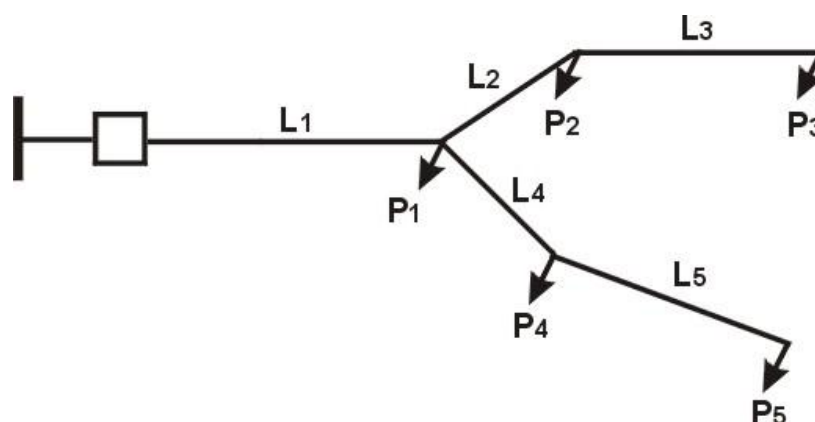


Рис. 3.1. Фідер розподільної мережі напругою 6-10кВ

Як видно з формули (3.1), зниження недовідпуску електроенергії може бути досягнуто за рахунок зменшення частоти відмов ω_0 і тривалості відновлення електропостачання споживачам τ . Для зменшення частоти відмов в розподільних ЕМ напругою 6-10 кВ доцільно застосовувати такі заходи:

- посилення ізоляції;
- використання опор з підвищеним запасом міцності;
- використання проводів із захисним покриттям;
- прокладка кабелів із захистом від зовнішніх впливів (прокладання броньованих кабелів, укладання захисної цегли або бетонних блоків),

а для скорочення тривалості відновлення електропостачання:

- встановлення секціонуючих комутаційних апаратів (КА);
- спорудження резервних перемичок;
- застосування пристроїв для дистанційного та топографічного визначення відстані до місця пошкодження;
- раціональна організація процесу відновлення електропостачання споживачам.

Заходи, направлені на зниження частоти відмов, є заходами, які можуть бути застосовані тільки під час спорудження нових або реконструкції діючих розподільних ЕМ. Вони, як правило, потребують значних інвестицій.

Заходи, направлені на зниження тривалості відновлення електропостачання, як правило є заходами, які дозволяють зменшити недовідпуск електричної енергії споживачам за рахунок невеликих інвестицій у діючі розподільні ЕМ напругою 6-10 кВ [74-78]. Вони передбачають, що відмова в електропостачанні вже відбулася.

Як зазначалося раніше запропонований автором підхід щодо ідентифікації ОЗЗ в існуючих розподільних ЕМ напругою 6-10 кВ дозволяє виявляти замикання на землю (які не утворюють аварійний режим) за порівняно короткий проміжок часу та, як наслідок, зменшити ймовірність переходу ОЗЗ і міжфазі замикання (які призводять до знеструмлення споживачів) [42]. Тобто недовідпуск електричної енергії споживачам може мати місце тільки у випадку утворення міжфазних замикань.

Виходячи з вищезазначеного погонну частота стійких відмов можна розділити на складові:

$$\omega_0 = \omega_0^{(2,3)} + \omega_0^{(1+1)}, \quad (3.2)$$

де $\omega_0^{(2,3)}$ – погонна частота стійких відмов під час дво- та трифазних КЗ в електричній мережі;

$\omega_0^{(1+1)}$ – погонна частота стійких відмов під час міжфазних КЗ в електричній мережі, які утворюються під час переходу ОЗЗ в міжфазні замикання.

Саме на зменшення величини $\omega_0^{(1+1)}$ впливає запропонований автором ідентифікатор. Причому зі зменшенням тривалості ідентифікації зменшується ймовірність переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ.

В [42] показано, що для ПАТ «Чернігівобленерго» величина $\omega_0^{(1+1)}$ знаходиться в діапазоні від 0,013 до 0,017 разів/(рік·км). Тобто під час подальших міркувань можна використовувати середнє значення 0,015 разів/(рік·км).

Як правило величина τ не залежить від виду стійкого пошкодження та визначається тривалістю ремонту пошкодження [79,80].

Отже, враховуючи вищезазначені міркування, формула (3.1), що дозволяє розрахувати недовідпуск електроенергії споживачам, набуде вигляду:

$$\begin{aligned} \Delta W &= P \cdot \theta = P \cdot ((\omega_0^{(2,3)} + \omega_0^{(1+1)}) \cdot \tau + \gamma \cdot v_0 \cdot \eta) \cdot l_{\Sigma} = \\ &= P \cdot (\omega_0^{(2,3)} \cdot \tau + \omega_0^{(1+1)} \cdot \tau + \gamma \cdot v_0 \cdot \eta) \cdot l_{\Sigma} = P \cdot (\theta_{\text{ав.міжф.}} + \theta_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} + \theta_{\text{план.}}), \end{aligned} \quad (3.3)$$

де $\theta_{\text{ав.міжф.}}$ – тривалість відновлення електропостачання споживачам при пошкодженнях, викликаних дво- та трифазними КЗ;

$\theta_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}}$ – тривалість відновлення електропостачання споживачам при пошкодженнях, викликаних переходом ОЗЗ у міжфазні КЗ;

$\theta_{\text{план.}}$ – тривалість відновлення електропостачання споживачам при планових відключеннях споживачів.

В [42] показано, що для ПАТ «Чернігівобленерго» величина $\theta_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}}$, яка припадає на одне відключення, складає 1,2 год/(рік·відкл). Це суттєво погіршує такий показник надійності електропостачання, як SAIDI [47,81]. Слід зазначити, що за 2018 рік середнє значення показника SAIDI (який включає тривалості знеструмлень як під час ОЗЗ, так і під час міжфазних замикань) для країн ЄС склало 72,04 хвилини/рік, що значно менше показника для вітчизняних мереж на одне відключення тільки під час ОЗЗ [82].

З вищезазначеного видно, що для поліпшення надійності електропостачання споживачів у мережах 6-10 кВ ПАТ «Чернігівобленерго» та для доведення показників надійності до величин, що не перевищують регламентовані Національною Комісією, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг [51], необхідно в першу чергу зменшити тривалість знеструмлень, пов'язаних з пошуком пошкодженої ізоляції під час ОЗЗ. Один з найменш витратних способів, що дозволяє зменшити тривалість таких знеструмлень є запропонований автором ідентифікатор ОЗЗ [52,53].

3.2 Вплив ідентифікатора ОЗЗ на тривалість відновлення електропостачання та невідпуск електричної енергії споживачам

Як зазначалося у попередньому параграфі запропонований автором ідентифікатор ОЗЗ дозволяє зменшити величину погонної частоти стійких відмов під час міжфазних КЗ в електричній мережі, які утворюються під час переходу ОЗЗ в міжфазні замикання – $\omega_0^{(1+1)}$, а, як наслідок, на величину тривалості відновлення електропостачання споживачам при пошкодженнях, викликаних переходом ОЗЗ у міжфазні КЗ – $\theta_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}}$. Причому зі зменшенням тривалості ідентифікації зменшується ймовірність переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ [83].

Враховуючи те, що процеси в електричній мережі з ідентифікатором носять ймовірнісний характер, то вплив ідентифікатора на показники надійності, зокрема тривалість відновлення електропостачання, можна описати тільки із застосуванням підходів теорії ймовірностей.

З формули (3.3) можна записати, що у випадку відсутності в мережі ідентифікатора ОЗЗ тривалість відновлення електропостачання споживачам може бути розрахована за формулою:

$$\theta = \theta_{\text{ав.міжф.}} + \theta_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} + \theta_{\text{план.}}, \quad (3.4)$$

а у випадку його наявності – за формулою:

$$\theta_{\text{ідент.}} = \theta_{\text{ав.міжф.}} + q \cdot \theta_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} + \theta_{\text{план.}}, \quad (3.5)$$

де q – ймовірність переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ у випадку наявності в мережі ідентифікатора, що викличе знеструмлення споживачів.

Статистичні дослідження відмов у діючих розподільних ЕМ напругою 6-10 кВ показують, що величина q є функцією від часу t – $q = f(t)$. Час t у випадку встановлення у ЕМ ідентифікатора ОЗЗ включає в себе як тривалість

ідентифікації замикання на землю, так і час переїзду ОВБ до ідентифікованого місця пошкодження. Зрозуміло, що

$$q(0) = 0, q(\infty) = 1.$$

Величина q залежить від стану ізоляції мережі, а саме від:

- ступеня її старіння та забруднення;
- вологості повітря;
- ймовірності суміщення опадів із виникненням ОЗЗ тощо.

Врахування вищезазначених явищ є складною задачею, яка потребує достовірних статистичних даних не тільки по стану електромережеских об'єктів, але і по природно-кліматичним факторам. У випадку відсутності достовірної статистичної інформації можна застосувати експертний спосіб.

За тривалим дослідженням відмов в електропостачанні по АТ «Чернігівобленерго» встановлено, що перехід ОЗЗ у міжфазні КЗ може відбуватися двома шляхами:

- а) до деякого критичного часу $t_{кр}$ ймовірність переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ q лінійно збільшується зі збільшенням часу;
- б) до деякого критичного часу $t_{кр}$ ймовірність переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ q збільшується несуттєво $q \rightarrow 0$, а після його досягнення різко зростає – $q \rightarrow 1$.

Два вищезазначені шляхи запропоновано описати законами розподілу, зображеними на рис. 3.2.

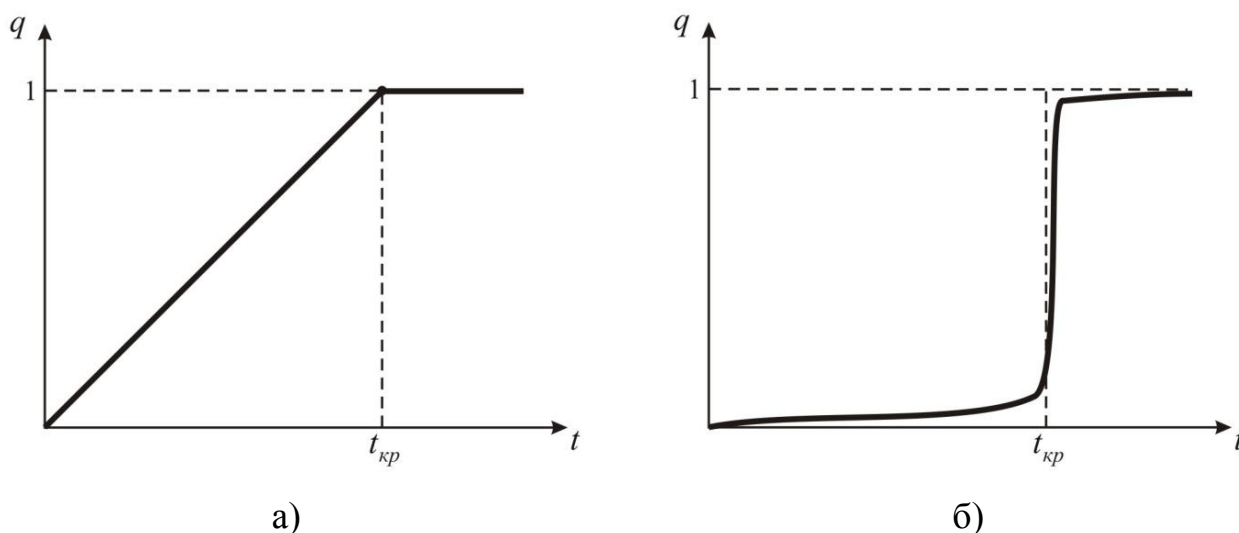


Рис. 3.2. Запропоновані закони розподілу ймовірності переходу
ОЗЗ у міжфазне КЗ

У першому випадку, коли до деякого критичного часу $t_{кр}$ ймовірність переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ q лінійно збільшується зі збільшенням часу, математичне відображення закону розподілу матиме вигляд:

$$q = f(t) = \begin{cases} \frac{t}{t_{кр}}, & t < t_{кр}; \\ 1, & t \geq t_{кр}, \end{cases} \quad (3.6)$$

а у другому випадку, коли до деякого критичного часу $t_{кр}$ ймовірність переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ q збільшується несуттєво, а після його досягнення різко зростає:

$$q = f(t) = \begin{cases} 0, & t < t_{кр}; \\ 1, & t \geq t_{кр}. \end{cases} \quad (3.7)$$

Для ПАТ «Чернігівобленерго» величина $t_{кр}$ знаходиться в діапазоні від 0,75-2,05 години.

Тобто у разі застосування ідентифікатора ОЗЗ у розподільних ЕМ напругою 6-10 кВ тривалість відновлення електропостачання споживачам θ може бути зменшена на величину:

$$\delta\theta = \theta - \theta_{\text{ідент.}} = \theta_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} \cdot (1 - q), \quad (3.8)$$

а недовідпуск електричної енергії споживачам ΔW – на величину:

$$\delta W = P \cdot \delta\theta = P \cdot \theta_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} \cdot (1 - q). \quad (3.9)$$

Підставляючи формули (3.6) та (3.7) у (3.8) та (3.9) можна отримати залежності зниження тривалість відновлення електропостачання $\delta\theta$

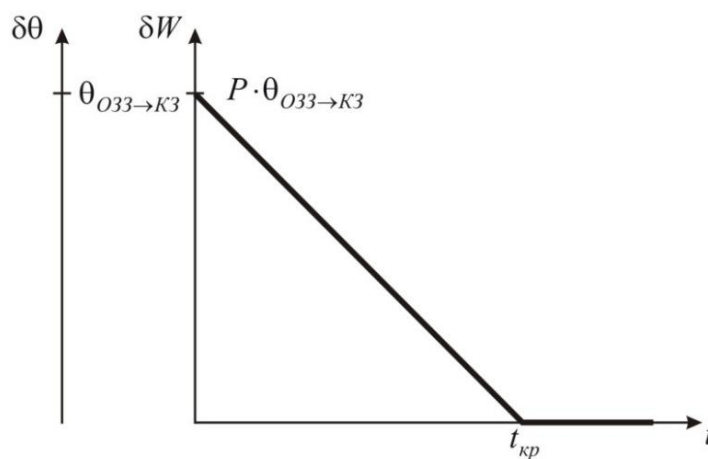
$$\delta\theta = \begin{cases} \left\{ \begin{array}{l} \theta_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} \cdot \left(1 - \frac{t}{t_{\text{кр}}} \right), \\ 0, \end{array} \right. & \begin{array}{l} t < t_{\text{кр}}; \\ t \geq t_{\text{кр}}, \end{array} & \begin{array}{l} \text{– для першого виду розподілу;} \\ \end{array} \\ \left\{ \begin{array}{l} \theta_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}}, \\ 0, \end{array} \right. & \begin{array}{l} t < t_{\text{кр}}; \\ t \geq t_{\text{кр}}, \end{array} & \begin{array}{l} \text{– для другого виду розподілу,} \\ \end{array} \end{cases} \quad (3.10)$$

та зниження недовідпуску електричної енергії споживачам δW

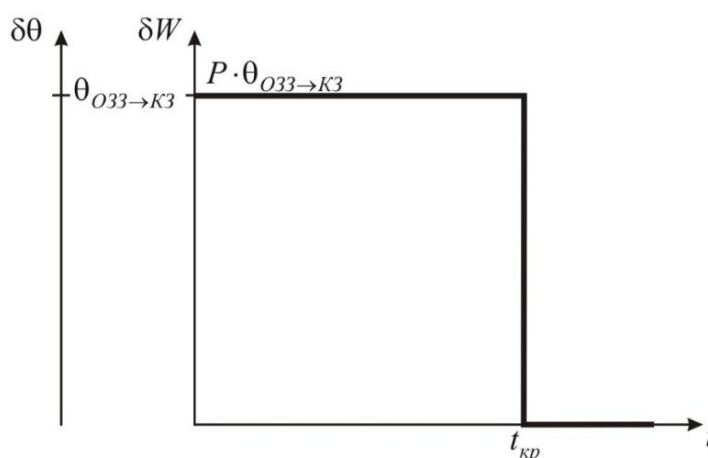
$$\delta W = \begin{cases} \left\{ \begin{array}{l} P \cdot \theta_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} \cdot \left(1 - \frac{t}{t_{\text{кр}}} \right), \\ 0, \end{array} \right. & \begin{array}{l} t < t_{\text{кр}}; \\ t \geq t_{\text{кр}}, \end{array} & \begin{array}{l} \text{– для першого виду розподілу;} \\ \end{array} \\ \left\{ \begin{array}{l} P \cdot \theta_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}}, \\ 0, \end{array} \right. & \begin{array}{l} t < t_{\text{кр}}; \\ t \geq t_{\text{кр}}, \end{array} & \begin{array}{l} \text{– для другого виду розподілу,} \\ \end{array} \end{cases} \quad (3.11)$$

для двох запропонованих видів розподілу ймовірності переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ $q = f(t)$ у випадку наявності в мережі ідентифікатора.

Графічне відображення таких залежностей зображене на рис. 3.3.



а)



б)

Рис. 3.3. Залежності зниження тривалість відновлення електропостачання $\delta\theta$ та зниження невідпуску електричної енергії споживачам δW у випадку запровадження ідентифікатора ОЗЗ:

а) для першого виду розподілу $q = f(t)$; б) для другого виду розподілу $q = f(t)$

Як правило, на етапі запровадження будь-яких засобів підвищення надійності, до яких також відноситься ідентифікатор ОЗЗ, запропонований автором, цікавляться не абсолютними, а відносними значеннями параметрів. Тому були отримані залежності, які дозволяють розрахувати відносне значення зниження тривалості відновлення електропостачання $\delta\theta_{\%}$ та зниження невідпуску електричної енергії споживачам $\delta W_{\%}$:

$$\begin{aligned}
\delta W_{\%} = \delta \theta_{\%} &= \frac{\theta_{\text{OЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} \cdot (1-q)}{\theta_{\text{ав.міжф.}} + \theta_{\text{OЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} + \theta_{\text{план.}}} \cdot 100\% = \\
&= \frac{\omega_0^{(1+1)} \cdot \tau \cdot l_{\Sigma} \cdot (1-q)}{(\omega_0^{(2,3)} \cdot \tau + \omega_0^{(1+1)} \cdot \tau + \gamma \cdot v_0 \cdot \eta) \cdot l_{\Sigma}} \cdot 100\% = \\
&= \frac{\omega_0^{(1+1)} \cdot \tau \cdot (1-q)}{\omega_0^{(2,3)} \cdot \tau + \omega_0^{(1+1)} \cdot \tau + \gamma \cdot v_0 \cdot \eta} \cdot 100\% .
\end{aligned} \tag{3.12}$$

Оскільки зі статистичних досліджень, як правило відомо, що ОЗЗ складають $\alpha\%$ від усіх замикань у ЕМ, то

$$\begin{cases} \omega_0^{(1+1)} = \frac{\alpha}{100} \cdot \omega_0; \\ \omega_0^{(2,3)} = \left(1 - \frac{\alpha}{100}\right) \cdot \omega_0. \end{cases} \tag{3.13}$$

Підставляючи (3.13) у (3.12) можна отримати:

$$\begin{aligned}
\delta W_{\%} = \delta \theta_{\%} &= \frac{\frac{\alpha}{100} \cdot \omega_0 \cdot \tau \cdot (1-q)}{\left(1 - \frac{\alpha}{100}\right) \cdot \omega_0 \cdot \tau + \frac{\alpha}{100} \cdot \omega_0 \cdot \tau + \gamma \cdot v_0 \cdot \eta} \cdot 100\% = \\
\delta W_{\%} = \delta \theta_{\%} &= \frac{\frac{\alpha}{100} \cdot \omega_0 \cdot \tau \cdot (1-q)}{\omega_0 \cdot \tau + \gamma \cdot v_0 \cdot \eta} \cdot 100\% .
\end{aligned} \tag{3.14}$$

Статистичні дані показують, що $\gamma \cdot v_0 \cdot \eta / \omega_0 \cdot \tau \approx 0,25$, тому формула (3.14) набуде вигляду:

$$\delta W_{\%} = \delta \theta_{\%} \approx 0,8 \cdot \alpha \cdot (1-q) . \tag{3.15}$$

З [84] відомо, що $\alpha = 40\%$, тому відносне значення зниження тривалості відновлення електропостачання $\delta\theta_{\%}$ та зниження недовідпуску електричної енергії споживачам $\delta W_{\%}$ буде дорівнювати:

- за першого виду розподілу ймовірності переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ

$$\delta W_{\%} = \delta\theta_{\%} \approx \begin{cases} 32 \cdot \left(1 - \frac{t}{t_{\text{кр}}}\right), & t < t_{\text{кр}}; \\ 0, & t \geq t_{\text{кр}}, \end{cases} \quad (3.16)$$

- за другого виду розподілу ймовірності переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ

$$\delta W_{\%} = \delta\theta_{\%} \approx \begin{cases} 32, & t < t_{\text{кр}}; \\ 0, & t \geq t_{\text{кр}}. \end{cases} \quad (3.17)$$

Аналіз величини струмів ОЗЗ в електричних мережах 6-10 кВ ПАТ «Чернігівобленерго», які отримують живлення від районних підстанцій 110(35)/10(6) кВ, де не передбачена їх компенсація, показав, що вони знаходяться в діапазоні 2,1-15,4 А. Як зазначалося у роботі [53] для мінімального типового струму ОЗЗ ідентифікатор дозволяє визначати місце ОЗЗ протягом 10 хвилин. Чим більше струм ОЗЗ, тим менше час ідентифікації місця замикання.

З вищезазначеного та формул (3.16) та (3.17) видно, що у випадку встановлення в електричну мережу ідентифікатора ОЗЗ, запропонованого автором, слід очікувати зниження тривалості відновлення електропостачання $\delta\theta_{\%}$ та недовідпуску електричної енергії споживачам $\delta W_{\%}$ на величину до 32%.

3.3 Вплив ідентифікатора ОЗЗ на середню тривалість роботи мережі без замикання на землю, яке може перейти у коротке замикання

Під середньою тривалістю роботи мережі без ОЗЗ, яке може перейти у міжфазне КЗ будемо розуміти математичне очікування такої тривалості (по аналогії з тривалістю безвідмовної роботи згідно з [63]):

$$T_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} = \int_0^{\infty} P(t) \cdot dt, \quad (3.18)$$

де $P(t)$ – ймовірність відсутності переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ.

У [63] показано, що за відсутності старіння, коли елементи працюють на другому інтервалі так званої «кривої життя», відмови мають експоненціальний закон розподілу, а

$$T_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} = \frac{1}{\omega},$$

де ω – частота стійких відмов під час міжфазних КЗ в електричній мережі, які утворюються під час переходу ОЗЗ в міжфазні замикання.

Проте статистична інформація по ПАТ «Чернігівобленерго» [42] дозволяє стверджувати, що розподільні ЕМ напругою 6-10 кВ подекуди вичерпали свій життєвий ресурс та знаходяться на третьому інтервалі «кривої життя» – старіння. На цьому інтервалі не діє експоненціальний закон розподілу ймовірності безвідмовної роботи.

Величина ймовірності відсутності переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ $P(t)$ може бути розрахована за формулою:

$$P(t) = 1 - q. \quad (3.19)$$

Підставляючи (3.19) у (3.18) отримаємо, що в нашому випадку середня тривалість роботи мережі без ОЗЗ, яке може перейти у міжфазне КЗ буде визначатися за формулою:

$$T_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} = \int_0^{\infty} (1-q) \cdot dt, \quad (3.20)$$

Використовуючи формулу (3.20) для запропонованих раніше законів розподілу ймовірності переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ (див. формули (3.6)-(3.7)) були отримані формули для розрахунку тривалості роботи мережі без ОЗЗ, яке може перейти у міжфазне замикання.

За першого виду розподілу ймовірності переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ можемо отримати, що

$$T_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} = \int_0^{\infty} (1-q) \cdot dt = \int_0^{t_{\text{кр}}} \left(1 - \frac{t}{t_{\text{кр}}}\right) \cdot dt = \frac{t_{\text{кр}}}{2}, \quad (3.21)$$

а за другого

$$T_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} = \int_0^{\infty} (1-q) \cdot dt = \int_0^{t_{\text{кр}}} dt = t_{\text{кр}}. \quad (3.22)$$

Як правило величина деякого критичного часу $t_{\text{кр}}$ має деякий розкид Δt відносно середнього значення, тому тривалість роботи мережі без ОЗЗ, яке може перейти у міжфазне замикання буде дорівнювати:

$$T_{\text{ОЗЗ} \rightarrow \text{КЗ}} = \begin{cases} \frac{t_{\text{кр}}}{2} \pm \Delta t & \text{— для першого виду розподілу;} \\ t_{\text{кр}} \pm \Delta t & \text{— для другого виду розподілу.} \end{cases} \quad (3.23)$$

Аналіз випадків утворення міжфазних замикань із ОЗЗ в розподільних електричних мережах 6-10 кВ ПАТ «Чернігівобленерго» показав, що $t_{кр} = 2,14 \pm 0,64$ год. Це дозволяє стверджувати, що середня тривалість роботи мережі без ОЗЗ, яке може перейти у міжфазне КЗ у найгіршому випадку (за першого закону розподілу) буде складати біля $1,07 \pm 0,32$ год.

З вищезазначеного випливає, що тривалість ідентифікація ОЗЗ та час, протягом якого ОБВ добереться до місця замикання для його усунення не повинні разом перевищувати $1,07 \pm 0,32$ год, що дозволить уникнути переходу ОЗЗ у міжфазне замикання. Оскільки точне місце ОЗЗ буде ідентифіковане запропонованим автором ідентифікатором та передане до SCADA- або ГІС-системи, то це дозволить диспетчерському персоналу зкоординувати ОБВ до місця пошкодження таким, чином щоб мінімізувати час.

По аналогії з імітаційною моделлю відновлення працездатності ліній 10 кВ під час міжфазних КЗ (розроблена у Білоруському інституті «Енергомережпроект» [85,86]) автором запропоновано модель пересування ОБВ до ОЗЗ у розподільній ЕМ напругою 6-10 кВ.

Сумарні витрати часу на пошук та відновлення нормального електропостачання споживачів під час ОЗЗ на i -й опорі будуть складати:

$$t_{\Sigma i} = \tau_0 + \tau_{\text{ІПО}} + \tau_p, \quad (3.24)$$

де τ_0 – інтервал часу від моменту утворення ОЗЗ (спрацювання сигналізації на підстанції) до виїзду ОБВ до пошкодженої опори, яка визначена запропонованим ідентифікатором;

$\tau_{\text{ІПО}}$ – інтервал часу на пошук пошкодженої опори, який за наявності ідентифікатора ОЗЗ перетворюється на час, необхідний для переїзду ОБВ від підстанції до місця ОЗЗ;

τ_p – інтервал часу на ремонт пошкодження та включення мережі за нормальною схемою.

Запропонована модель пересування ОВБ до ОЗЗ у нерезервованій розподільній ЕМ напругою 6-10 кВ зображена на рис. 3.4.

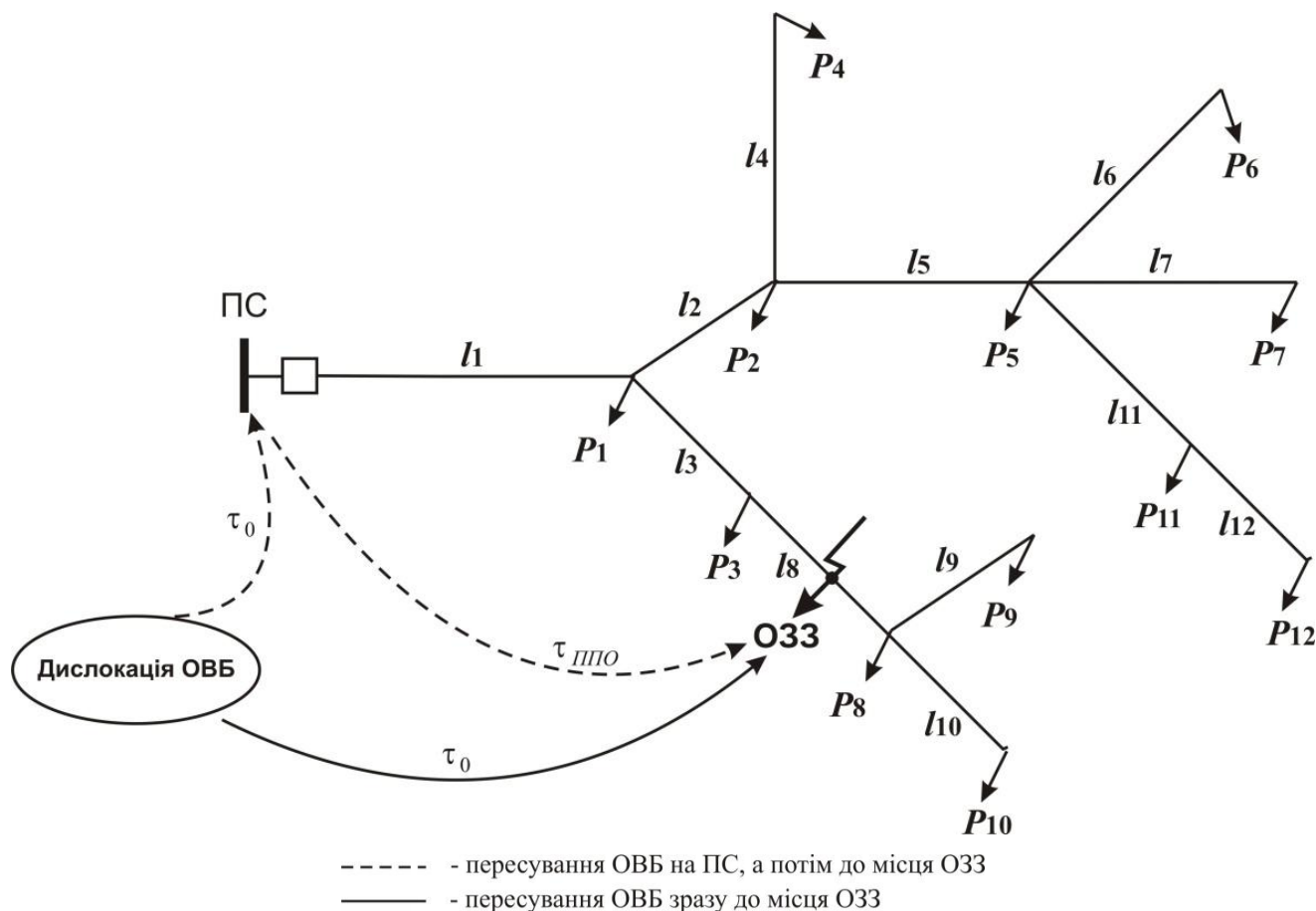


Рис. 3.4. Модель пересування ОВБ до ОЗЗ у розподільній ЕМ напругою 6-10 кВ

Тривалість кожного з інтервалів часу (див. рис. 3.4) визначається параметрами, які залежать від організації оперативного обслуговування, складу і обсягу технічних засобів управління.

Величина τ_0 може бути розрахована за формулою:

$$\tau_0 = \tau_{оч} + \tau_{пер}, \quad (3.25)$$

де $\tau_{оч}$ – час очікування готовності ОВБ до виїзду на пошук ОЗЗ (згідно зі статистичними даними дана величина складає біля 15 хвилин);

$\tau_{пер}$ – витрати часу на переїзд ОБВ від місця її знаходження на підстанцію, або прямо до місця, яке визначене запропонованим ідентифікатором.

Величина $\tau_{пер}$ може бути розрахована за формулою:

$$\tau_{пер} = L_{пер} \cdot K_{КР} \cdot V_a^{-1}, \quad (3.26)$$

де $L_{пер}$ – відстань від місця дислокації ОБВ до підстанції або місця утворення ОЗЗ, яку необхідно подолати ОБВ;

$K_{КР}$ – коефіцієнт кривизни дороги, який враховує збільшення відстані пересування ОБВ;

V_a – швидкість пересування автомашини ОБВ.

Величина $\tau_{ППО}$ може бути розрахована за формулою, аналогічною формулі (3.26):

$$\tau_{ППО} = L_k \cdot K_{КР} \cdot V_a^{-1}, \quad (3.27)$$

де L_k – відстань по трасі ЛЕП від районної підстанції до місця утворення ОЗЗ.

З вищезазначеного випливає, що тривалість ідентифікація ОЗЗ та час, протягом якого ОБВ добереться до місця замикання для його усунення (див. рис. 3.4) не повинні разом перевищувати середньою тривалістю роботи мережі без ОЗЗ, яке може перейти у міжфазне КЗ. Тобто, у випадку пересування ОБВ спочатку на ПС, а потім до місця ОЗЗ повинна виконуватися умова:

$$T_{ОЗЗ \rightarrow КЗ} > \tau_0 + \tau_{ППО}, \quad (3.28)$$

а у випадку пересування ОБВ зразу до місця ОЗЗ:

$$T_{ОЗЗ \rightarrow КЗ} > \tau_0. \quad (3.29)$$

Під час експлуатації ЕМ з ідентифікатором можуть виникнути задачі:

- визначення граничної відстані від місця дислокації ОВБ до місця утворення ОЗЗ $L_{зр}$, за якої при заданій швидкості пересування автомашини ОВБ ОЗЗ не встигне перейти у міжфазне КЗ;
- визначення мінімальної швидкості $V_{a \min}$ пересування автомашини ОВБ за якої може бути подолана задана відстань та ОЗЗ не встигне перейти у міжфазне КЗ.

Для вирішення даних задач необхідно розв'язати систему рівнянь (3.23) та (3.29). В результаті розв'язок системи рівнянь для першої задачі буде мати вигляд:

$$L_{гр} = < \begin{cases} \left(\frac{t_{кр}}{2} \pm \Delta t - \tau_{оч} \right) \cdot \frac{V_a}{K_{КР}} & \text{– для першого виду розподілу;} \\ \left(t_{кр} \pm \Delta t - \tau_{оч} \right) \cdot \frac{V_a}{K_{КР}} & \text{– для другого виду розподілу,} \end{cases} \quad (3.30)$$

а для другої

$$V_{a \min} > \begin{cases} \frac{L_{пер} \cdot K_{КР}}{\frac{t_{кр}}{2} \pm \Delta t - \tau_{оч}} & \text{– для першого виду розподілу;} \\ \frac{L_{пер} \cdot K_{КР}}{t_{кр} \pm \Delta t - \tau_{оч}} & \text{– для другого виду розподілу.} \end{cases} \quad (3.31)$$

Для найгіршого випадку (першого закону розподілу ймовірності переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ) за відомих статистичних даних по ПАТ «Чернігівобленерго» ($K_{КР} = 1,3$; $\tau_{оч} = 0,25$ год; $t_{кр} = 1,5$ год, а величина Δt прийнята рівною нулю) побудовані графічні залежності виду:

- $\tau_0 = f(L_{пер})$ за середніх швидкостей пересування автомашини ОВБ 30; 45 та 60 км/год (див. рис. 3.5);

– $\tau_0 = f(V_a)$ за відстаней від місця дислокації ОВБ до місця утворення ОЗЗ 5; 15 та 22 км (див. рис. 3.6).

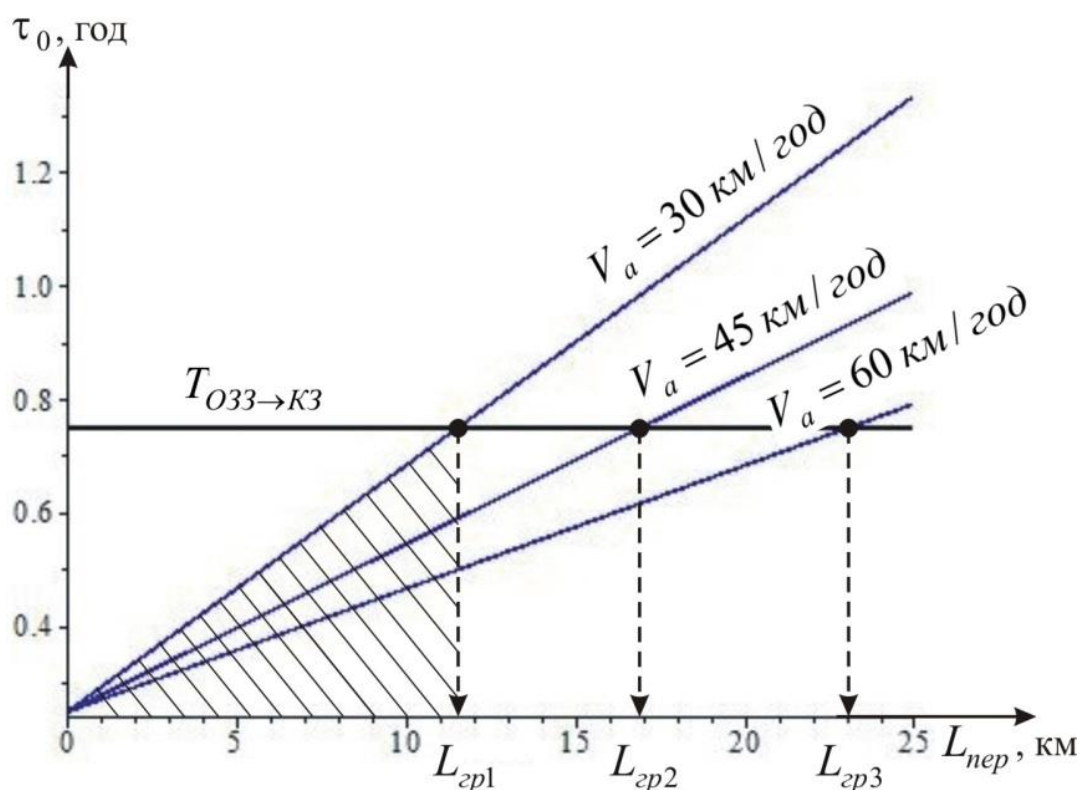


Рис. 3.5. Залежності виду $\tau_0 = f(L_{пер})$ за середніх швидкостей пересування автомашини ОВБ 30; 45 та 60 км/год та середньої тривалості роботи мережі без ОЗЗ, яке може перейти у міжфазне КЗ $T_{OЗЗ \rightarrow КЗ} = 0,75$ год

З рис. 3.5 видно, що для того щоб ОЗЗ не встигло перейти у міжфазне КЗ в розподільних ЕМ напругою 6-10 кВ ПАТ «Чернігівобленерго» відстань від місця дислокації ОВБ до місця утворення ОЗЗ не повинна перевищувати:

- $L_{гр1} = 11,5$ км – за середньої швидкості пересування автомашини ОВБ 30 км/год;
- $L_{гр2} = 17$ км – за середньої швидкості пересування автомашини ОВБ 45 км/год;
- $L_{гр3} = 23$ км – за середньої швидкості пересування автомашини ОВБ 60 км/год.

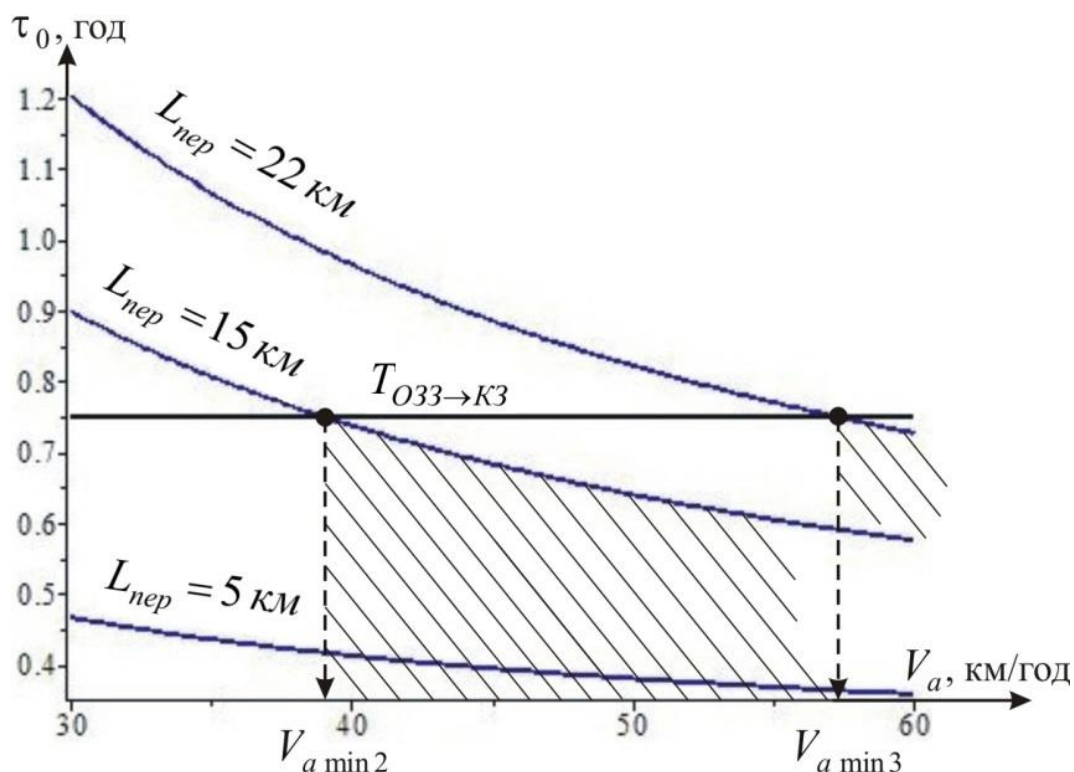


Рис. 3.6. Залежності виду $\tau_0 = f(V_a)$ за відстаней від місця дислокації ОВБ до місця утворення ОЗЗ 5; 15 та 22 км та середньої тривалості роботи мережі без ОЗЗ, яке може перейти у міжфазне КЗ $T_{OZZ \rightarrow KZ} = 0,75$ год

З рис. 3.6 видно, що для того щоб ОЗЗ не встигло перейти у міжфазне КЗ в розподільних ЕМ напругою 6-10 кВ ПАТ «Чернігівобленерго» швидкість пересування автомашини ОВБ повинна бути більшою за:

- $V_{a \min 2} = 39$ км/год – за відстані від місця дислокації ОВБ до місця утворення ОЗЗ 15 км;
- $V_{a \min 3} = 57,2$ км/год – за середньої швидкості пересування автомашини ОВБ 22 км.

Залежності, зображені на рис. 3.5-3.6, можуть бути використані керівним персоналом ПАТ «Чернігівобленерго» під час оптимізації структури обслуговуючого персоналу та його дислокації на місцевості задля одночасного вирішення задачі мінімізації витрат компанії та максимізації показників надійності електропостачання споживачів у випадку запровадження ідентифікатора ОЗЗ, запропонованого автором. Якщо вихідні параметри будуть

відрізнятися від тих, за яких побудовані залежності, зображені на рис. 3.5-3.6, то вищезазначені задачі можуть бути вирішені шляхом побудови залежностей методом інтерполяції.

Інші оператори систем розподілу (обленерго) можуть вирішити дані задачі, використовуючи отримані рівняння (3.30) та (3.31).

3.4 Вплив ідентифікатора ОЗЗ на індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні

У відповідності до [51,87] індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні потрібно розраховувати за статистичними даними по мережам оператора систем розподілу (обленерго) за формулою:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n}, \quad (3.32)$$

де n_i – кількість точок продажу електроенергії, відключених у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні;

n – загальна кількість точок продажу;

k – кількість довгих перерв в електропостачанні за рік.

Для оцінки впливу ідентифікатора ОЗЗ на індекс $SAIFI$ необхідно виділити із загальної кількості перерв в електропостачанні ті перерви, які викликані ОЗЗ, які переходять у міжфазні КЗ:

$$SAIFI = SAIFI^{(2,3)} + SAIFI^{(1+1)}, \quad (3.33)$$

де $SAIFI^{(2,3)}$ – індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні, викликаний дво- та трифазними КЗ в електричній мережі;

$SAIFI^{(1+1)}$ – індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні, викликаний переходом ОЗЗ у міжфазні замикання.

У випадку встановлення ідентифікатора ОЗЗ в розподільну ЕМ напругою 6-10 кВ буде зменшуватися ймовірність переходу ОЗЗ у міжфазні КЗ q , тому, як наслідок, буде зменшуватися і величина $SAIFI^{(1+1)}$. Дане зменшення можна розрахувати як різницю між значенням $SAIFI$ до встановлення ідентифікатора ОЗЗ та після його встановлення:

$$\delta SAIFI = SAIFI^{(1+1)} \cdot (1 - q) = \frac{\sum_{i=1}^{k^{(1+1)}} n_i^{(1+1)}}{n} \cdot (1 - q), \quad (3.34)$$

де $n_i^{(1+1)}$ – кількість точок продажу електроенергії, відключених у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, яка викликана переходом ОЗЗ в міжфазні замикання;

$k^{(1+1)}$ – кількість довгих перерв в електропостачанні за рік, які викликані переходом ОЗЗ в міжфазні замикання.

Для певної зони електропостачання, яка отримує живлення від однієї нерезервованої електричної мережі (наприклад, див. рис.3.1) кількість точок продажу, які будуть відключатися у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, яка викликана переходом ОЗЗ в міжфазні замикання буде дорівнювати загальній кількості точок продажу:

$$n_i^{(1+1)} = n.$$

В такому випадку формула (3.34) набуде вигляду:

$$\delta SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{k^{(1+1)}} n_i^{(1+1)}}{n} \cdot (1 - q) = \frac{k^{(1+1)} \cdot n}{n} \cdot (1 - q) = k^{(1+1)} \cdot (1 - q). \quad (3.35)$$

Для резервованих ЕМ картина буде дещо відрізнятися, та буде залежати не тільки від структури ЕМ та розміщення кількості точок продажу електроенергії, але і від наявності в мережі секціонуючих КА та їх виду, а також від виду резерву – ручний та автоматичний. Отримати рівняння для розрахунку індексу *SAIFI* в загальному вигляді для резервованих ЕМ не представляється можливим.

Підставляючи формули (3.6) та (3.7) у (3.35) можна отримати залежності зменшення індексу середньої частоти довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIFI$ в результаті запровадження ідентифікатора ОЗЗ в розподільні ЕМ напругою 6-10 кВ для двох запропонованих видів розподілу ймовірності переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ:

- у випадку першого виду розподілу $q = f(t)$:

$$\delta SAIFI = \begin{cases} k^{(1+1)} \cdot \left(1 - \frac{t}{t_{кр}}\right), & t < t_{кр}; \\ 0, & t \geq t_{кр}, \end{cases} \quad (3.36)$$

- у випадку другого виду розподілу $q = f(t)$:

$$\delta SAIFI = \begin{cases} k^{(1+1)}, & t < t_{кр}; \\ 0, & t \geq t_{кр}, \end{cases} \quad (3.37)$$

Графічне відображення таких залежностей зображене на рис. 3.7.

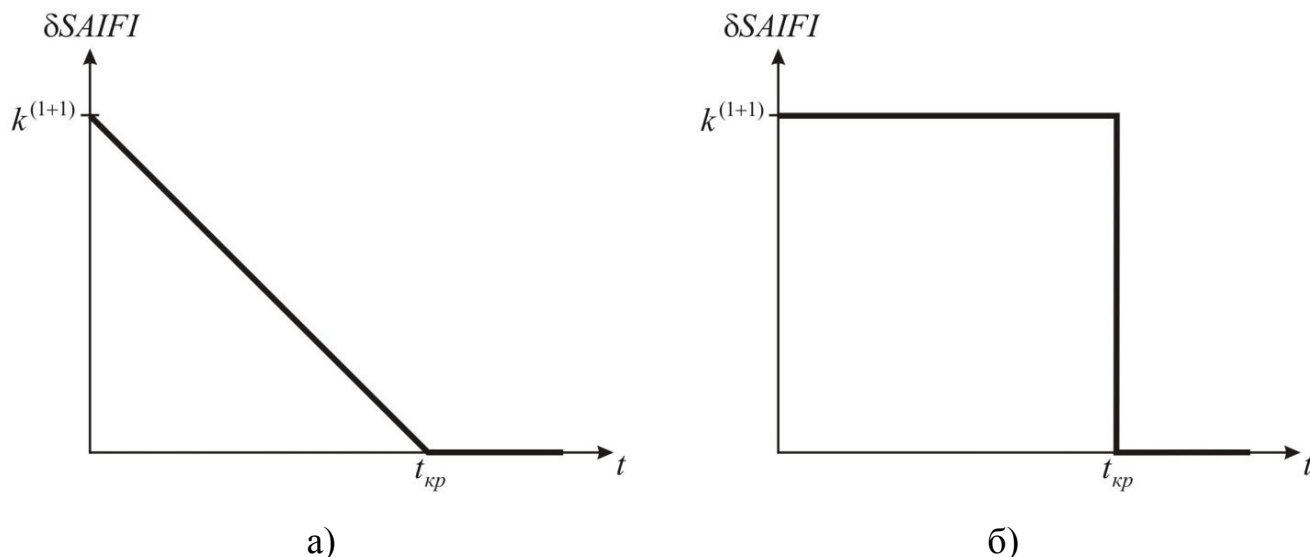


Рис. 3.7. Залежності зменшення індексу середньої частоти довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIFI$ у випадку запровадження ідентифікатора ОЗЗ:

а) для першого виду розподілу $q = f(t)$; б) для другого виду розподілу $q = f(t)$

З рис. 3.7 видно, що найбільший ефект по зменшенню індексу середньої частоти довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIFI$ від запропонованого автором ідентифікатора ОЗЗ буде спостерігатися коли:

- $t \rightarrow 0$ – у випадку першого виду розподілу $q = f(t)$ (рис. 3.7,а);
- $t < t_{kp}$ – у випадку другого виду розподілу $q = f(t)$ (рис. 3.7,б).

Як зазначалося раніше, на етапі запровадження будь-яких засобів підвищення надійності, до яких також відноситься ідентифікатор ОЗЗ, запропонований автором, цікавляться не абсолютними, а відносними значеннями параметрів. Тому були отримані залежності, які дозволяють розрахувати відносне значення зменшення індексу середньої частоти довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIFI_{\%}$:

$$\delta SAIFI_{\%} = \frac{\delta SAIFI}{SAIFI} \cdot 100\% = \frac{k^{(1+1)} \cdot (1-q)}{k} \cdot 100\% = \alpha \cdot (1-q). \quad (3.38)$$

Як зазначалося раніше величина $\alpha = 40\%$ [84], тому відносне значення зниження індексу середньої частоти довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIFI_{\%}$ буде дорівнювати:

- за першого виду розподілу ймовірності переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ

$$\delta SAIFI_{\%} = \begin{cases} 40 \cdot \left(1 - \frac{t}{t_{кр}}\right), & t < t_{кр}; \\ 0, & t \geq t_{кр}, \end{cases} \quad (3.39)$$

- за другого виду розподілу ймовірності переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ

$$\delta SAIFI_{\%} = \begin{cases} 40, & t < t_{кр}; \\ 0, & t \geq t_{кр}. \end{cases} \quad (3.40)$$

З вищезазначеного та формул (3.39) та (3.40) видно, що у випадку встановлення в електричну мережу ідентифікатора ОЗЗ, запропонованого автором, слід очікувати зменшення індексу середньої частоти довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIFI_{\%}$ на величину до 40%.

3.5 Вплив ідентифікатора ОЗЗ на індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні

У відповідності до [51,87] індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні потрібно розраховувати за статистичними даними по мережам оператора систем розподілу (обленерго) за формулою:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \cdot n_i}{n}, \quad (3.41)$$

де t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні.

Для оцінки впливу ідентифікатора ОЗЗ на індекс $SAIDI$ необхідно виділити із загальної кількості перерв в електропостачанні ті перерви, які викликані ОЗЗ, які переходять у міжфазні КЗ:

$$SAIDI = SAIDI^{(2,3)} + SAIDI^{(1+1)}, \quad (3.42)$$

де $SAIDI^{(2,3)}$ – індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні, викликаний дво- та трифазними КЗ в електричній мережі;

$SAIDI^{(1+1)}$ – індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні, викликаний переходом ОЗЗ у міжфазні замикання.

У випадку встановлення ідентифікатора ОЗЗ в розподільну ЕМ напругою 6-10 кВ буде зменшуватися ймовірність переходу ОЗЗ у міжфазні КЗ q , тому, як наслідок, буде зменшуватися і величина $SAIDI^{(1+1)}$. Дане зменшення можна розрахувати як різницю між значенням $SAIDI$ до встановлення ідентифікатора ОЗЗ та після його встановлення:

$$\delta SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{k^{(1+1)}} t_i \cdot n_i^{(1+1)}}{n} \cdot (1 - q). \quad (3.43)$$

Як зазначалося раніше, для зони електропостачання, яка отримує живлення від однієї нерезервованої електричної мережі (наприклад, див. рис.3.1):

$$n_i^{(1+1)} = n.$$

Для спрощення подальших міркувань та отримання аналітичного виразу для оцінки ефективності ідентифікатора ОЗЗ по параметру $SAIDI$ прийнято, що кожна довга перерва в електропостачанні має однакову тривалість та дорівнює середньому її значенню за рік $t_{\text{сеп}}$:

$$t_1 = t_2 = \dots = t_i = t_{\text{сеп}}.$$

В результаті вищезазначеного рівняння (3.43) набуде вигляду:

$$\delta SAIDI = \frac{k^{(1+1)} \cdot t_{\text{сеп}} \cdot n}{n} \cdot (1 - q) = k^{(1+1)} \cdot t_{\text{сеп}} \cdot (1 - q). \quad (3.44)$$

Для резервованих ЕМ картина буде дещо відрізнятися, та буде залежати не тільки від структури ЕМ та розміщення кількості точок продажу електроенергії, але і від наявності в мережі секціонуючих КА та їх виду, а також від виду резерву – ручний та автоматичний. Отримати рівняння для розрахунку індексу *SAIDI* в загальному вигляді для резервованих ЕМ не представляється можливим.

Підставляючи формули (3.6) та (3.7) у (3.44) можна отримати залежності зменшення індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIDI$ в результаті запровадження ідентифікатора ОЗЗ в розподільні ЕМ напругою 6-10 кВ для двох запропонованих видів розподілу ймовірності переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ:

- у випадку першого виду розподілу $q = f(t)$:

$$\delta SAIDI = \begin{cases} k^{(1+1)} \cdot t_{\text{сеп}} \cdot \left(1 - \frac{t}{t_{\text{кр}}}\right), & t < t_{\text{кр}}; \\ 0, & t \geq t_{\text{кр}}, \end{cases} \quad (3.45)$$

- у випадку другого виду розподілу $q = f(t)$:

$$\delta SAIDI = \begin{cases} k^{(1+1)} \cdot t_{\text{сеп}}, & t < t_{\text{кр}}; \\ 0, & t \geq t_{\text{кр}}. \end{cases} \quad (3.46)$$

Графічне відображення таких залежностей зображене на рис. 3.8.

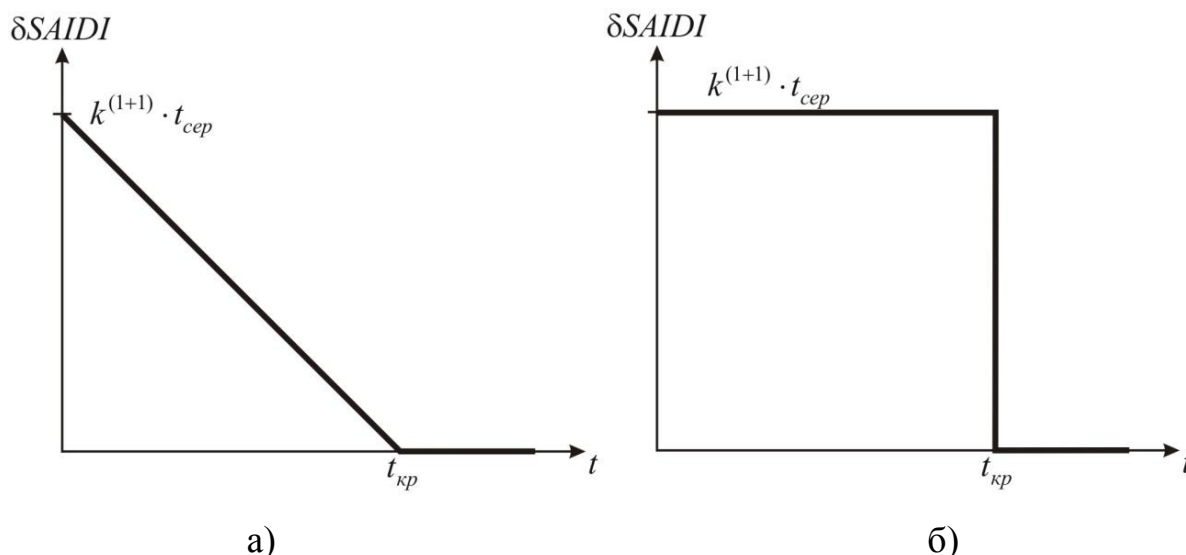


Рис. 3.8. Залежності зменшення індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIDI$ у випадку запровадження ідентифікатора ОЗЗ: а) для першого виду розподілу $q = f(t)$; б) для другого виду розподілу $q = f(t)$

З рис. 3.8 видно, що найбільший ефект по зменшенню індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIDI$ від запропонованого автором ідентифікатора ОЗЗ буде спостерігатися коли:

- $t \rightarrow 0$ – у випадку першого виду розподілу $q = f(t)$ (рис. 3.8,а);
- $t < t_{kp}$ – у випадку другого виду розподілу $q = f(t)$ (рис. 3.8,б).

Як зазначалося раніше, на етапі запровадження будь-яких засобів підвищення надійності, до яких також відноситься ідентифікатор ОЗЗ, запропонований автором, цікавляться не абсолютними, а відносними значеннями параметрів. Тому були отримані залежності, які дозволяють розрахувати відносне значення зменшення індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIDI_{\%}$:

$$\delta SAIDI_{\%} = \frac{\delta SAIDI}{SAIDI} \cdot 100\% = \frac{k^{(1+1)} \cdot (1-q)}{k} \cdot 100\% = \alpha \cdot (1-q). \quad (3.47)$$

Як зазначалося раніше величина $\alpha = 40\%$ [84], тому відносне значення зниження індексу середньої частоти довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIDI_{\%}$ буде дорівнювати:

- за першого виду розподілу ймовірності переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ

$$\delta SAIDI_{\%} = \begin{cases} 40 \cdot \left(1 - \frac{t}{t_{кр}}\right), & t < t_{кр}; \\ 0, & t \geq t_{кр}, \end{cases} \quad (3.48)$$

- за другого виду розподілу ймовірності переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ

$$\delta SAIDI_{\%} = \begin{cases} 40, & t < t_{кр}; \\ 0, & t \geq t_{кр}. \end{cases} \quad (3.49)$$

З вищезазначеного та формул (3.48) та (3.49) видно, що у випадку встановлення в електричну мережу ідентифікатора ОЗЗ, запропонованого автором, слід очікувати зменшення індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIDI_{\%}$ на величину до 40%.

3.5 Висновки за розділом

1. Аналіз статистичної інформації по відмовам в електричних мережах 6-10 кВ АТ «Чернігівобленерго» дозволив встановити закони розподілу переходу ОЗЗ у міжфазні КЗ:

- до деякого критичного часу $t_{кр}$ ймовірність переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ лінійно збільшується зі збільшенням часу;
- до деякого критичного часу $t_{кр}$ ймовірність переходу ОЗЗ у міжфазне КЗ збільшується несуттєво, а після його досягнення різко зростає.

2. Запропонована імітаційна модель пересування ОВБ до ОЗЗ у нерезервованій розподільній електричній мережі напругою 6-10 кВ та метод

розрахунку показників надійності та ефективності функціонування існуючих мережі з ідентифікатором ОЗЗ, запропонованим автором. Встановлено, що у випадку інтеграції в електричну мережу ідентифікатора ОЗЗ слід очікувати зниження тривалості відновлення електропостачання $\delta\theta_{\%}$ та невідпуску електричної енергії споживачам $\delta W_{\%}$ на величину до 32%, а також зменшення індексу середньої частоти довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIFI_{\%}$ та індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIDI_{\%}$ на величину до 40%.

3. Отримані графічні залежності, які можуть бути використані керівним персоналом ПАТ «Чернігівобленерго» під час оптимізації структури обслуговуючого персоналу та його дислокації на місцевості задля одночасного вирішення задачі мінімізації витрат компанії та максимізації показників надійності електропостачання споживачів у випадку запровадження ідентифікатора ОЗЗ.

4. З вищезазначеного видно, що запропонований ідентифікатор ОЗЗ дозволяє суттєво покращити показники надійності електропостачання споживачів.

4 ФІЗИЧНІ ЕКСПЕРИМЕНТИ ТА ВПРОВАДЖЕННЯ ОТРИМАНИХ РЕЗУЛЬТАТІВ

4.1 Результати лабораторного експерименту з визначення часу, що витрачається на відправлення повідомлення через стільникову мережу та енергії, яка на це витрачається

Лабораторний дослід проведений з метою підтвердження працездатності пристрою, який розроблено на базі запропонованого автором принципу ідентифікації ОЗЗ в електричних мережах з ізольованою нейтраллю.

Час ідентифікації ОЗЗ складається з часу накопичення ємнісним накопичувачем достатньої кількості енергії та часу відправки повідомлення. Під час відправки повідомлення витрачається енергія, що була накопичена від струму ОЗЗ.

Для визначення часу, що витрачається на відправлення повідомлення через стільникову мережу та енергії, яка на це витрачається проведено експериментальні дослідження з використанням сучасного GSM-модуля SIM800L.

4.1.1 Схема досліду для визначення часу, що витрачається на відправлення повідомлення через стільникову мережу та енергії, яка на це витрачається

Для експерименту в якості передавача даних через мережу стільникового зв'язку обрано GSM-модуль SIM800L. На рис. 4.1 наведено структурну схему досліду. За для зберігання чистоти експерименту вимірювання проводилися лише на лініях живлення модуля зв'язку, на яких встановлено допоміжний фільтруючий конденсатор, ємністю понад 100мкФ. Він дозволяє усунути пікові стрибки у струмі, який споживається GSM-модулем.

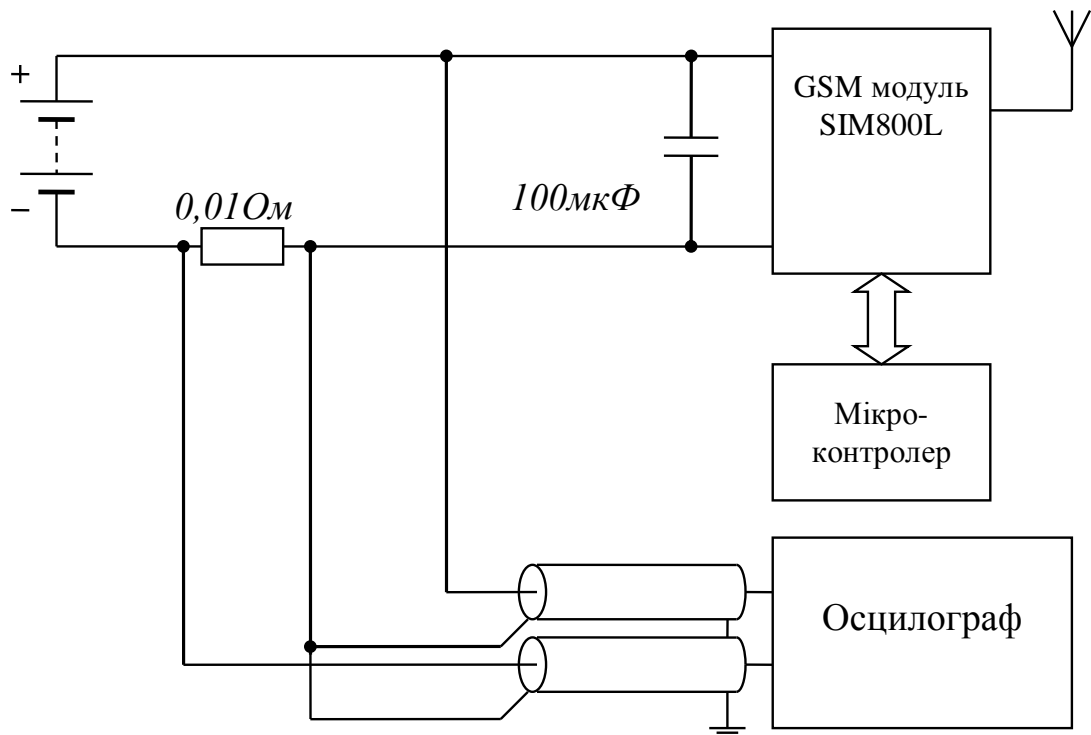


Рис. 4.1. Схема дослідної перевірки працездатності пристрою ідентифікації ОЗЗ

В проведеному досліді інформацію про пошкодження в електричній мережі (наявність струму замикання певної величини) представлено у вигляді надісланого SMS-повідомлення.

4.1.2 Час відправлення повідомлення та струм, що споживається модулем зв'язку при цьому

Для визначення часу, що витрачається на відправлення повідомлення через стільникову мережу та енергії, яка на це витрачається, було знято осцилограму струму, який споживає модуль під час відправки повідомлення про наявність ОЗЗ в електричній мережі на диспетчерський пункт електромережевого підприємства. Осцилограма вимірювалася цифровим осцилографом марки SDS1022DL із застосуванням елементарного перетворювача «струм-напруга» – струмового шунта. Замірjana осцилограма зображена на рис. 4.2 [52].

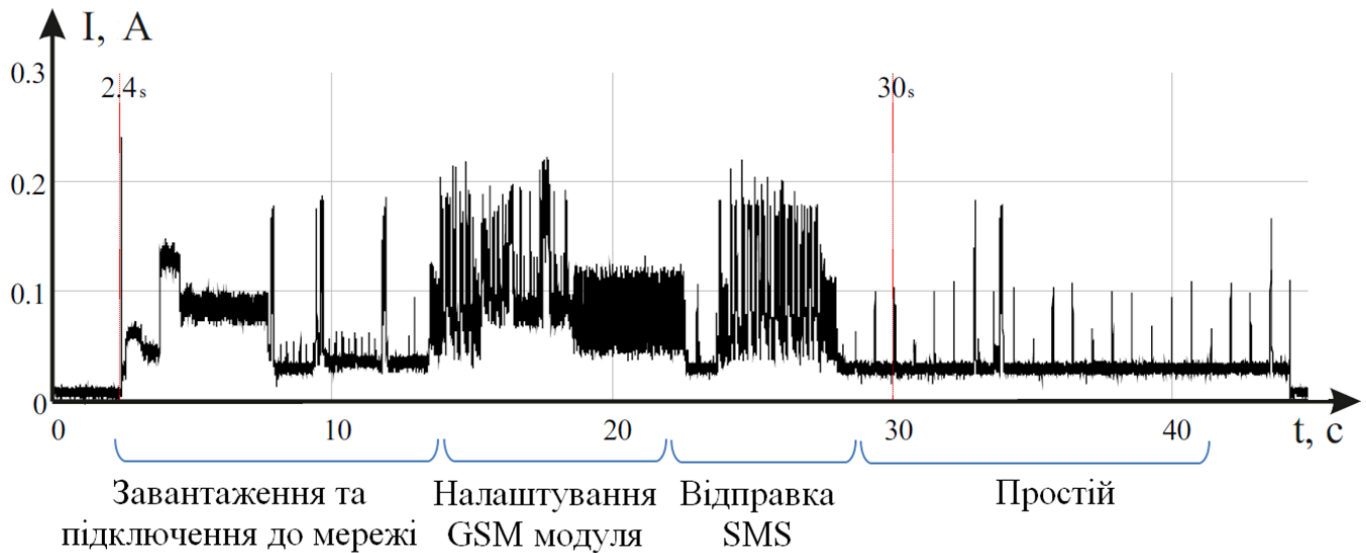


Рис. 4.2. Осцилограма струму, що споживається модулем відправки повідомлення пристроєм ідентифікації ОЗЗ

З рисунка видно, що час відправки повідомлення дорівнює 30с та складається:

- з часу завантаження модуля;
- з часу налаштування модуля;
- з часу безпосереднього зв'язку з базовою станцією стільникового зв'язку.

З цього рисунку також видно, що GSM-модуль при відправленні повідомлення на різних етапах споживає різну величину струму, а, як наслідок, різну величину електричної енергії.

Для надійного передавання повідомлення на диспетчерський пункт за різних вхідних струмах (струмах ОЗЗ в електричній мережі) необхідно визначити потрібну величину енергії, а, як наслідок, ємність внутрішнього накопичувача.

4.1.3 Визначення енергії, що затрачено на відправку повідомлення

Значення кількості енергії, що необхідна для відправлення повідомлення можна розрахувати:

$$W_{GSM} = \sum_{i=1}^N (U_i \cdot I_i) \cdot \Delta T, \quad (4.1)$$

де U_i – напруга живлення, В;

I_i – струм, що споживається в i -й проміжок часу, А;

ΔT – період вибірок, с.

Ємність іоністорів, що слід використовувати в якості накопичувача енергії можна розрахувати за формулою:

$$C = \frac{2 \cdot (W_{GSM} + W_{МК})}{U_{\max}^2 - U_{\min}^2}, \quad (4.2)$$

де U_{\max} , U_{\min} – максимальна і мінімальна напруга конденсатора, при якій підвищуючий стабілізатор напруги БЖ здатен працювати, В (для звичайного іоністора це 2,7В і 0,7В);

$W_{МК}$ – енергія, що затрачена на живлення мікроконтролера та допоміжних елементів схеми, Дж.

Використовуючи отриману осцилограму за формулою (4.1) розраховано мінімально необхідне значення енергії для відправки повідомлення – $W_{GSM} \approx 9 \text{ Дж}$.

Енергія, що затрачена на живлення мікроконтролера та допоміжних елементів схеми буде значно меншою за W_{GSM} . Тому нехтуючи її значенням отримаємо раціональну ємність іоністора (накопичувача енергії), що слід використовувати у запропонованому пристрої ідентифікації ОЗЗ у електричних мережах – $C > 3\Phi$.

Слід зазначити, що використання значно більшої ємності накопичувача енергії є не раціональним, оскільки це призведе до удорожчання пристрою ідентифікації ОЗЗ, а ефект від цього є незначним.

4.1.4 Час накопичення ємнісним накопичувачем достатньої кількості енергії

Точно визначити час, за який буде накопичена достатня кількість енергії неможливо, оскільки наявна велика кількість зовнішніх факторів, які впливають на процес. Однак можливо провести орієнтовні розрахунки для оцінки найдовшого часу накопичення. При мінімальному струмі ОЗЗ в 2А, що характерний для розгалужених електричних мереж напругою 10кВ з ПЛ у сільській місцевості, виходячи з даних, наведених на рис. 2.10, середня потужності, що відбирається від струму замикання, складатиме ~15мВт. Тоді орієнтовний час, достатній для накопичення енергії у 9Дж, складатиме менше 10 хв. При більших струмах замикання час буде значно меншим.

Після накопичення достатньої кількості енергії прилад майже миттєво (за 30с) надсилає повідомлення про місце ОЗЗ на ПЛ на диспетчерський пункт. Отже, цей час в 10хв 30с є максимально можливим часом ідентифікації місця ОЗЗ за мінімального струму.

Однак, вищезазначені розрахунки справедливі для металевого однофазного замикання на землю. Проте більшість замикань через штирьову ізоляцію ПЛ є замиканнями через деякий перехідний опір.

Значення струму ОЗЗ через штирьову ізоляцію в електричній мережі 6-10 кВ можна обчислити за формулою, отриманою методом еквівалентного генератора [53]:

$$I_{\text{ОЗЗ}} = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\text{пер}}^2 + \left(\frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_{\text{ПЛ}}} \right)^2}}, \quad (4.3)$$

де $U_{\text{Л}}$ – діюче значення номінальної лінійної напруги ПЛ;

$R_{\text{пер}}$ – опір пошкодження в місці пробую ізоляції;

ω – кутова частота;

$C_{\text{ПЛ}}$ – сумарна ємність електричнозв'язаних ПЛ, що включені від однієї секції шини центру живлення.

З наведеної формули видно, що найбільше значення струму ОЗЗ $I_{\text{ОЗЗ}}$ буде при $R_{\text{пер}} = 0$. Однак, як правило, всі пробої через ізолятор повітряної лінії 6-10кВ мають певний опір. На рис. 4.3 показано, як змінюється струм ОЗЗ в місці пошкодження, коли опір змінюється від нуля до високих значень [88-89].

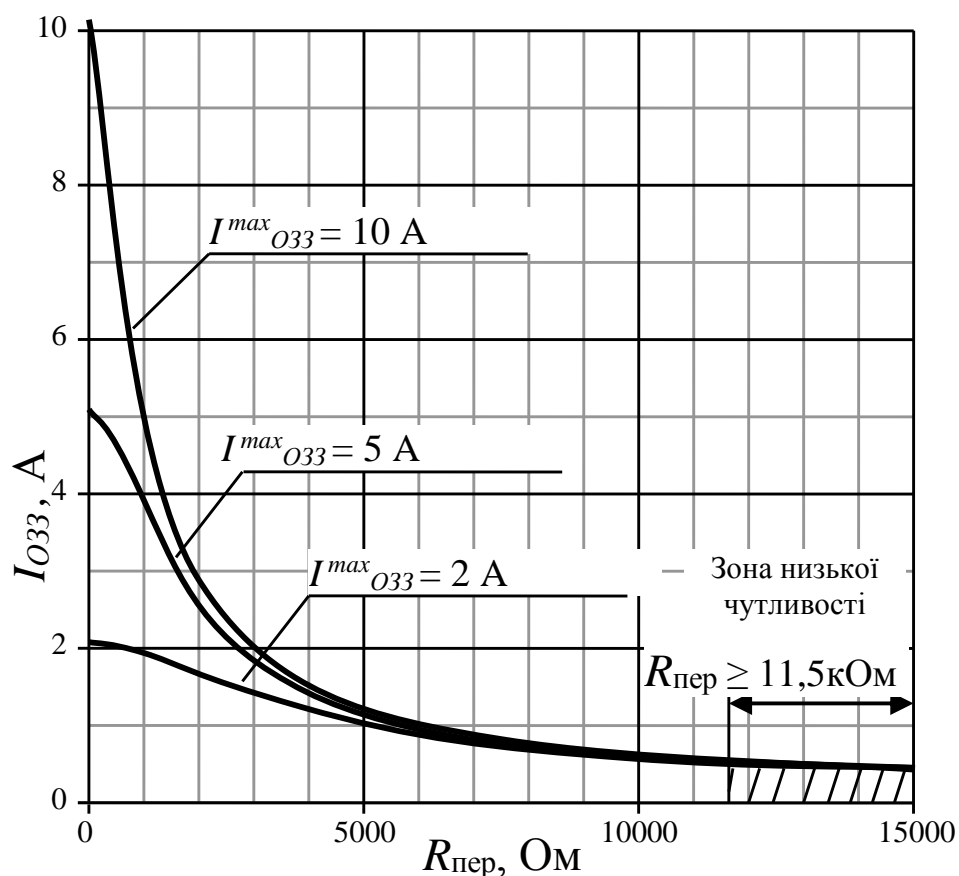


Рис. 4.3. Залежність струму ОЗЗ від опору пошкодження

Запропонований пристрій може виявити місце ОЗЗ, проте він буде мати деяку зону нечутливості (див. рис. 4.3). За малих струмів ОЗЗ тривалість ідентифікації пошкодження може виявитися зовеликою.

Слід також зазначити, що ОЗЗ в мережі з ізольованою нейтраллю можуть носити нестійкий характер. У випадку достатньо тривалої ідентифікації ОЗЗ пошкодження може самоусунутися, а потім виникнути повторно через деякий час,

що, як правило, призводить до затягування тривалості пошуку «традиційним» способом та збільшення витрат часу та ресурсів ОББ.

Запропонований ідентифікатор дозволяє виявити вищезазначені несправності, але для цього може бути витрачений невизначений час особливо при замиканні з великим опором. Як видно з рис. 4.3, зона низької чутливості починається від $R > 11,5$ кОм.

4.2 Експериментальний прототип пристрою

На основі отриманих даних було створено експериментальний прототип пристрою ідентифікації ОЗЗ. Зовнішній вигляд пристрою наведено на рис. 4.4.

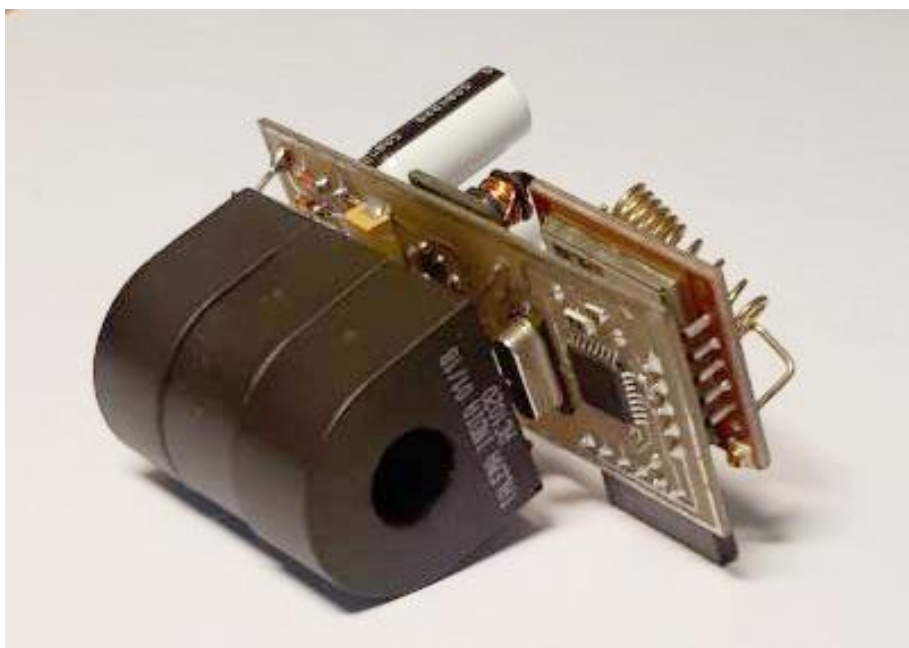


Рис. 4.4. Зовнішній вигляд експериментального прототипу

Пристрій було побудовано за найпростішою схемою блоку живлення (рис. 2.12,а). Схема пристрою наведена на рис. 4.5, а його друкована плата на рис. 4.6.

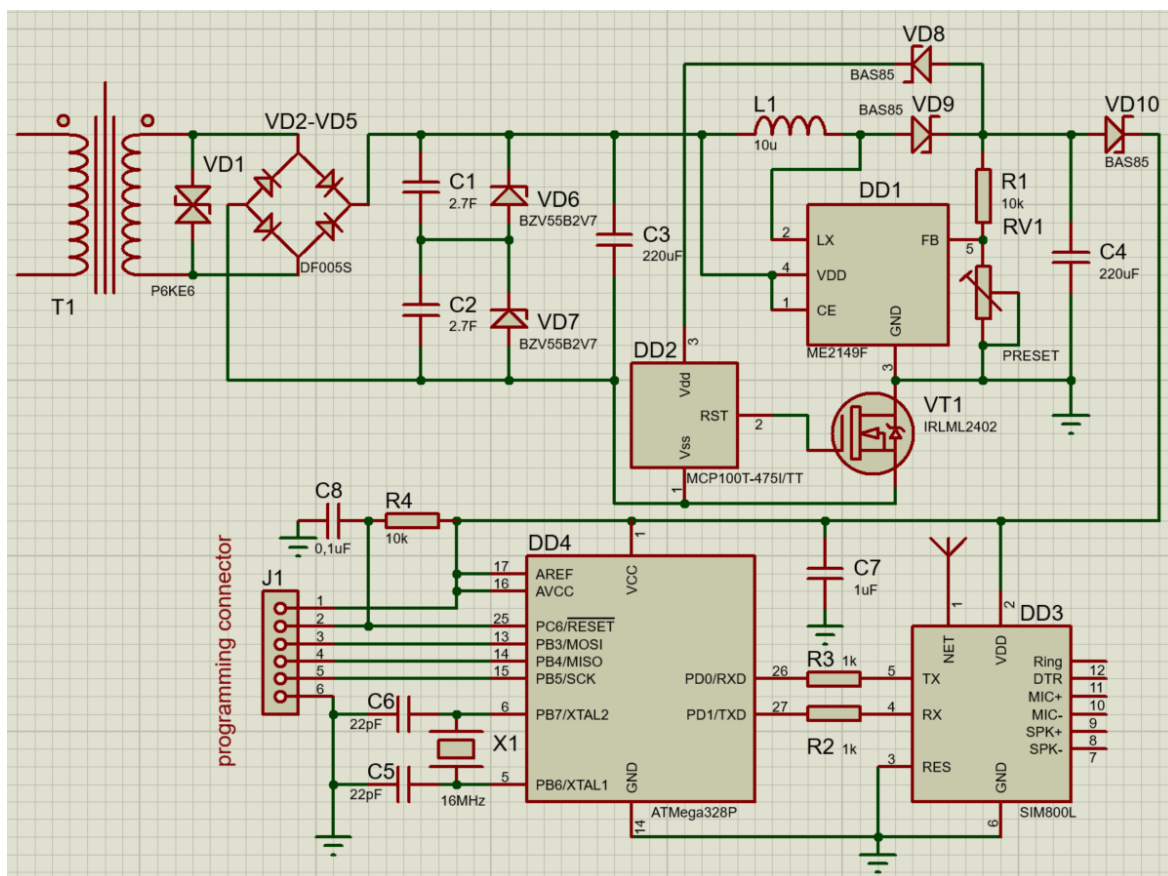


Рис. 4.5. Схема електрична принципова прототипу пристрою ідентифікації ОЗЗ

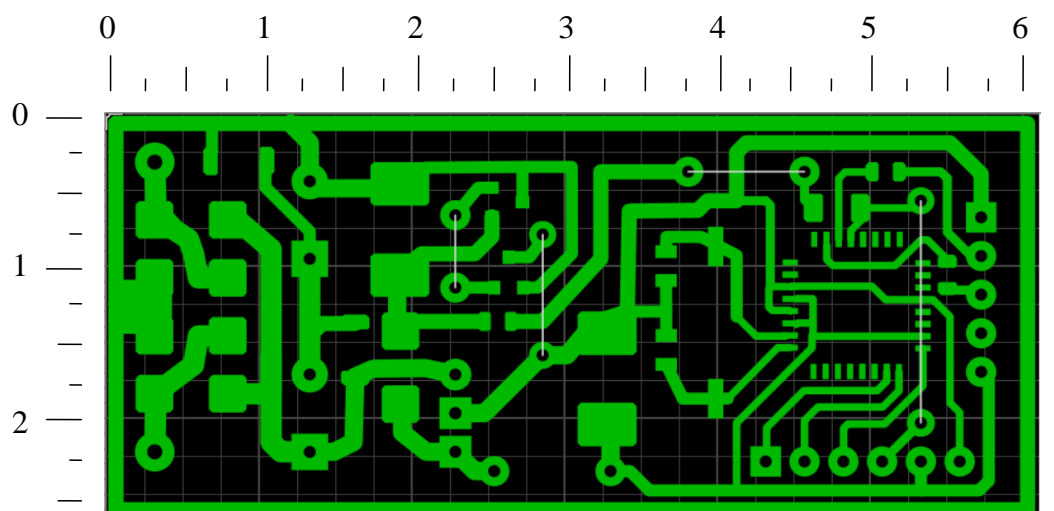


Рис. 4.6. Друкована плата пристрою

В якості накопичувачів енергії використано два суперконденсатора (іоністора) загальною ємністю 5 Ф.

4.3 Фізичний експеримент з перевірки працездатності пристрою

З використанням лабораторного обладнання лабораторії «Техніки високих напруг» кафедри «Електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій» Національного університету «Чернігівська політехніка» проведено дослід по перевірці працездатності пристрою в лабораторних умовах.

Для досліду застосовувався підвищувальний трансформатор 0,4/50кВ. Напруга на первинній обмотці такого трансформатора регулювалася лабораторним автотрансформатором для підвищення напруги до значень пробою ізоляції. В якості дослідного ізолятора використаний пошкоджений ізолятор марки ШФ-20. Структурна схема лабораторної установки наведена на рис. 4.7.

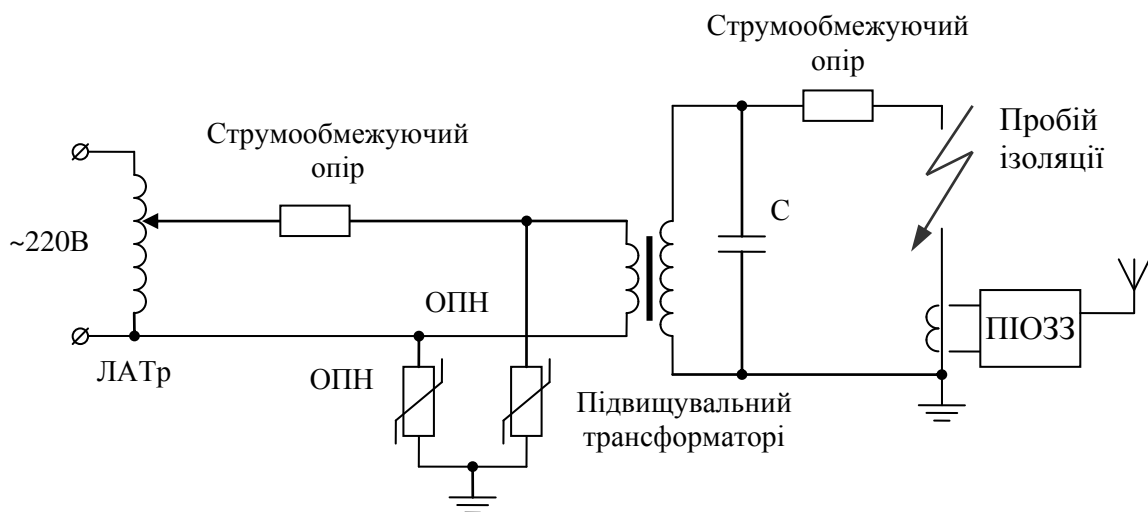


Рис. 4.7. Схема фізичного експерименту з перевірки працездатності

Перед включенням установки в мережу на виході ЛАТру виставлено мінімальне значення напруги та іоністори пристрою ідентифікації ОЗЗ були заряджені до напруги 0,9 від порогового значення спрацювання. Після включення установки в мережу напруга на виході підвищувального трансформатора плавно збільшувалася ЛАТром до тих пір, поки не утворився пробій ізолятора електричною дугою по його поверхні (див. рис. 4.8).



Рис. 4.8. Фото пробою ширьового ізолятора ШФ-20 під час лабораторного дослід з пристроєм ідентифікації ОЗЗ

Через 27с експериментальний зразок пристрою підключився до мережі стільникового зв'язку та надіслав повідомлення про наявність пошкодження штирьового ізолятора.

Після цього для перевірки працездатності пристрою в натурних умовах пристрій було екрановано та герметизовано епоксидним компаундом (див. рис. 4.9).



Рис. 4.9. Фото герметизованого епоксидним компаундом пристрою ідентифікації ОЗЗ

Для зручності монтажу пристрою на опорі ПЛ трансформатор відбору потужності винесено за межі герметизовано корпусу та з'єднано екранованим провідником.

4.4 Впровадження результатів в діючих електричних мережах

4.4.1 Впровадження отриманих результатів електричних мережах ДТЕК «Київські Регіональні Електромережі»

Розроблено робочий прототип пристрою який було герметизовано епоксидним компаундом та встановлено на дослідну експлуатацію в електричній мережі 10кВ ПрАТ «ДТЕК Київські Регіональні Електромережі». На рис. 4.10 наведено фотозвіт з встановлення пристрою на кутову анкерну опору ПЛ 10кВ Л-54 «Заповідник», що живиться від ПС 35/10кВ «Семіполки».

На опорі ПЛ було створена штучне ОЗЗ (закорочено стержневий опорний ізолятор ШФ-20 в одній з фаз). Розрахунковий струм ОЗЗ в електричній мережі 10кВ, що живиться від ПС 35/10кВ «Семіполки», складає 5,7А. Через 4,5хв надійшло повідомлення про ОЗЗ від дослідного прототипу пристрою.



Рис. 4.10. Фото встановленого опитну експлуатацію в електричні мережі

Після експерименту штучне ОЗЗ було усунуто, а пристрій залишився на дослідну експлуатацію на встановленому місці.

4.4.2 Інформаційні системи управління електричними мережами

Розглянуто існуючі системи (SmartGrid системи) управління та моніторингу в електричних мережах операторів систем розподілу на прикладі ПАТ «Чернігівобленерго», яке надає послуги з розподілу електроенергії в електромережах Чернігівської області. На сьогодні в ПАТ «Чернігівобленерго» існує кілька окремих систем автоматизованого управління мережами.

Перша система – це автоматизована комерційна система обліку електроенергії. Ця система використовується лише для комерційного обліку енергії.

Друга – SCADA-система [90], яка використовується для контролю стану енергомережі та відповідних вимірювань, а також для виконання необхідних

керуючих дій. Існуюча SCADA-система ПАТ «Чернігівобленерго» складається з трьох рівнів та використовує програмне забезпечення MicroSCADA.

Перший рівень – це рівень станцій та ліній електропередач, де розташоване обладнання для контролю та вимірювання.

Другий рівень – це рівень місцевого центру управління. Тут розміщені пульт управління та локальний сервер, до якого підключена інформаційна лінія з обладнання підстанції та лінії електропередач. На рис. 4.11 наведено на даний час діючі системи управління в районах електричних мереж.

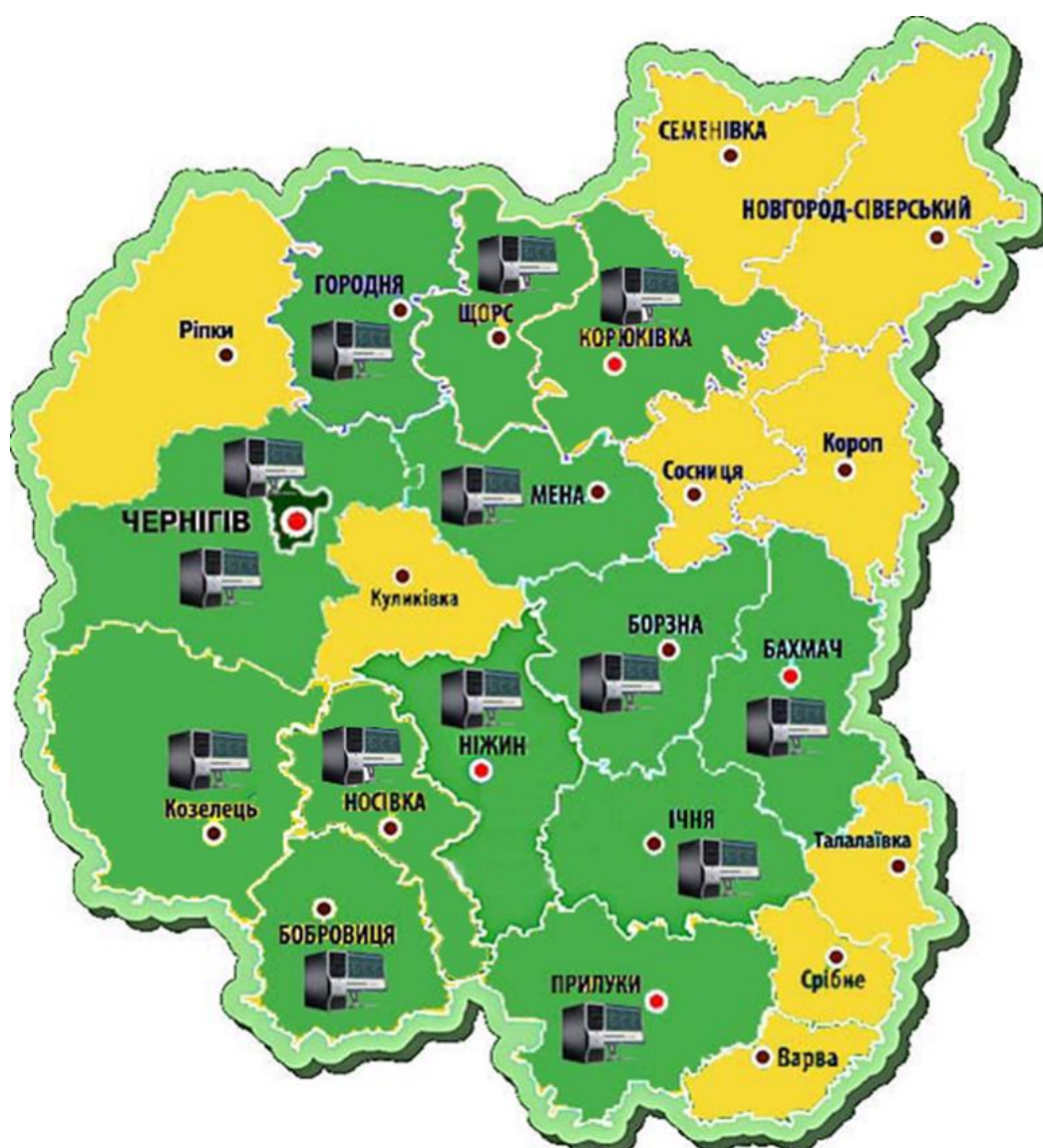


Рисунок 4.11 – Діючі системи MicroSCADA, станом на 2020 рік

Третій рівень – це рівень основного центру управління, до якого підключено багато інформаційних ліній з місцевих центрів. Усі центри управління використовують програмне забезпечення MicroSCADA Pro від компанії ABB. Структура SCADA-системи є такою ж у більшості підприємств енергомереж в Україні. На рис. 4.12 наведена диспетчерська зала ПАТ «Чернігівобленерго», куди стікається уся інформація про стан мереж зі всієї області.



Рис. 4.12. Диспетчерська зала ПАТ «Чернігівобленерго»

Третя система – геоінформаційна система (ГІС). ГІС – це комп'ютерна система збору, зберігання, перевірки та відображення даних, пов'язаних з положеннями на поверхні Землі. У Чернігівській області більшість повітряних ліній електропередач 6-10 кВ зі своїми підстанціями 10 (6) / 0,4 кВ вже додано до бази даних ГІС з її координатами та розташуванням на лініях. Ця система використовується для пришвидшення координації операцій під час експлуатації електромереж.

4.4.3 Підключення до існуючих систем

Інформація повинна надходити на сервер SCADA-системи до місцевого центру управління, який знаходиться в регіоні, оскільки регіональні служби повинні виправляти несправності.

Для передачі даних застосовуються крім радіоканалів й інші резервні канали зв'язку, такі як: виділені фізичні лінії, GSM зв'язок та оптоволоконні канали. Існуючі канали зв'язку, що використовуються у вітчизняних операторів систем розподілу, зокрема в ПАТ «ЧЕРНІГІВООБЛЕНЕРГО», відповідають вимогам IEC 61850 [91,92] та IEC 60870-5-104 [93]. У роботі [94] наводяться приклади застосування стандарту IEC 61850 [91] для автоматизації систем розподілу.

Для підключення запропонованого пристрою до існуючих систем запропонована схема [95], яка показана на рис. 4.13. Для її реалізації потрібно використовувати таке обладнання, як GSM-модем, підключений до програмованого логічного контролера (PLC), що за відповідними протоколами [96,97] надсилає дані до ГІС- та SCADA-систем.

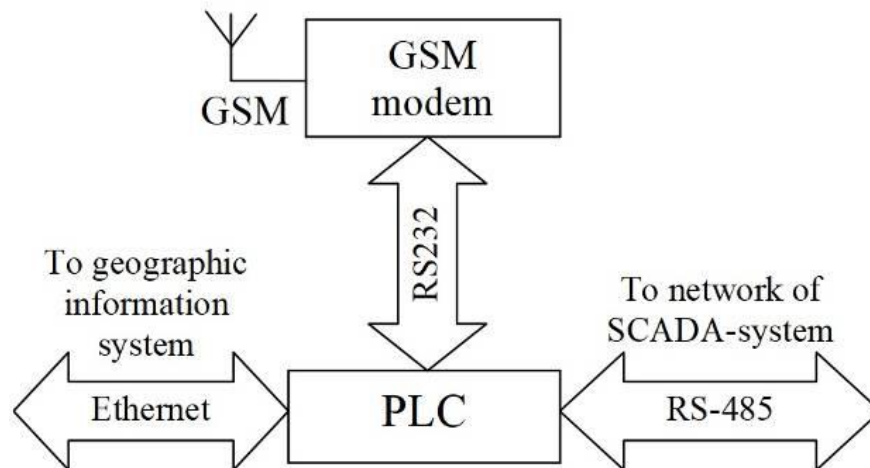


Рис. 4.13. Схема інтеграції пристрою в існуючі системи

В якості таких пристроїв можуть виступати обладнання компанії SIEMENS: GSM/GPRS модем – SINAUT MD 720-3 та ПЛК – PLC S7-200 (див. рис. 4.14).



Рис. 4.14. Обладнання для підключення до SCADA-системи ПАТ «Чернігівобленерго»

Повідомлення, яке запропонований пристрій надсилає серверу, складається з унікального коду для пристрою. Цей код повинен знаходитися в базі даних і мати еквівалентну опору на лінії електропередач. Коли цей код надходить на сервера центру управління, де він розшифровується та визначається де саме сталося замикання на заземлю. Після цього дані мають надходити на головний сервер, де дані будуть зберігатися у журналі подій.

Дані також слід надсилати до ГІС. Ця система може бути використана для візуального представлення даних про місце знаходження однофазного замикання на землю. Експлуатаційний персонал може використовувати його для навігації, коли вони усувають несправності.

4.4.4 Запропонований алгоритм дій персоналу з використанням інформації від запропонованого пристрою

В даний час диспетчер отримує сповіщення про несправність однофазного заземлення на моніторі SCADA-системи, після чого оперативно-виїзна бригада направляється на обхід вздовж повітряної лінії та шукати пошкодження. При цьому ГІС використовується лише для навігації по місцевості, побудови маршруту для бригади, аналізу під'їзних шляхів тощо. Пошук місця замикання без запропонованого буде займати тривалий час, що детально описано в розділі 1.

Якщо запропонований пристрій буде встановлений на опорах повітряної лінії, процес усунення пошкодження однофазного замикання на землю буде кардинально відрізнятись. Після того, як сталося пошкодження, оперативно-виїзна бригада починає підготовку до відправлення, що займає не менше 10 хвилин. За цей час повідомлення від пристрою надійде до ГІС.

Тому часу виявлення місця пошкодження не перевищує 10 хвилин. Якщо бригада отримає повідомлення про місце ОЗЗ, вона негайно вирушає безпосередньо на місце пошкодження для усунення проблеми. На рис. 4.15 показана частина плану села Ріпки з існуючої системи ГІС з повітряною лінією електропередачі, усіма опорами та приклад повідомлення про несправність. Як видно, опора з ОЗЗ позначена червоним кольором, а у таблиці поряд вказано з унікальний код пристрою, відображається диспетчерська назва лінії та номер опори [95].

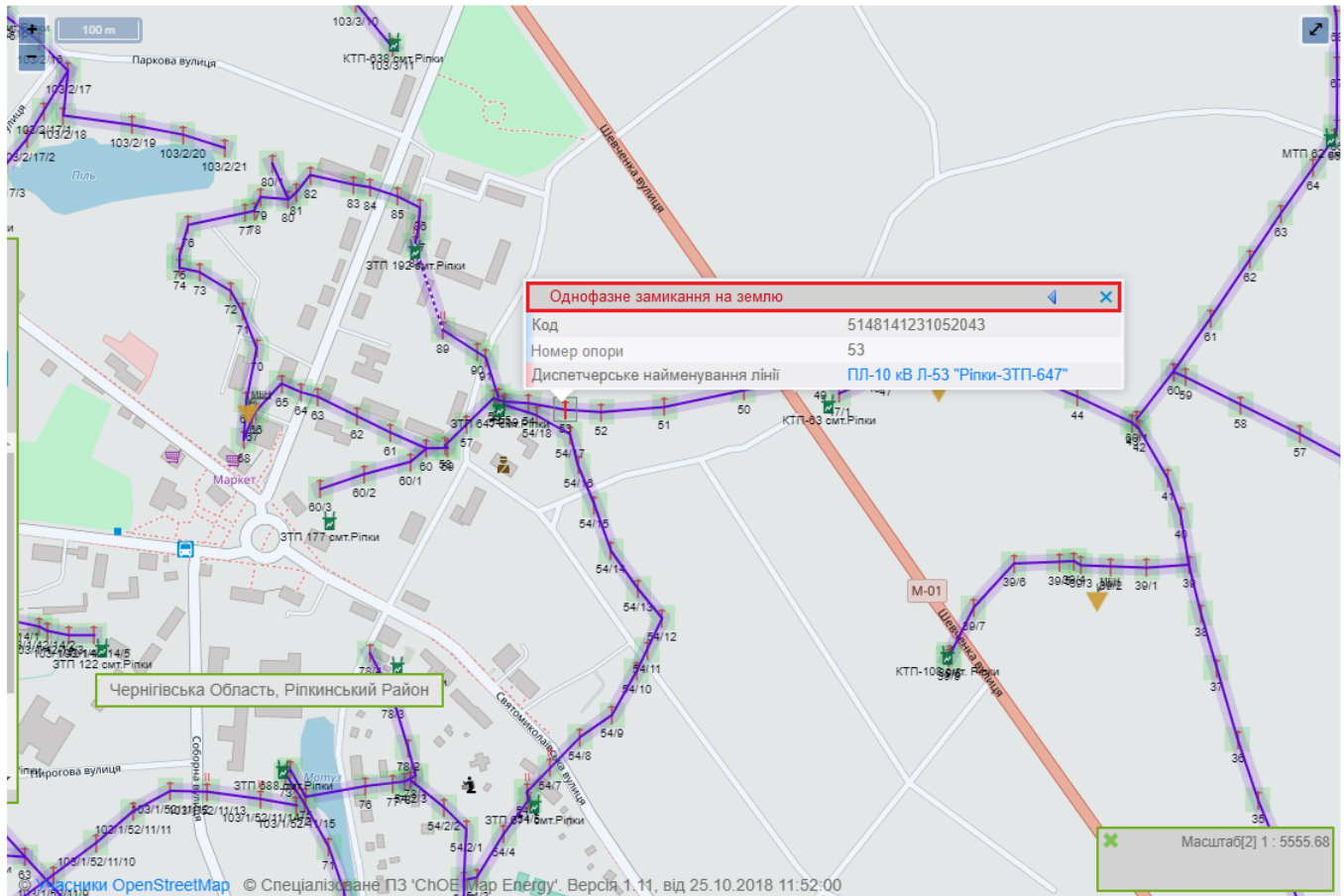


Рис. 4.15. Скріншот із системи ГІС
із прикладом повідомлення про несправність

Таке представлення інформації дозволяє диспетчеру чітко скоординувати дії по усуненню пошкодження, а оперативно-виїзній бригади скоротити час пошуку ОЗЗ до мінімально можливого та усунути пошкодження в найкоротший термін.

Одним з немало важливих аспектів є захист від кіберзагроз.

Запропонована система використовує GSM-мережу стільникового зв'язку. Це дає переваги для підключення, так як сьогодні українські провайдери мають велике мобільне покриття, яке майже повністю охоплює територію України. Але GSM-мережа – це публічна мережа. Тому існує можливість спроби використання загальнодоступне з'єднання для створення помилкових повідомлень. Ця дія не призведе до збоїв у роботі обладнання, що використовується для транспортування електроенергії, але може створити проблеми оперативному персоналу.

Для захисту необхідно виконувати конкретні рекомендації. Найголовнішим з яких запропоновані пристрої повинні мати SIM-карту зі спеціальним сервісом. Ця карта не має підключення до Інтернету, але має унікальне VPN-з'єднання з обладнанням місцевого центру.

4.5 Висновки за розділом

1. Експериментально визначена мінімальна кількість енергії, що потрібна запропонованому ідентифікатору ОЗЗ для відправлення повідомлення про пошкодження. Вона складає 9 Дж, а необхідна ємність накопичувача складає 3 Ф при напрузі 2,7 В.

2. Створено експериментальний прототип пристрою ідентифікації місця замикання на землю та показано його працездатність як у лабораторних умовах, так і у умовах реальної експлуатації.

3. Запропоновано структуру інтеграції ідентифікатора ОЗЗ до існуючої системи SmartGrid ПАТ «Чернігівобленерго» (до SCADA та GIS-системи) та надані рекомендації щодо використання допоміжного обладнання для під'єднання до існуючих інформаційних мереж.

4. Запропоновано алгоритм пошуку та усунення ОЗЗ експлуатаційним персоналом за умови встановлених пристроїв ідентифікації в електричній мережі.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішена актуальна задача розвитку теорії пристроїв визначення місць пошкодження в системах електропостачання загального призначення. Запропоновано схемо-технічні рішення запропонованого пристрою, що базується на інноваційному підході до ідентифікації місця пошкодження штирьової ізоляції. Отримані теоретичні та практичні результати дозволяють зменшити вартість і збільшити ефективність заходів щодо зменшення недовідпуску електричної енергії споживачам в системах електропостачання загального призначення з використанням пристроїв ідентифікації ОЗЗ.

Основні наукові і практичні результати полягають у наступному:

1. Проведений аналіз ретроспективної інформації з 2012 по 2017 роки по відмовам, викликаним ОЗЗ в ПЛ 6-10кВ на прикладі ПАТ «Чернігівобленерго», показав, що найбільша кількість знеструмлень виникає через пошкодження штирьової ізоляції (46,8%) та викликає середньорічний недовідпуск електричної енергії 45,9% від загального середньорічного недовідпуску, що у іменованих одиницях становить 21,2 МВт·год/рік. Тому для поліпшення надійності електропостачання споживачів необхідно, в першу чергу, застосовувати підходи, що зменшать кількість та тривалість знеструмлень, пов'язаних саме з пошуком пошкодженої штирьової ізоляції під час ОЗЗ.

2. Запропоновано спосіб ідентифікації пробую штирьової ізоляції та схемо-технічні рішення його реалізації, що дозволить зменшити час пошуку місця замикання та прискорити усунення пошкодження в системах електропостачання загального призначення 6-10кВ.

3. З використанням математичного моделювання доведено, що кількості енергії, яка може бути відібрана від струму ОЗЗ запропонованим способом, достатньо для живлення пристрою при дотриманні викладених рекомендацій, а експериментальні дослідження показали, що мінімальна кількість енергії, що

потрібна запропонованому ідентифікатору ОЗЗ для відправлення повідомлення про пошкодження складає 9 Дж.

5. Запропоновано методи розрахунку показників надійності та ефективності існуючих розподільних електричних мереж при встановленні запропонованих пристроїв ідентифікації місць ОЗЗ. Встановлено, що у випадку інтеграції в електричну мережу ідентифікатора ОЗЗ слід очікувати зниження тривалості відновлення електропостачання $\delta\theta_{\%}$ та недовідпуску електричної енергії споживачам $\delta W_{\%}$ на величину до 32%, а також зменшення індексу середньої частоти довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIFI_{\%}$ та індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні $\delta SAIDI_{\%}$ на величину до 40%.

6. Сформульовані рекомендації щодо впровадження отриманих результатів в інформаційні та комунікаційні системи збору та управління системою електропостачання загального призначення в рамках концепції SmartGrid. Описаний алгоритм роботи персоналу підчас ОЗЗ при встановлених пристроях ідентифікації місць пошкодження шторьової ізоляції, запропонованих автором.

7. Результати дисертаційної роботи отримали впровадження в навчальному процесі Національного університету «Чернігівська політехніка» та проходить експериментальну апробацію в діючих системах електропостачання, що знаходяться в експлуатації в ПрАТ «ДТЕК Київські Регіональні Електромережі». Подальше використання результатів роботи передбачається на підприємствах України, які займаються розподілом електроенергії.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. IEEE Std 142™-2007 IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems // Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2007. – 74p. DOI: 10.1109/IEEESTD.2007.4396963. Точка доступу: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4396963>
2. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Форт, 2017. – 760с.
3. Посібник з вивчення правил улаштування електроустановок. Розділ 1 Загальні правила. Глава 1.7 Заземлення і захисні заходи електробезпеки / В.Г. Стафійчук, В.Г. Сантоцький, І.Я. Капець, А.О. Квицинський – К.: «АСЕЛЕНЕРГО», 2008. – 156с.
4. Арбузов Р.С. Овсянников А.Г. Современные методы диагностики воздушных линий электропередачи. – Новосибирск: Наука, 2009. – 136с.
5. Аналіз доцільності заземлення нейтралі через високоомний резистор в мережах з повітряними лініями на залізобетонних опорах і струмами замикання на землю до 10 А. Квицинський А.О., к.т.н., Сантоцький В.Г., інж. Науково-проектний центр розвитку ОЕС України
6. Квицинський А.О., Шеліманова О.В. Розрахунок процесу термічного ураження залізобетонних опор струмами однофазного замикання на землю // Техніка та енергетика. – 2016. – №242. – С.204-210. – Режим доступу: <http://journals.nubip.edu.ua/index.php/Tekhnica/article/view/8017>
7. Квицинський А. О. Експериментальні дослідження процесу термічного ураження залізобетонних опор струмами однофазного замикання на землю / А.О. Квицинський, О.В. Шеліманова, В.Г. Сантоцький // Науковий вісник Національного університету біоресурсів і природокористування України. Серія : Техніка та енергетика АПК. – 2017. – Вип. 268. – С.196-204. – Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/nvnau_tech_2017_268_26

8. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (у редакції наказу 2019р.). – Х.: Індустрія, 2019. – 592с.

9. John D. McDonald. Electric Power Substations Engineering. – Third Edition. – CRC Press, 2012. – 536р.

10. Козлов А.Л. Поиск места однофазного замыкания в сети воздушных линий электропередачи напряжением 6 - 35 кВ / Электробезопасность. 2015. № 2. – С. 21-25.

11. Козлов А.Л. Способ поиска места однофазного замыкания на землю в сетях воздушных линий электропередачи напряжением 6-35 кВ и прибор, его реализующий // Электробезопасность. 2016. № 1. – С. 4-8.

12. Патент 2563340 Росія, МПК G01R 31/08. Способ определения места однофазного замыкания на землю в разветвленной воздушной ЛЭП с изолированной нейтралью / Козлов А.Л., Красных А.А., Кривошеин И.Л., Литвинов Д.Г., Машковцев И.И. заявник та патентовласник ФГБОУ ВПО "ВятГУ"; заявка № 2014128413/28 від 10.07.2014. – опубл. 20.09.2015, Бюл. № 26.

13. Красных А.А., Кривошеин И.Л., Козлов А.Л. Переносные приборы для определения места однофазного замыкания на землю // ЭНЕРГЕТИК. – 2015. – №11. – С.18-20.

14. Пат. № 64352 А України, МКИ 7 G01R31/08, Фіксатор короткого замикання. Черемісін М. М., Зубко В. М., Коробка В. О., Сідоров Г. А., Пироженко А. А. №2003054513; Заявлено 20.05.2003; Опубл. 16.02.2004, Бюл. №2.

15. Зубко В.М. Эффективность мониторингу замикань в мережах з ізольованою нейтраллю / В.М. Зубко, В.О. Коробка, О.В. Мірошник та ін. // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. – 2010. – Вип. 102. – С. 21-23.

16. Черемисин Н.М., Зубко В.М., Коробка В.А. Повышение эффективности эксплуатации электрических линий с изолированной нейтралью за счёт мониторинга аварийных ситуаций// Энергетика та електрифікація.– Центр технічної інформації «Енергетика та електрифікація».–2009.–№4.–С. 46-53.

17. Патент России на полезную модель №126144 Кучерявенков А.А., Карпашев А.С. Устройство для определения местоположения и вида повреждений воздушной линии электропередач., 2013.

18. A3 Group, “Kit of faulted circuit indicators,” OHL Fault Indicators Lodestar CL25. [Online]. URL: <https://www.a3.energy/products-bottom/ohl-fault-locator/lodestar-cl25-detail>. (дата звернення:10.11.2019)

19. LineTroll 111K Точка доступу: <http://www.nortroll.no/products/linetroll/linetroll-111k>

20. Patent US 2014/077820 A1 GSM/GPRS based method, system and computer programs to determine and locate high impedance faults on medium voltage distribution networks in high resistivity <https://patents.google.com/patent/US20140077820A1/en?q=US+2014%2f077820+A1>

21. Patent US 2007/059986 A1, Communicating faulted circuit indicator apparatus and method of use thereof <https://patents.google.com/patent/US20070059986A1/en?q=US+2007%2f059986+A1>

22. Сопель М.Ф., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Визначення місця однофазного замикання на землю в умовах електромагнітного впливу на повітряні лінії сигналізації, централізації та блокування залізниць // Технічна електродинаміка. – 2019. – №1. – С.50-54. – doi: 10.15407/techned2019.01.050

23. Стогній Б.С., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Вдосконалення методу визначення місця однофазного замикання на лініях сигналізації, централізації та автоблокування залізниць // Технічна електродинаміка. – 2020. – №1. – С.48-57. – doi: 10.15407/techned2020.01.048

24. Баран П.М., Кідиба В.П., Пришляк Я.Д., Сабадаш І.О. Автоматичне повторне ввімкнення в електричній мережі з ізолюваною нейтраллю за однофазного замикання на землю // Електроенергетичні та електромеханічні системи. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2020. – Том 2. – №1. – С.1-7. – doi: 10.23939/sepes2020.01.001

25. Буйний Р.О., Діхтярук І.В., Калюжний Ю.О., Квицинський А.О. Застосування роз'єднувачів нового покоління у схемах автоматизованого секціонування розподільних мереж напругою 6-10 кВ // Енергетика та електрифікація. – 2013. – №4. – С.34-40.

26. Діхтярук І. В. Підвищення надійності електропостачання споживачів в повітряних розподільних мережах напругою 10кВ за рахунок секціонування автоматичними роз'єднувачами [Електронний ресурс] : автореф. дис. ... канд. техн. наук : спец. 05.14.02 : галузь знань 141 / Ігор Віталійович Діхтярук ; [наук. керівник Буйний Р. О.] ; Нац. техн. ун-т "Харків. політехн. ін-т". – Харків, 2018. – 20 с. – Бібліогр.: с. 17-18. – укр.

27. Плешков П.Г. Розробка методу пошуку місця пошкодження при однофазному замиканні на землю. / П.Г. Плешков, М.В. Кубкін, О.С. Шепель // Матеріали всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції «Перспективні напрямки інформаційних і комп'ютерних систем та мереж, комп'ютерно-інтегровані технології у промисловості, телекомунікаціях, енергетиці та транспорті». – Кропивницький, 2019. – С. 136-138. – Режим доступу: <http://www.kntu.kr.ua/doc/science/zahody/zdob/2019/26.pdf#page=137>

28. Коваленко Л.Р., Коваленко О.І. Удосконалення методів визначення місць однофазних замикань на землю в мережах 10 та 35 кВ // Праці ТДАТУ. – 2015. – Вип.15, Т.2. – С.223-229.

29. H. Liang, Y. Liu, G. Sheng and X. Jiang, "Reproduction Methodology for Single Phase-to-Ground Faults in Overhead Transmission Lines," in IEEE Access, vol. 5, pp. 17403-17413, 2017, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2740955.

30. Борковский С.О., Горева Т.С., Горева Т.И. Проблема диагностики однофазных замыканий на землю в сетях с малыми токами замыкания на землю // Фундаментальные исследования. – 2014. – №9(5). – С.954-959. – Режим доступу: <https://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=34996>

31. Козлов В.К., Киржацких Е.Р., Гиниатуллин Р.А. Исследование влияния переходного сопротивления на определение места однофазного замыкания на землю в распределительных сетях с изолированной нейтралью // Вестник

Чувашского университета. – 2019. – №1. – С.39-46. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-vliyaniya-perehodnogo-soprotivleniya-na-opredelenie-mesta-odnofaznogo-zamykaniya-na-zemlyu-v-raspredelitelnyh-setyah-s>

32. Мирошник В.Ю., Батулько Д.В., Ляшков А.А. Методы и алгоритмы для определения места однофазного замыкания на землю в сетях 6-35 кВ с использованием параметров аварийного режима // Омский научный вестник. – 2017.– №1(151). – С.62-66. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-i-algoritmy-dlya-opredeleniya-mesta-odnofaznogo-zamykaniya-na-zemlyu-v-setyah-6-35-kv-s-ispolzovaniem-parametrov-avariynogo-rezhima>

33. M. A. Barik, A. Gargoom, M. A. Mahmud, M. E. Haque, H. Al-Khalidi and A. M. Than Oo, "A Decentralized Fault Detection Technique for Detecting Single Phase to Ground Faults in Power Distribution Systems With Resonant Grounding," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 33, no. 5, pp. 2462-2473, Oct. 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2799181

34. H. Teimourzadeh, A. Moradzadeh, M. Shoaran, B. Mohammadi-Ivatloo and R. Razzaghi, "High Impedance Single-Phase Faults Diagnosis in Transmission Lines via Deep Reinforcement Learning of Transfer Functions," in IEEE Access, vol. 9, pp. 15796-15809, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3051411

35. X. Wang et al., "Location of Single Phase to Ground Faults in Distribution Networks Based on Synchronous Transients Energy Analysis," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 1, pp. 774-785, Jan. 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2938667.

36. E. B. M. Tayeb and O. A. A. Rhim, "Transmission line faults detection, classification and location using artificial neural network," 2011 International Conference & Utility Exhibition on Power and Energy Systems: Issues and Prospects for Asia (ICUE), Pattaya, Thailand, 2011, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICUEPES.2011.6497761.

37. P. Liu and C. Huang, "Detecting Single-Phase-to-Ground Fault Event and Identifying Faulty Feeder in Neutral Ineffectively Grounded Distribution System," in

IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 33, no. 5, pp. 2265-2273, Oct. 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2788047.

38. A. Rahmati and R. Adhami, "A Fault Detection and Classification Technique Based on Sequential Components," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 50, no. 6, pp. 4202-4209, Nov.-Dec. 2014, doi: 10.1109/TIA.2014.2313652.

39. B. Liu, H. Ma, H. Xu and P. Ju, "Single-phase-to-ground fault detection with distributed parameters analysis in non-direct grounded systems," in CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 5, no. 1, pp. 139-147, March 2019, doi: 10.17775/CSEEJPES.2016.00740.

40. H. Zeng et al., "Research on Single-Phase to Ground Fault Simulation Base on a New Type Neutral Point Flexible Grounding Mode," in IEEE Access, vol. 7, pp. 82563-82570, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2922361

41. СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576. Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі – К.: ОЕП «ГРІФРЕ», 2005. – 92с.

42. Ткач, В.І. Вплив однофазних замикань на землю на експлуатаційні показники надійності повітряних ліній 6-10 кВ ПАТ «Чернігівобленерго» / В. І. Ткач, В. М. Безручко, Р. О. Буйний // Вісник НТУ «ХП», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – Харків: НТУ «ХП». – 2019. – № 1. – С. 120-126. – doi:10.20998/2413-4295.2019.01.14.

43. Gilvanejad, M. A methodology to include real-life failure data in the failure rate estimation of power distribution systems / M. Gilvanejad, H. Askarian Abyaneh, K. Mazlumi // Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences. – 2017. – Vol. 25. – pp.1082-1094. – doi: 10.3906/elk-1509-5.

44. Balijepalli, N. Modeling and analysis of distribution reliability indices / N. Balijepalli, S.S. Venkata, R.D. Christie // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2004. – Vol. 19. – pp.1950-1955. – doi: 10.1109/TPWRD.2004.829144.

45. Bayliss C.R., Hardy B.J. Transmission and Distribution Electrical Engineering. –Third Edition. – Elsevier Ltd, 2007. – 1040p.

46. Das D. *Electrical Power Systems*. – New Age International Publishers, 2006. –484p.

47. Ali, K. *Reliability Analysis of Power Distribution System* / K. Ali, R. Syahputra, R.O. Wiyagi // *Journal of Electrical Technology UMY (JET-UMY)*. – 2017. – Vol. 1, Issue 2. – pp.67-74.

48. Буйний, Р.О. Автоматичне секціонування розподільних електричних мереж напругою 6–10 кВ із застосуванням роз'єднувачів нового покоління / Р.О. Буйний, І.В. Діхтярук, В.В. Зорін // *Технічна електродинаміка*. – 2014. – №3. – С.70-75.

49. Діхтярук, І.В. Визначення раціональних місць встановлення автоматичних секціонуючих роз'єднувачів в розподільних мережах напругою 10 кВ / І.В. Діхтярук // *Технічна електродинаміка*. – 2014. – №4. – С.53-54.

50. Sun, X. *An Efficient Approach to Short-Term Load Forecasting at the Distribution Level* / X. Sun, P. B. Luh, K. W. Cheung, et al. // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2016. – Vol. 31. – pp. 2526-2537. – doi: 10.1109/TPWRS.2015.2489679.

51. Про затвердження форм звітності N 17-НКРЕ (квартальна) "Звіт щодо показників надійності електропостачання" та N 18-НКРЕ (квартальна) "Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг" та інструкцій щодо їх заповнення./ Постанова НКРЕ України №232 від 17.02.2011. <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/z0374-11>

52. Ткач В.І. Використання GSM технологій при ідентифікації місць однофазних замикань на землю в електричних мережах з ізольованою нейтраллю зі штирьовою ізоляцією / В.М. Безручко, Р.О. Буйний, А.Ю. Строгий, В.І. Ткач // *Технічна електродинаміка*. – 2018. – №5. – С.96-99. – doi: 10.15407/technd2018.05.096

53. Tkach, V. *Integration of New Single-Phase-to-Ground Faults Detection Devices into Existing SmartGrid Systems* / V. Bezruchko, R. Buinyi, A. Strogii, V. Tkach // *IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), IEEE Proceedings*. – 2019, pp. 84-87. – doi: 10.1109/ESS.2019.8764237

54. Офіційний сайт оператора стільникового зв'язку Vodafone. Карта покриття 2G, 3G та 4G-зв'язку в Україні. Точка доступу: <https://www.vodafone.ua/uk/privatnim-klientam/services/network/internet>

55. Горев В.М. Технічна електродинаміка / Навчальний посібник. – Дніпро: Національний технічний університет «Дніпровська політехніка» (НТУ «ДП»), 2019. – 91 с. – ISBN 978-966-350-716-3.

56. Ткач В.І. Відбір потужності від струму однофазного замикання на землю для живлення приладу ідентифікації замикання / Безручко В.М., Буйний Р.О., Ткач В.І. // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2020. – №4(151). – С.25-31. – doi: 10.31649/1997-9266-2020-151-4-25-31

57. McLyman Colonel Wm. T. Transformer and Inductor Design Handbook. Fourth Edition. – CRC Press, Taylor & Francis Group, 2011. – 667 p.

58. Пат. на корисну модель 147799 Україна, МПК G01R31/08. Пристрій ідентифікації однофазних замикань на землю в мережах з ізольованою нейтраллю / В.М. Безручко, Р.О. Буйний, А.Ю. Строгий, В.І. Ткач; заявник та патентовласник Чернігівський національний технологічний університет (UA). – № а2018 03974; заявл. 12.04.2018; опубл. 16.06.2021

59. Надежность систем энергетики и их оборудования. Справочник: В 4-х т. / Под общ. ред. Ю.Н.Руденко. – Т.2. Надежность электроэнергетических систем. Справочник / Под ред. М.Н. Розанова. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 568с.

60. Надежность и эффективность в технике: Справ.: В 10т. / М.: Машиностроение, 1988. – Т.5.: Проектный анализ надежности / Под ред. В.И. Патрушева и А.И. Рембезы. – 316с.

61. Скопинцев В.А., Чемоданов В.И., Чичинский М.И. Оценка надёжности работы электрической сети (трактат). – М.: НМЦ НЭС, 2004. – 37с.

62. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336с.

63. Половко А.М., Гуров С.В. Основы теории надежности. – СПб.: БХВ-Петербург, 2006. - 560 с.

64. Billinton, R. Reliability-network-equivalent approach to distribution-system-reliability evaluation / R. Billinton, P. Wang // Generation, Transmission and Distribution, IEEE Proceedings. – 1998. – Vol. 145. – pp. 149-153. – doi: 10.1049/ip-gtd:19981828.

65. Зорин В.В., Тисленко В.В. Особенности расчета показателей надежности схем электрических сетей // Известия ВУЗов. Энергетика. – 1973. – №6. – С.15-21.

66. Тисленко В.В. Модели и методы управления надежностью систем электроснабжения сельскохозяйственного назначения: Автореф. дис... д-ра техн. наук: 05.14.02 / Институт электродинамики НАН Украины. – К., 1991. – 38с.

67. Буйный Р.А., Зорин В.В., Тисленко В.В. Метод зонных структур в оптимизации надежности распределительных сетей 10кВ // Електрифікація та автоматизація сільського господарства. – 2004. – №2(7). – С.30-35.

68. Буйний Р.О., Подольний С.В., Зорін В.В. Модифікований метод оптимізації надійності розподільчих мереж 10кВ // Энергетика и электрификация. – 2004. – №9. – С.43-46.

69. Буйный Р.А., Квицинский А.А., Зорин В.В. Обоснование применения современных средств повышения надежности в распределительных сетях 10 кВ // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – К.: Знання України. – 2007. – Вып.57. – С.211-214.

70. Діхтярук І.В. Використання роз'єднувачів нового покоління для секціонування розподільних електричних мереж з джерелами розподіленої генерації // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2014. – №1. – С.58-61.

71. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі. – К.: Міненерго України, 1997. – 53с.

72. Методика выбора показателей надежности сложных технических устройств. МУ 2-70. – М.: Изд-во Госкомстандартов, 1971. – 36с.

73. Надежность систем электроснабжения / В.В. Зорин, В.В. Тисленко, Ф. Клеппель, Г. Адлер. – К.: Вища школа, 1984. – 192с.

74. Буйный Р.А., Квицинский А.А., Зорин В.В. Анализ эффективности использования различных средств для повышения надежности распределительных электрических сетей 10-110кВ // Новини енергетики. – 2010. – №9. – С.34-37.

75. Буйный Р.А., Дихтярук И.В., Красножон А.В. Использование разъединителя РЛКВ-С-10 для секционирования распределительных сетей напряжением 10 кВ // Вісник Чернігівського державного технологічного університету: зб. – 2012. – №1(55). – С.227-232. – (Серія "Технічні науки").

76. Козирський В.В., Гай О.В., Костюк В.А., Петров П.В. Підхід щодо розміщення реклоузерів у розподільних мережах // Енергетика та електрифікація. – 2012. – №6. – С.6-12.

77. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Гунько І.О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії. – Вінниця: ВНТУ, 2018. – 174с.

78. Козирський В.В., Гай О.В. Вибір оптимальної кількості секціонуючих пристроїв для розподільних мереж 10кВ // Електрифікація та автоматизація сільського господарства. – 2004. – №2(7). – С.12-20.

79. Прусс В.Л., Тисленко В.В. Повышение надежности сельских электрических сетей. – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – 208с.

80. Буйный Р.А., Гай А.В., Сорокин А.Ю., Тисленко В.В. Новые подходы к учету надежности электроснабжения потребителей в рыночных условиях // Техническая электродинамика. Тематический выпуск "Проблемы современной электротехники". – 2002. – №5. – С.85-88.

81. Ali A. Chowdhury, Don O. Koval. Power distribution system reliability. Practical Methods and Applications. – IEEE Press, 2009. – 531p.

82. Циганенко, Б. В. Перспективи переведення розподільних мереж України на номінальну напругу 20 кВ / Б. В. Циганенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – №1. – С.1-4.

83. Tkach, V. The expected reduction of energy not supplied to consumers after installation the identifiers of single-phase-to-earth fault in power networks with isolated

neutral/ Bezruchko, V., Buinyi, R., Tkach, V., Miroshnyk, O. // ТЕКА: Quarterly Journal of Agri-Food Industry. – 2020, Vol.20, No.1, pp.27-31.

84. Стасенко Р.Ф., Фещенко П.П. Автоматизация сельских электрических сетей. – К.: Техника, 1982. – 128с.

85. Прусс В.Л. Особенности формулировки задач исследования надежности распределительных сетей и методические вопросы их решения // МВИНБСЭ. – Омск. – 1979. – Вып.19. – С.21-33.

86. Смирнов А.И., Прусс В.Л., Богомолов И.В. Математическая модель процесса восстановления работоспособности распределительной ВЛ 10кВ и ее использование при решении проектных и эксплуатационных задач // Научные и прикладные проблемы энергетики. – Минск: Высшая школа. – 1980. – С.10-14.

87. Биллinton Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288с.

88. Ткач В.І. Інноваційний підхід до визначення місця однофазних замикань на землю в повітряних мережах 6-35кВ при реалізації концепції Smart Grid в Україні / Безручко В.М., Буйний Р.О., Ткач В.І. // Тези доповідей III Міжнародної науково-технічної конференції «Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2019)». – Харків: ХПІ, 2019. – С.38-41.

89. Ткач В.І. Інноваційний підхід до визначення місць однофазних замикань на землю в мережах 6-35кВ при реалізації концепції SMART GRID в Україні / В.М. Безручко, Р.О. Буйний, В.І. Ткач // Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. – Харків: НТУ «ХПІ». – 2019. – № 1. – С. 15-20.

90. Схема перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по ПАТ «ЧЕРНІГІВООБЛЕНЕРГО» на 2017-2027 роки – К.: ПАТ ПТІ «Київоргбуд», 2017.

91. IEC 61850. Communication Networks and Systems in Substations, Part 1: Introduction and Overview, IEC Std, 2003.

92. Higgins, N., Vyatkin, V., Nair, N.-K., Schwarz, K. Distributed Power System Automation with IEC 61850, IEC 61499, and Intelligent Control. Systems, Man, and Cybernetics, Part C: Applications and Reviews, IEEE Transactions on., 2011, Vol.41, pp.81-92, doi: 10.1109/TSMCC.2010.2046322.

93. IEC 60870-5-104 Transmission Protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles IEC Std, 2006.

94. S. Mohagheghi et al. Applications of IEC 61850 in distribution automation // 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, 2011, pp. 1-9, doi: 10.1109/PSCE.2011.5772491.

95. Ткач В.І. Інтеграція пристроїв ідентифікації однофазних замикань на землю в SCADA-систему диспетчерського управління / В.М. Безручко, Р.О. Буйний, А.Ю. Строгий, В.І. Ткач // Тези доповідей XI Міжнародної науково-практичної конференції «Комплексне забезпечення якості технологічних процесів та систем (КЗЯТПС – 2021)». – Чернігів: НУ «Чернігівська політехніка», 2021. – Т. 2. – С.146-148.

96. Gordon C., Deon R. Practical Modern SCADA Protocols. – Newnes, 2004. – 544p.

97. David B., Edwin W. Practical SCADA for Industry. – Newnes, 2003. – 304p.

ДОДАТОК А
РЕТРОСПЕКТИВНА ІНФОРМАЦІЯ ПО ОДНОФАЗНИМ ЗАМИКАННЯМ
НА ЗЕМЛЮ

А.1 Ретроспективна інформація по однофазним замиканням на землю
по ПАТ «Чернігівобленерго» за 2012-2017 роки

Таблиця А.1

Статистичні дані по однофазним замиканням на землю в електричних мережах
 10кВ ПАТ «Чернігівобленерго» за 2012 рік

Назва РЕМ	Вид пошкодження	Значення показника			
		кількість знеструмлень, шт	кільк. знестр. НП	кільк. знестр. ТП	неповідпуск ел.ен, кВт*год
1	2	3	4	5	6
Бахмачський	пошкодж. ізолятора	3	12	58	0.293
	обрив проводу	1	9	18	0.21
	пробій розрядника	2	3	16	0.161
	інші причини				
	не виявлено	2	3	36	0.37
Бобровицький	пошкодж. ізолятора	5	11	59	1.4
	обрив проводу	1	1	17	0.85
	пробій розрядника				
	інші причини				
	інші причини				
	не виявлено				
Борзнянський	пошкодж. ізолятора	6	7	67	0.96
	обрив проводу	14	20	156	3.43
	пробій розрядника				
	інші причини	5	12	83	1.36
	не виявлено	4	5	69	0.6

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4	5	6
Варвинський	пошкодж. ізолятора	4	12	25	0.25
	обрив проводу				
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено	1	4	12	0.1
Городнянський	пошкодж. ізолятора	4	24	57	0.972
	обрив проводу	2	11	43	0.49
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено				
Ічнянський	пошкодж. ізолятора	5	8	57	0.67
	обрив проводу	3	4	29	0.347
	пробій розрядника	1	1	10	0.09
	інші причини	1	1	14	0.18
	не виявлено	1	1	10	0.11
Козелецький	пошкодж. ізолятора	5	19	51	1.71
	обрив проводу	2	3	31	0.15
	пробій розрядника				
	інші причини	1	4	30	1.7
	не виявлено	2	8	39	0.031
Коропський	пошкодж. ізолятора	2	8	34	0.23
	обрив проводу	2	11	24	0.54
	пробій розрядника	1	7	12	0.12
	інші причини				
	не виявлено	1	4	9	0.09

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4	5	6
Корюківський	пошкодж. ізолятора	7	28	111	3.45
	обрив проводу	2	11	37	0.75
	пробій розрядника				
	інші причини	2	5	24	0.305
	не виявлено	2	9	28	0.3
Куликівсь	пошкодж. ізолятора	4	8	68	0.87
	обрив проводу	2	2	35	0.9
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено	1	1	10	0.12
Менський	пошкодж. ізолятора	4	8	63	0.78
	обрив проводу	2	4	40	0.33
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено	1	3	21	0.11
Н.-Сіверський	пошкодж. ізолятора	4	11	23	0.78
	обрив проводу	2	4	22	0.26
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено				
Ніжинський	пошкодж. ізолятора	3	4	31	1.27
	обрив проводу	1	1	5	0.05
	пробій розрядника				
	інші причини	3	1	11	0.12
	не виявлено				

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4	5	6
Носівський	пошкодж. ізолятора	2	2	6	0.23
	обрив проводу	3	4	26	0.74
	пробій розрядника				
	інші причини	1	1	3	0.42
	не виявлено				
Прилуцький	пошкодж. ізолятора	4	10	24	0.43
	обрив проводу	2	7	12	0.25
	пробій розрядника				
	інші причини	2	2	7	0.13
	не виявлено				
Ріпкинський	пошкодж. ізолятора	9	25	121	1.03
	обрив проводу				
	пробій розрядника	3	16	51	0.62
	інші причини	2	13	38	0.19
	не виявлено				
Семенівський	пошкодж. ізолятора	6	34	146	1.33
	обрив проводу	4	21	84	0.52
	пробій розрядника				
	інші причини	3	9	64	1.47
	не виявлено	4	15	60	0.25
Срібнянський	пошкодж. ізолятора	3	3	14	0.32
	обрив проводу	1	1	5	0.2
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено				

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4	5	6
Талалаївський	пошкодж. ізолятора	2	10	26	0.19
	обрив проводу	1	7	15	0.08
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено	1	6	14	0.13
Чернігівський	пошкодж. ізолятора	9	17	123	5.87
	обрив проводу	8	26	146	1.85
	пробій розрядника				
	інші причини	1	3	24	0.34
	не виявлено	3	14	53	3.74
Щорський	пошкодж. ізолятора	3	11	21	0.43
	обрив проводу				
	пробій розрядника	2	8	27	0.32
	інші причини	1	7	12	0.21
	не виявлено				

Статистичні дані по однофазним замиканням на землю в електричних мережах 10кВ ПАТ «Чернігівобленерго» за 2013 рік

Назва РЕМ	Вид пошкодження	Значення показника			
		кількість знеструмлень, шт	кільк. знестр. НП	кільк. знестр. ТП	недовідпуск ел.ен, кВт*год
1	2	3	4	5	6
Бахмачський	пошкодж. ізолятора	4	8	43	0.43
	обрив проводу	1	4	18	0.09
	пробій розрядника				
	інші причини	1	2	13	0.11
	не виявлено				
Бобровицький	пошкодж. ізолятора	4	14	46	0.82
	обрив проводу	1	2	22	0.32
	пробій розрядника	1	2	23	0.21
	інші причини				
	інші причини				
	не виявлено				
Борзнянський	пошкодж. ізолятора	3	4	49	0.73
	обрив проводу	3	6	31	0.24
	пробій розрядника				
	інші причини	3	6	28	0.42
	не виявлено	1	1	9	0.03
Варвинський	пошкодж. ізолятора	4	8	21	0.31
	обрив проводу				
	пробій розрядника	2	7	15	0.24
	інші причини				
	не виявлено				

Продовження таблиці А.2

1	2	3	4	5	6
Городнянський	пошкодж. ізолятора	4	6	32	0.87
	обрив проводу				
	пробій розрядника				
	інші причини	1	6	21	0.16
	не виявлено	1	3	14	0.12
Ічнянський	пошкодж. ізолятора	4	8	43	0.93
	обрив проводу	1	2	9	0.03
	пробій розрядника	2	6	24	0.34
	інші причини				
	не виявлено	1	3	7	0.09
Козелецький	пошкодж. ізолятора	4	21	45	1.5
	обрив проводу	1	1	6	0.09
	пробій розрядника				
	інші причини	2	5	11	0.11
	не виявлено				
Коропський	пошкодж. ізолятора	4	11	42	0.51
	обрив проводу	1	3	9	0.15
	пробій розрядника				
	інші причини	2	4	17	0.23
	не виявлено				
Корюківський	пошкодж. ізолятора	4	15	53	2.1
	обрив проводу				
	пробій розрядника				
	інші причини	1	4	18	0.42
	не виявлено	2	9	37	0.15

Продовження таблиці А.2

1	2	3	4	5	6
Куликівсь	пошкодж. ізолятора	4	3	49	0.18
	обрив проводу	3	2	20	0.1
	пробій розрядника				
	інші причини	3	2	19	0.36
	не виявлено				
Менський	пошкодж. ізолятора	5	7	97	3.33
	обрив проводу	3	3	29	0.32
	пробій розрядника	3	8	53	2.19
	інші причини	1	1	6	0.19
	не виявлено	2	6	30	0.24
Н.-Сіверський	пошкодж. ізолятора	3	8	32	0.32
	обрив проводу				
	пробій розрядника				
	інші причини	3	2	114	0.43
	не виявлено				
Ніжинський	пошкодж. ізолятора	4	2	42	1.12
	обрив проводу				
	пробій розрядника	1	1	7	0.11
	інші причини	3	1	37	2.27
	не виявлено				
Носівський	пошкодж. ізолятора	2	2	5	0.15
	обрив проводу	1	1	5	0.05
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено	1	3	8	0.08

Продовження таблиці А.2

1	2	3	4	5	6
Прилуцький	пошкодж. ізолятора	1	1	6	0.1
	обрив проводу	2	2	8	0.06
	пробій розрядника	1	4	8	0.01
	інші причини	2	2	5	0.05
	не виявлено				
Ріпкинський	пошкодж. ізолятора	6	14	62	0.94
	обрив проводу	1	2	8	0.02
	пробій розрядника				
	інші причини	1	2	5	0.07
	не виявлено	1	4	17	0.14
Семенівський	пошкодж. ізолятора	3	17	64	0.57
	обрив проводу				
	пробій розрядника	1	4	13	0.6
	інші причини	1	2	31	0.17
	не виявлено				
Срібнянський	пошкодж. ізолятора	3	6	23	0.45
	обрив проводу				
	пробій розрядника				
	інші причини	1	4	14	0.16
	не виявлено	1	5	17	0.11
Талалаївський	пошкодж. ізолятора	3	4	31	0.42
	обрив проводу	1	1	3	0.2
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено				

Продовження таблиці А.2

1	2	3	4	5	6
Чернігівський	пошкодж. ізолятора	8	32	98	2.12
	обрив проводу	2	6	26	0.33
	пробій розрядника	3	18	41	4.1
	інші причини	2	3	36	0.47
	не виявлено				
Щорський	пошкодж. ізолятора	4	12	25	0.54
	обрив проводу	2	7	24	0.34
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено	1	6	14	0.09

Статистичні дані по однофазним замиканням на землю в електричних мережах 10кВ ПАТ «Чернігівобленерго» за 2014 рік

Назва РЕМ	Вид пошкодження	Значення показника			
		кількість знеструмлень, шт	кільк. знестр. НП	кільк. знестр. ТП	неповідпуск ел.ен, кВт*год
1	2	3	4	5	6
Бахмачський	пошкодж. ізолятора	4	15	61	0.38
	обрив проводу	1	2	26	0.12
	пробій розрядника				
	інші причини	2	4	26	0.21
	не виявлено				
Бобровицький	пошкодж. ізолятора	3	6	35	0.81
	обрив проводу	1	3	7	1.6
	пробій розрядника				
	інші причини				
	інші причини	3	10	86	2.28
не виявлено					
Борзнянський	пошкодж. ізолятора	2	2	21	0.05
	обрив проводу	6	9	53	0.41
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено				
Варвинський	пошкодж. ізолятора	4	6	73	2.1
	обрив проводу				
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено				

Продовження таблиці А.3

1	2	3	4	5	6
Городнянський	пошкодж. ізолятора	4	12	34	0.81
	обрив проводу				
	пробій розрядника	3	6	13	0.21
	інші причини				
	не виявлено				
Ічнянський	пошкодж. ізолятора	5	11	65	0.83
	обрив проводу	2	5	27	1.467
	пробій розрядника	2	7	14	0.27
	інші причини				
	не виявлено				
Козелецький	пошкодж. ізолятора	3	8	50	1.06
	обрив проводу	4	12	59	2.38
	пробій розрядника				
	інші причини	1	2	13	0.15
	не виявлено				
Коропський	пошкодж. ізолятора	4	13	32	0.72
	обрив проводу	1	5	8	0.03
	пробій розрядника				
	інші причини	1	4	11	0.19
	не виявлено	1	2	5	0.08
Корюківський	пошкодж. ізолятора	5	21	61	0.89
	обрив проводу	2	5	24	0.16
	пробій розрядника	1	5	11	0.05
	інші причини	1	5	26	0.3
	не виявлено	1	4	18	0.01

Продовження таблиці А.3

1	2	3	4	5	6
Куликівсь	пошкодж. ізолятора	3	3	42	0.27
	обрив проводу	1	3	14	0.08
	пробій розрядника				
	інші причини	1	1	4	0.04
	не виявлено				
Менський	пошкодж. ізолятора	4	12	55	1.43
	обрив проводу	2	5	21	0.43
	пробій розрядника	1	1	17	0.3
	інші причини	1	1	1	0.01
	не виявлено				
Н.-Сіверський	пошкодж. ізолятора	3	6	18	0.51
	обрив проводу	1	4	10	0.04
	пробій розрядника				
	інші причини	1	6	21	0.31
	не виявлено	2	7	25	0.34
Ніжинський	пошкодж. ізолятора	2	6	31	0.53
	обрив проводу	1	1	14	0.22
	пробій розрядника				
	інші причини	3	3	50	0.56
	не виявлено	1	3	17	0.16
Носівський	пошкодж. ізолятора				
	обрив проводу	5	7	19	0.84
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено				

Продовження таблиці А.3

1	2	3	4	5	6
Прилуцький	пошкодж. ізолятора	4	17	55	0.59
	обрив проводу	1	4	10	0.05
	пробій розрядника				
	інші причини	2	2	9	0.14
	не виявлено				
Ріпкинський	пошкодж. ізолятора	7	31	86	1.9
	обрив проводу				
	пробій розрядника	2	3	16	0.18
	інші причини	2	2	11	0.12
	не виявлено				
Семенівський	пошкодж. ізолятора	1	8	29	0.09
	обрив проводу	3	18	52	0.28
	пробій розрядника	1	7	29	0.1
	інші причини	1	3	31	0.17
	не виявлено				
Срібнянський	пошкодж. ізолятора	3	7	31	0.54
	обрив проводу	2	11	34	0.27
	пробій розрядника				
	інші причини	1	1	14	0.12
	не виявлено				
Талалаївський	пошкодж. ізолятора	3	8	28	0.51
	обрив проводу				
	пробій розрядника				
	інші причини	2	4	17	0.23
	не виявлено				

Продовження таблиці А.3

1	2	3	4	5	6
Чернігівський	пошкодж. ізолятора	7	15	81	1.34
	обрив проводу	7	25	115	2.23
	пробій розрядника				
	інші причини	1	1	5	0.16
	не виявлено	2	6	34	0.13
Щорський	пошкодж. ізолятора	3	5	27	0.28
	обрив проводу	3	3	18	0.25
	пробій розрядника				
	інші причини	1	1	20	0.1
	не виявлено				

Статистичні дані по однофазним замиканням на землю в електричних мережах 10кВ ПАТ «Чернігівобленерго» за 2015 рік

Назва РЕМ	Вид пошкодження	Значення показника			
		кількість знеструмлень, шт	кільк. знестр. НП	кільк. знестр. ТП	неповідпуск ел.ен, кВт*год
1	2	3	4	5	6
Бахмацький	пошкодж. ізолятора	4	21	67	1.1
	обрив проводу	3	5	34	0.026
	пробій розрядника				
	інші причини	1	4	12	0.21
	не виявлено				
Бобровицький	пошкодж. ізолятора	4	17	61	1.1
	обрив проводу	2	11	34	0.32
	пробій розрядника				
	інші причини				
	інші причини				
	не виявлено	1	6	12	0.08
Борзнянський	пошкодж. ізолятора	7	21	68	1.3
	обрив проводу	2	13	24	0.53
	пробій розрядника	1	4	11	0.08
	інші причини	1	3	7	0.2
	не виявлено				
Варвинський	пошкодж. ізолятора	5	7	23	0.43
	обрив проводу	1	3	11	0.19
	пробій розрядника				
	інші причини	1	1	15	0.103
	не виявлено				

Продовження таблиці А.4

1	2	3	4	5	6
Городнянський	пошкодж. ізолятора	5	14	27	0.89
	обрив проводу	1	3	12	0.24
	пробій розрядника				
	інші причини	1	4	14	0.21
	не виявлено				
Ічнянський	пошкодж. ізолятора	4	12	27	0.64
	обрив проводу	1	2	7	0.25
	пробій розрядника				
	інші причини	2	6	15	0.21
	не виявлено	1	3	11	0.18
Козелецький	пошкодж. ізолятора	5	19	112	1.12
	обрив проводу	1	1	17	1.1
	пробій розрядника				
	інші причини	1	2	9	0.12
	не виявлено				
Коропський	пошкодж. ізолятора	3	6	17	0.21
	обрив проводу	2	4	21	0.18
	пробій розрядника				
	інші причини	1	2	11	0.28
	не виявлено				
Корюківський	пошкодж. ізолятора	5	15	52	1.74
	обрив проводу	3	11	31	1.2
	пробій розрядника				
	інші причини	1	2	11	0.5
	не виявлено	2	4	15	0.21

Продовження таблиці А.4

1	2	3	4	5	6
Куликівсь	пошкодж. ізолятора	3	3	31	0.35
	обрив проводу	2	2	22	0.27
	пробій розрядника	2	4	24	0.54
	інші причини				
	не виявлено				
Менський	пошкодж. ізолятора	6	17	129	1.63
	обрив проводу	1	4	17	0.1
	пробій розрядника				
	інші причини	2	3	50	0.24
	не виявлено	1	1	4	0.03
Н.-Сіверський	пошкодж. ізолятора	4	11	32	0.45
	обрив проводу				
	пробій розрядника	3	8	23	0.29
	інші причини	1	6	28	0.22
	не виявлено				
Ніжинський	пошкодж. ізолятора	2	4	22	0.14
	обрив проводу	3	6	39	0.23
	пробій розрядника				
	інші причини	2	3	12	0.26
	не виявлено				
Носівський	пошкодж. ізолятора	4	4	21	1.1
	обрив проводу	1	2	6	0.13
	пробій розрядника	1	3	11	0.21
	інші причини				
	не виявлено				

Продовження таблиці А.4

1	2	3	4	5	6
Прилуцький	пошкодж. ізолятора	3	5	21	0.43
	обрив проводу	1	1	20	0.05
	пробій розрядника				
	інші причини	5	19	74	0.8
	не виявлено				
Ріпкинський	пошкодж. ізолятора	6	7	43	1.43
	обрив проводу				
	пробій розрядника	2	4	14	0.23
	інші причини	2	3	19	0.07
	не виявлено				
Семенівський	пошкодж. ізолятора	4	11	34	0.54
	обрив проводу	1	6	15	0.13
	пробій розрядника				
	інші причини	2	9	49	0.34
	не виявлено				
Срібнянський	пошкодж. ізолятора	4	8	38	0.52
	обрив проводу	1	4	9	0.34
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено				
Талалаївський	пошкодж. ізолятора	3	7	21	0.29
	обрив проводу	1	6	13	0.1
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено	1	3	8	0.17

Продовження таблиці А.4

1	2	3	4	5	6
Чернігівський	пошкодж. ізолятора	7	50	199	9.87
	обрив проводу	19	87	369	8.46
	пробій розрядника	6	13	116	2.46
	інші причини	2	7	36	0.85
	не виявлено	2	5	28	0.46
Щорський	пошкодж. ізолятора	2	4	32	0.43
	обрив проводу	1	4	32	0.25
	пробій розрядника	1	1	4	0.01
	інші причини				
	не виявлено	2	5	34	0.12

Статистичні дані по однофазним замиканням на землю в електричних мережах 10кВ ПАТ «Чернігівобленерго» за 2016 рік

Назва РЕМ	Вид пошкодження	Значення показника			
		кількість знеструмлень, шт	кільк. знестр. НП	кільк. знестр. ТП	неповідпуск ел.ен, кВт*год
1	2	3	4	5	6
Бахмацький	пошкодж. ізолятора	1	2	21	0.5
	обрив проводу	3	5	34	0.096
	пробій розрядника	2	2	48	0.21
	інші причини	1	1	7	0.02
	не виявлено	1	1	4	0.003
Бобровицький	пошкодж. ізолятора	3	6	36	1.11
	обрив проводу	2	6	51	1.54
	пробій розрядника	1	4	12	0.23
	інші причини				
	інші причини				
не виявлено	1	5	17	0.08	
Борзнянський	пошкодж. ізолятора	5	12	32	0.98
	обрив проводу	3	7	21	0.54
	пробій розрядника	2	5	14	0.43
	інші причини				
	не виявлено	2	5	11	0.23
Варвинський	пошкодж. ізолятора	5	11	32	0.53
	обрив проводу				
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено	1	5	15	0.11

Продовження таблиці А.5

1	2	3	4	5	6
Городнянський	пошкодж. ізолятора	5	7	54	0.86
	обрив проводу	1	1	26	0.21
	пробій розрядника				
	інші причини	1	4	11	0.34
	не виявлено				
Ічнянський	пошкодж. ізолятора	5	6	23	1.54
	обрив проводу	1	1	11	0.33
	пробій розрядника	2	6	32	1.1
	інші причини	1	5	17	0.54
	не виявлено				
Козелецький	пошкодж. ізолятора	4	12	46	1.74
	обрив проводу	3	5	55	1.68
	пробій розрядника	1	1	6	0.15
	інші причини				
	не виявлено				
Коропський	пошкодж. ізолятора	4	7	21	0.35
	обрив проводу	2	6	17	0.54
	пробій розрядника	2	5	19	0.51
	інші причини				
	не виявлено				
Корюківський	пошкодж. ізолятора	8	24	106	2.57
	обрив проводу	3	11	31	1.4
	пробій розрядника	1	1	10	0.3
	інші причини				
	не виявлено	3	8	25	0.3

Продовження таблиці А.5

1	2	3	4	5	6
Куликівсь	пошкодж. ізолятора	3	4	25	0.62
	обрив проводу	2	3	18	0.19
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено	1	1	4	0.05
Менський	пошкодж. ізолятора	4	8	56	0.23
	обрив проводу	2	4	42	0.52
	пробій розрядника				
	інші причини	1	1	4	0.01
	не виявлено	2	3	22	0.41
Н.-Сіверський	пошкодж. ізолятора	3	6	32	1.2
	обрив проводу	2	5	27	0.54
	пробій розрядника	2	7	42	0.43
	інші причини				
	не виявлено	1	3	13	0.21
Ніжинський	пошкодж. ізолятора	2	6	36	0.21
	обрив проводу	1	5	21	0.29
	пробій розрядника				
	інші причини	2	2	26	0.29
	не виявлено	3	4	40	0.75
Носівський	пошкодж. ізолятора	2	3	14	0.2
	обрив проводу	3	4	19	0.65
	пробій розрядника	1	1	5	0.07
	інші причини				
	не виявлено				

Продовження таблиці А.5

1	2	3	4	5	6
Прилуцький	пошкодж. ізолятора	5	15	48	1.34
	обрив проводу	1	3	18	0.2
	пробій розрядника	2	5	21	0.42
	інші причини	1	3	18	0.1
	не виявлено	2	5	14	0.11
Ріпкинський	пошкодж. ізолятора	4	21	91	0.32
	обрив проводу	2	5	37	0.54
	пробій розрядника	1	5	25	0.42
	інші причини				
	не виявлено	2	4	23	0.18
Семенівський	пошкодж. ізолятора	6	21	83	1.22
	обрив проводу	1	4	16	0.28
	пробій розрядника	1	7	29	0.14
	інші причини				
	не виявлено				
Срібнянський	пошкодж. ізолятора	3	4	14	0.34
	обрив проводу				
	пробій розрядника	1	4	12	0.21
	інші причини				
	не виявлено	1	4	17	0.09
Талалаївський	пошкодж. ізолятора	2	6	21	0.94
	обрив проводу	2	3	9	1.3
	пробій розрядника	1	5	16	0.42
	інші причини	1	3	16	0.04
	не виявлено				

Продовження таблиці А.5

1	2	3	4	5	6
Чернігівський	пошкодж. ізолятора	5	46	121	2.29
	обрив проводу	7	27	97	3.26
	пробій розрядника	3	6	36	0.32
	інші причини	2	12	41	2.6
	не виявлено	10	43	218	9.55
Щорський	пошкодж. ізолятора	4	19	108	1.42
	обрив проводу				
	пробій розрядника	1	3	16	0.3
	інші причини	1	3	25	0.12
	не виявлено	1	2	11	0.1

Статистичні дані по однофазним замиканням на землю в електричних мережах 10кВ ПАТ «Чернігівобленерго» за 2017 рік

Назва РЕМ	Вид пошкодження	Значення показника			
		кількість знеструмлень, шт	кільк. знестр. НП	кільк. знестр. ТП	недовідпуск ел.ен, кВт*год
1	2	3	4	5	6
Бахмацький	пошкодж. ізолятора	6	11	107	1.03
	обрив проводу	4	9	78	0.75
	пробій розрядника	1	2	16	0.09
	інші причини	2	2	31	0.02
	не виявлено				
Бобровицький	пошкодж. ізолятора	3	8	75	1.04
	обрив проводу	2	7	55	1.42
	пробій розрядника				
	інші причини				
	інші причини	3	6	27	0.374
	не виявлено	1	5	8	0.03
Борзнянський	пошкодж. ізолятора	7	24	73	0.45
	обрив проводу	2	8	22	0.1
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено				
Варвинський	пошкодж. ізолятора	4	7	21	0.39
	обрив проводу	1	4	15	0.12
	пробій розрядника				
	інші причини	1	6	11	0.09
	не виявлено				

Продовження таблиці А.6

1	2	3	4	5	6
Городнянський	пошкодж. ізолятора	4	11	36	1.1
	обрив проводу	6	38	110	2.81
	пробій розрядника				
	інші причини	1	1	16	0.6
	не виявлено				
Ічнянський	пошкодж. ізолятора	4	7	32	1.32
	обрив проводу	3	6	25	0.45
	пробій розрядника	2	4	16	0.32
	інші причини	1	1	14	0.05
	не виявлено				
Козелецький	пошкодж. ізолятора	4	10	36	1.34
	обрив проводу	2	5	26	0.23
	пробій розрядника	1	1	6	0.01
	інші причини				
	не виявлено	2	4	15	0.21
Коропський	пошкодж. ізолятора	4	8	42	1.3
	обрив проводу	1	4	12	0.95
	пробій розрядника				
	інші причини				
	не виявлено	2	5	11	0.23
Корюківський	пошкодж. ізолятора	3	9	35	0.8
	обрив проводу	3	13	35	0.52
	пробій розрядника	6	25	82	1.19
	інші причини				
	не виявлено	3	12	39	0.5

Продовження таблиці А.6

1	2	3	4	5	6
Куликівсь	пошкодж. ізолятора	4	7	31	1.1
	обрив проводу	2	1	8	0.26
	пробій розрядника				
	інші причини	1	1	20	0.08
	не виявлено				
Менський	пошкодж. ізолятора	5	12	72	1.2
	обрив проводу	5	17	54	0.56
	пробій розрядника				
	інші причини	1	2	14	0.12
	не виявлено				
Н.-Сіверський	пошкодж. ізолятора	5	14	63	1.32
	обрив проводу	1	1	15	0.17
	пробій розрядника	1	5	21	0.32
	інші причини				
	не виявлено	2	3	8	0.23
Ніжинський	пошкодж. ізолятора	4	5	90	5.52
	обрив проводу	2	2	22	0.1
	пробій розрядника	4	2	62	1.22
	інші причини	2	3	32	0.87
	не виявлено				
Носівський	пошкодж. ізолятора	3	4	15	0.43
	обрив проводу	1	1	4	0.31
	пробій розрядника	1	1	6	0.62
	інші причини	1	1	5	0.06
	не виявлено	2	2	13	3.22

Продовження таблиці А.6

1	2	3	4	5	6
Прилуцький	пошкодж. ізолятора	5	12	54	0.82
	обрив проводу	2	1	28	0.27
	пробій розрядника	2	6	21	0.32
	інші причини	1	1	14	0.13
	не виявлено				
Ріпкинський	пошкодж. ізолятора	5	14	52	0.98
	обрив проводу	1	4	17	0.16
	пробій розрядника	2	7	21	0.32
	інші причини				
	не виявлено	1	4	17	0.21
Семенівський	пошкодж. ізолятора	4	10	27	0.42
	обрив проводу	4	22	75	1.63
	пробій розрядника	2	8	63	0.86
	інші причини	1	4	17	0.72
	не виявлено				
Срібнянський	пошкодж. ізолятора	3	8	17	0.45
	обрив проводу	1	6	15	0.6
	пробій розрядника				
	інші причини	2	5	32	0.42
	не виявлено				
Талалаївський	пошкодж. ізолятора	2	9	35	0.87
	обрив проводу	1	5	12	0.21
	пробій розрядника	2	4	21	0.31
	інші причини				
	не виявлено	1	3	7	0.09

Продовження таблиці А.6

1	2	3	4	5	6
Чернігівський	пошкодж. ізолятора	6	27	87	1.32
	обрив проводу	4	12	42	1.52
	пробій розрядника	3	6	45	1.33
	інші причини	4	7	45	0.7
	не виявлено	1	1	8	0.1
Щорський	пошкодж. ізолятора	4	8	70	0.61
	обрив проводу	3	10	43	0.25
	пробій розрядника	2	5	24	0.75
	інші причини	2	11	44	0.45
	не виявлено	1	3	17	0.07

ДОДАТОК Б
АКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ ОТРИМАНИХ РЕЗУЛЬТАТІВ



ДТЕК Київські Регіональні Електромережі

Оператор системи розподілу

ЗАТВЕРДЖУЮ

Генеральний директор
ПрАТ «ДТЕК Київські
регіональні електромережі»

В.Є. Шайда



_____ 2020р.

АКТ

про використання результатів дисертаційної роботи В.І. Ткача

Комісія в складі директора операційного Калюша О.Л., Керівника департаменту з операційних технологій Бистрова П.В та Керівника департаменту з охорони праці Возного П.О. цим актом підтверджує, що результати дисертаційної роботи В.І. Ткача, а саме:

- спосіб ідентифікації однофазних замикань на землю в електричних мережах з ізолюваною нейтраллю зі штировою ізоляцією з живленням електроніки від струмів замикання,

втілений у дослідному зразку пристрою, пройшов польові випробування на ПЛ 10кВ Л-54 «Заповідник», що живиться від ПС 35/10 кВ «Семіполки» та показав свою працездатність: створене штучне однофазне замикання на землю на зазначеній ПЛ було ідентифіковане пристроєм протягом 4,5 хвилин та передане SMS-повідомлення про номер опори з пошкодженням.

Вважаємо, що даний пристрій, на відміну від тих, які зараз застосовуються оперативним персоналом ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі»:

- суттєво зменшує час пошуку місць з однофазними замиканнями на землю та, як наслідок, зменшує витрати на експлуатацію електричних мереж;
- підвищує безпеку персоналу при обслуговуванні ПЛ 10кВ.

Директор операційний Калюш О.Л.

Керівник департаменту з операційних технологій Бистров П.В.

Керівник департаменту з охорони праці Возний П.О.



АКТ

про використання результатів дисертаційної роботи В.І. Ткача
 «Система ідентифікації місць однофазних замикань на землю у повітряних
 електричних мережах з ізольованою нейтраллю» у навчальному процесі
 Національного університету «Чернігівська політехніка»

Ми, що нижче підписалися, директор навчально-наукового інституту електронних та інформаційних технологій, к.т.н., доцент Іванець С.А., завідувач кафедри електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій, к.т.н., доцент Приступа А.Л., склали цей акт про те, що результати дисертаційної роботи Ткача В.І., яка присвячена розробці системи ідентифікації однофазних замикань на землю у повітряних електричних мережах з ізольованою нейтраллю зі штировою ізоляцією за для підвищення надійності електропостачання споживачів, використовуються в навчальному процесі університету, а саме:

- під час викладання навчальних дисциплін «Експлуатація електричних мереж» та «Основи теорії надійності електричних мереж»;
- в дипломному проектуванні студентів, що навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

Директор ННІ електронних
та інформаційних технологій,
к.т.н., доцент

Іванець С.А.

Завідувач кафедри електричної інженерії
та інформаційно-вимірювальних технологій,
к.т.н., доцент

Приступа А.Л.