

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему:

Дослідження аварійних режимів роботи
електричних мереж 10/0,4 кВ з розподіленою генерацією

Виконав(ла): студент(ка) 6 курсу, групи ЕТм-62
спеціальності 141
електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

	Ракочий В. І. (підпис)	Ракочий В. І. (прізвище та ініціали)
Керівник	Бабюк С. М. (підпис)	Бабюк С. М. (прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	Коваль В. П. (підпис)	Коваль В. П. (прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	Коваль В. П. (підпис)	Коваль В. П. (прізвище та ініціали)
Рецензент	(підпис)	(прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Коваль В. П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

« 11 » жовтня 2024 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Ракочому Вадиму Івановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Дослідження аварійних режимів роботи електричних мереж 10/0,4 кВ
з розподіленою генерацією

Керівник роботи Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 10 » жовтня 2024 року № 4/7-984

2. Термін подання студентом завершеної роботи 20 грудня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи сучасний стан електричних мереж з розподіленою генерацією,
Характеристики електричних мереж з розподіленою генерацією, характеристики пристроїв
релейного захисту ПЛ 10 кВ, які використовуються в мережах з розподіленою генерацією.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

Модель мережі з розподіленою генерацією. Діаграма систематизації аварійних ситуацій за
класом напруги. Діаграма систематизації аварійних ситуацій за типом електрообладнання.
Діаграма систематизації типом електрообладнання, що відмовило. Діаграма систематизації
через причину виникнення аварійної ситуації. Гістограма за підсумками укрупненого аналізу
статистики аварійних відключень повітряних ліній 10 кВ та нижче. Графічна інтерпретація
таблиці тривалості електропостачання. Електрична мережа 10/0,4 кВ. Комп'ютерна модель
електричної мережі напругою 10/0,4 кВ з розподіленою генерацією. Діапазони зміни режимних
параметрів мережі при аварійних ситуаціях. Висновки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 11 жовтня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.10.2024	
2	Аналітичний розділ	25.10.2024	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.11.2024	
4	Проектно-конструкторський розділ	30.11.2024	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	15.12.2024	
6	Висновки	15.12.2024	
7	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2024	
8	Оформлення графічної частини	20.12.2024	

Студент

(підпис)

Ракочий В. І.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Бабюк С. М.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Ракочий Вадим Іванович. Дослідження аварійних режимів роботи електричних мереж 10/0,4 кВ з розподіленою генерацією

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Стор.– 72; рис. - 17; табл. - 24; слайдів - 18; джерел - 29; додатків - 2.

В даній роботі проведено дослідження впливу розподіленої генерації на параметри нормальних та аварійних режимів роботи електричних мереж 10/0,4 кВ, розробка рекомендацій щодо вибору критерію обриву проводу ПЛ-10 кВ у мережі з розподіленою генерацією.

Здійснено аналіз пристроїв релейного захисту ПЛ-10 кВ у мережі з розподіленою генерацією.

Проведено дослідження параметрів режимів роботи мережі 10/0,4 кВ з розподіленою генерацією.

Виявлено залежності зміни режимних параметрів мережі за різних режимів роботи мережі 10/0,4 кВ.

Сформульовано критерій детектування аварійних режимів ПЛ-10 кВ у мережі з розподіленою генерацією

Перелік ключових слів: РОЗПОДІЛЕНА ГЕНЕРАЦІЯ, РОЗПОДІЛЬЧІ МЕРЕЖІ, ОБРИВ ФАЗНОГО ДРОТУ, КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ, УСТАВКА ЗАХИСТУ.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Сучасний стан електричних мереж з розподіленою генерацією	9
1.2 Проблеми розподіленої генерації	11
1.2.1 Проблеми технологічного приєднання	11
1.2.2 Проблеми експлуатації	12
1.2.3 Проблема балансу потужності	13
1.2.4 Технічні проблеми, пов'язані з поширенням розподіленої генерації	14
1.2.5 Проблеми роботи пристроїв релейного захисту та автоматики	14
1.3 Аналіз пристрій релейного захисту лінії 10 кВ у мережі з розподіленою генерацією	15
1.3.1 Існуючий досвід вирішення задачі релейного захисту ПЛ-10 кВ у мережі з розподіленою генерацією	16
1.3.2 Адаптивні пристрої релейного захисту ПЛ-10 кВ у мережі з розподіленою генерацією	18
1.4 Висновки до розділу 1	21
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	22
2.1 Аналіз аварійності об'єктів електропостачання	22
2.1.1 Клас напруги	22
2.1.2 Відмова електрообладнання	24
2.1.3 Тип електрообладнання, що відмовило	25
2.1.4 Причина виникнення аварійної ситуації	27
2.1.5 Аварійність ліній розподільчих електричних мереж 0,4-10 кВ	29
2.1.6 Відмова елемента	29
2.1.7 Тривалість перерви електропостачання	31
2.2 Висновки до розділу 1	34

	5
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	35
3.1 Дослідження в електричній мережі напругою 10/0,4 кВ з розподіленою генерацією	35
3.2 Вихідні положення щодо досліджень	35
3.2.1 Опис електричної мережі напругою 10/0,4 кВ із розподіленою генерацією	36
3.2.2 Інструментарії, що використовуються для дослідження режимів роботи електричної мережі напругою 10/0,4 кВ із розподіленою генерацією	38
3.2.3 Досліджувані режими роботи електричної мережі 10/0.4 кВ з РГ	41
3.3 Дослідження режимних параметрів в мережі 10/0,4 кВ з РГ	42
3.3.1 Джерело РГ на стороні 0,4 кВ	42
3.3.2 Джерело РГ на стороні 10 кВ	50
3.4 Режимні параметри та уставки для виявлення режимів ОФП та МКЗ на ПЛ-10 кВ	57
3.5 Висновки до розділу 1	59
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	60
4.1 Заходи по техніці безпеки при експлуатації електрообладнання	60
4.2 Забезпечення безпечної роботи мережі 10/0,4 кВ	62
4.3 Підвищення стійкості роботи об'єкту в умовах можливих надзвичайних ситуацій	64
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	67
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	69

ВСТУП

Розподілена генерація — це виробництво електроенергії поруч з місцем її споживання, зазвичай використовуючи відновлювані джерела енергії (наприклад, сонячні панелі чи вітрові турбіни) або інші локальні генератори (як-от газові турбіни або біогазові установки) [1].

Зараз зростання розподіленої генерації зумовлене підвищенням тарифів на підключення, короткими строками введення в експлуатацію, можливістю розвитку роздрібних ринків електроенергії тощо, когенерацією (синхронною генерацією) на різних видах палива, малими ГЕС, що підключаються до електричних мереж напругою 10 кВ, а також енергосистемами, що ізолювано працюють з розподіленою генерацією (ІРЕС).

Розподілена генерація значно змінює режимні властивості електроенергетичних систем (ЕЕС), особливо раніше пасивних розподільчих електромереж.

Застосування централізованих технологій планування та управління режимами в електричних мережах з розподіленою генерацією та ІРЕС недоцільне, бо вони базуються на деталізованій цифровій моделі ЕЕС, яка відображає топологію мережі та параметри всіх елементів, що ускладнює систему управління та збільшує розмірність завдань, особливо в умовах недостатньої автоматизації розподільчих електромереж.

Недоцільність використання традиційних технологій в мережах з розподіленою генерацією та ізолюваних системах робить актуальною розробку та впровадження нових технологій, що забезпечують інтеграцію розподіленої генерації до існуючих енергосистем.

Розподілена генерація є одним з ключових трендів сучасної енергетики, відкриваючи нові можливості для підвищення ефективності та надійності енергосистем, а також сприяючи децентралізації та переходу до стійкої енергетичної системи.

Актуальність. Одним із найактивніших і найперспективніших напрямів розвитку сучасної електроенергетики є впровадження об'єктів РГ у єдину розподільчу мережу.

На шляху введення об'єктів РГ у мережу стає низка проблем технічного приєднання, експлуатації, балансу потужностей, впливу на мережу та обладнання. Особливо сильно впливає РГ на параметри режиму роботи мережі в аварійних ситуаціях (короткі замикання, обриви), що може повести за собою неправильне спрацювання релейного захисту та автоматики. Коректність її роботи особливо важлива у зв'язку з підвищеною частотою аварійності розподільчих мереж 6-10 кВ та нижче.

Аналіз аварійності розподільчих електричних мереж показав, що слабкою ланкою є повітряні лінії напругою 10 кВ. Загальна кількість аварій таких лініях становить близько 50% від загальної кількості аварійних відключень розподільчих електричних мереж.

Основними видами пошкоджень повітряних ліній є міжфазні короткі замикання, а також обрив проводу. Саме вони викликають найбільшу сумарну перерву в електропостачанні споживачів.

Мета і задачі дослідження. Дослідження впливу розподіленої генерації на параметри нормальних та аварійних режимів роботи електричної мережі 10/0,4 кВ, розробка рекомендацій щодо вибору критерію обриву проводу ПЛ-10 кВ у мережі з розподіленою генерацією.

Для досягнення заявленої мети було поставлено такі завдання дослідження:

1. Провести аналіз пристроїв релейного захисту ПЛ-10 кВ у мережі з розподіленою генерацією.
2. Виконати дослідження параметрів режимів роботи мережі 10/0,4 кВ з розподіленою генерацією.
3. Виявити залежності зміни режимних параметрів мережі за різних режимів роботи мережі 10/0,4 кВ.

4. Сформулювати критерій детектування аварійних режимів ПЛ-10 кВ у мережі з розподіленою генерацією.

Об'єкт дослідження – повітряні електричні мережі напругою 10/0,4 кВ з розподіленою генерацією.

Предмет дослідження – режими роботи повітряних електричних мереж напругою 10/0,38 кВ із розподіленою генерацією.

Наукова новизна отриманих результатів

Дістало подальший розвиток дослідження впливу розподіленої генерації на показники усталених режимів розподільних мереж, виявлено критерій, що сигналізує про перебіг аварійного режиму в таких мережах.

Практичне значення отриманих результатів

- облік особливостей протікання аварійних режимів роботи повітряних електричних мереж напругою 10/0,4 кВ із розподіленою генерацією дозволить більш точно налаштовувати захист цих мереж;
- в результаті раннього виявлення обриву фазного дроту в мережі 10 кВ зменшиться час роботи мережі в такому режимі, що призведе до підвищення електробезпеки та зниження рівня електротравматизму в таких мережах.

Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на XIII Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» 11-12 грудня 2024 р., на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається із вступу, 4 розділи, висновки, перелік посилань (29 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 72 сторінки.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Сучасний стан електричних мереж з розподіленою генерацією

Розподілена генерація (далі РГ) - сукупність джерел електроенергії (далі - ЕЕ), що знаходяться в безпосередній близькості до кінцевого її споживача (у разі одноосібності споживача або групи споживачів), або до розподільчої мережі 10 кВ і нижче (за наявності кількох груп споживачів) [1]. При розгляді питання РГ приналежність, тип, первинне джерело енергії, і навіть його конфігурація нічого очікувати нести ключового значення [2]. У цьому контексті буде важлива потужність споживача (групи споживачів), до яких підключено електроустановку, місце даного підключення, а також область та мету її застосування.

Області застосування РГ [3]:

- технологічне резервування об'єкта, що належить до II, I чи I особливої категорії надійності електропостачання;
- резерв вироблення потужності для покриття піків споживаного навантаження;
- регулювання напруги;
- вироблення реактивної потужності;
- відокремлення споживання від централізованих джерел;
- продаж ЕЕ на експорт до місцевої розподільної мережі.

Цілі застосування РГ:

- підвищення надійності енергопостачання споживачів (шляхом створення технологічного резерву та збільшення загальної кількості джерел ЕЕ);
- енергобезпека за рахунок впровадження безпаливних технологій та розширення номенклатури видів палива, залучення місцевих енергоресурсів, зниження залежності від привізних видів палива;
- оптимізація управління навантаженням та створення необхідних технологічних резервів з урахуванням виробничих циклів конкретного

підприємства;

- забезпечення технологічної складової функції гнучкості «розумних мереж» (щодо генерації);
- енергоефективність за рахунок наступних факторів: оптимізація графіка навантаження; зниження технологічних втрат у процесі розподілу енергії за рахунок скорочення протяжності ЛЕП;
- зниження собівартості електроенергії за рахунок наближення джерела до кінцевого споживача та відокремлення від централізованої енергетичної системи;
- підтримка заданої якості ЕЕ для споживача;
- підвищення доступності енергопостачання для споживачів, технологічно ізольованих територіальних електроенергетичних систем та виробничих територій.

Найбільш поширеними технологіями, зображеними на рис. 1.1, для застосування як РГ будуть наступні варіанти [2]:

- міні-ГЕС;
- малі газопоршнєві турбіни та мікротурбіни;
- поршнєві двигуни;
- паливні елементи;
- вітрові генератори;
- сонячних батарей.



Рисунок 1.1 – Модель мережі з розподіленою генерацією

Прикладом успішної реалізації РГ може стати проект компанії WEnergy Global, яка побудувала та ввела в експлуатацію мікромережу в місті Кабуяган на філіппінському острові Палаван [4]. Офіційне відкриття відбулося у листопаді цього року. Гібридна мікромережа Sabayugan Sabang обслуговуватиме близько 700 мешканців, а також туристичну інфраструктуру. В її основі сонячна фотоелектрична станція потужністю 1,4 МВт, акумуляторна система накопичення енергії ємністю 2,4 МВт-год, дизельні генератори потужністю 1,2 МВт та нові лінії електропередачі довжиною 14 км. Система в цілому управляється в режимі реального часу за допомогою поставленої розробником платформи моніторингу та контролю.

1.2 Проблеми розподіленої генерації

Беручи до уваги очевидні переваги РГ, не можна не відзначити низку серйозних проблем, що зустрічаються на всіх етапах життя цієї технології.

1.2.1 Проблеми технологічного приєднання

На сьогоднішній день актуальними є суперечки навколо підключення РГ до єдиної мережі. Власники мікрогенерації хочуть мати можливість підключення як для покупок резервної енергії з мережі, так і для здійснення продажу власного надлишку електроенергії [2]. Введення єдиних строгих стандартів ускладнюється широким спектром технічних умов (типи мікрогенераторів, режим навантаження, технологія, первинне джерело енергії). Умови підключення мікрогенерації до централізованої мережі залежать від стану елементів мережі, загальної потужності навантаження, що обслуговується, відношення потужності навантаження до потужності генераторів, що підключаються. При високих сумарних потужностях складним завданням стає синхронізація множини розподілених шляхом розрахунку та диспетчеризації. Також важливою скрутою стають аварійні відключення пошкодженої ділянки у зв'язку з наявністю генератора, що працює у споживача, який надаватиме загрозу

здоров'ю та життю працівників «номінально відключеної» лінії.

Робота мережі з великою кількістю РГ неможлива без створення телекомунікаційної мережі та місцевих центрів диспетчеризації, здійснюють моніторинг стану мережі та навантаження, ринкових цін на ЕЕ, режимів роботи суміжних генерацій та збуту. Також центри диспетчеризації повинні мати можливо віддалено впливати на генерацію та енергоспоживання приміщення, що використовується для неї. Для реалізації такого управління потрібні додаткові капітальні витрати на встановлення доповнювального обладнання дистанційного керування, а також систем автоматичного обліку, які передають свої свідчення в режимі реального часу.

Тарифікація енергії для споживачів із встановленими мікрогенераторами стає непростим завданням.

Проблема правильного виміру відпущеної/спожитої ЕЕ власником мікрогенерації може бути вирішена двома шляхами. Перший - збільшення капіталовкладень за рахунок встановлення дорожчих двонаправлених приладів обліку. Другий – поділ тарифів та послуг.

1.2.2 Проблеми експлуатації

При експлуатації систем РГ виникає низка проблемних питань управління. У тому числі [5]:

- часткова, а іноді й повна відсутність інформації про можливі режими та параметри роботи ЕЕС та генеруючих установок (ГУ) системи РГ (паралельна, ізольована, комбінована);
- нерівномірність завантаження ГУ систем РГ;
- вимога практично повного резервування своїх (індивідуальних) ГУ невеликої потужності;
- потреба забезпечення безперервності функціонування ЕЕС у разі відключення множини ГУ об'єктів РГ;
- необхідність забезпечення можливості самостійного функціонування всіх типів ГУ на об'єктах РГ (розробка механізмів автоматики

виділення власних потреб (АВВП));

- необхідність урахування зворотних потоків потужності різної інтенсивності в мережах низької та середньої напруги;
- значне зростання рівнів струмів КЗ в мережах низької та середньої напруги;
- необхідність обліку можливих відхилень напруги змінного знака у всіх вузлах мережі (взаємний вплив графіків електроспоживання виробничими процесами та вироблення електроенергії ГУ об'єктів РГ);
- необхідність зміни структури схем РЗ та ПА в мережах низької та середньої напруги, а також принципів застосовуваних захистів;
- збільшення складності в обслуговуванні приєднань споживачів (оперативні перемикання, травматизм персоналу).

1.2.3 Проблема балансу потужності

Серед основних завдань, що підлягають вирішенню при управлінні електросистемами даного типу можна вказати такі [5].

1. Підтримка балансу генерованої та споживаної потужностей.
2. Стабілізація значень напруги та частоти в допустимому діапазоні.
3. Детектування та придушення хаотичних режимів роботи.
4. Пошук шляхів мінімізації втрат потужності під час передачі електроенергії.

Підтримка балансу генерованої та споживаної потужностей взаємопов'язані з відхиленнями напруги та частоти електросистеми.

Дефіцит активної потужності ДЕТС (Децентралізованих електротехнічних системах) з РГ призводить до зменшення значення частоти напруги у всіх точках системи. Дефіцит активної потужності понад 30 % викликає лавиноподібне зниження значення частоти («лавина частоти»). Відповідно до [6] гранично допустимі значення відхилення частоти напруги мережі в точках підключення навантаження споживача не повинні перевищувати 0,4 Гц.

Дефіцит реактивної потужності у вузлах електросистеми призводить до

зниження напруги на шинах навантаження. Відповідно до [6] гранично допустимі значення відхилення величини напруги мережі в точках підключення навантаження споживача не повинні перевищувати 10 %. У ДЕТС з РГ спосіб регулювання частоти і напруги визначають: технологія отримання електроенергії від первинного джерела, співвідношення кількості установок генерації різної технології, можливість переходу в острівний режим роботи окремих енергорайонів або підключення до централізованої системи електропостачання.

1.2.4 Технічні проблеми, пов'язані з поширенням розподіленої генерації

Розподілена генерація [5] – це найчастіше нове обладнання, імпортоване з-за кордону, з новими динамічними характеристиками та можливостями управління. Неоднозначно і вплив розподіленої генерації на якість електроенергії за рівнями напруги, а також на генерацію вищих гармонік в системі. Підключення джерел розподіленої генерації до розподільчої мережі збільшує струми короткого замикання, що може вимагати заміни комутаційних апаратів, зміни налаштувань захистів та ін. Багато з цих функцій переходять до розподільчих мереж, де може бути персоналу, здатного з цим впоратися.

1.2.5 Проблеми роботи пристроїв релейного захисту та автоматики

При впровадженні мікрогенерації виникає необхідність змінити стандартні підходи до реалізації релейного захисту (далі - РЗ) в єдиній мережі, до якої здійснюється технологічне приєднання. З появою другого джерела живлення відбувається збільшення струмів КЗ, що призводить до вимушеної зміни параметрів (номінал та час) спрацьовування ТО. Також у разі ТО має бути реалізована безпосередньо на КЛ(ПЛ), якщо раніше такий захист була реалізована. Інтеграція об'єктів малої генерації також призводить до зміни співвідношення робочих струмів і струмів КЗ, що може призвести до повної відмови функціонування пристроїв релейного захисту через зниження

коефіцієнта чутливості.

Порушення в селективності роботи захисту та їх взаємодії - ще один фактор, який може призвести до дефіциту потужності, втрати синхронної роботи, зниження параметрів якості електричної енергії та неможливості безпечної експлуатації мережі в цілому.

Зменшення рівня струму КЗ з боку еквівалентного джерела зовнішньої мережі тягне за собою зниження коефіцієнта надійності спрацьовування і, як наслідок, незабезпечення далекого резервування з боку ЦП [5]. Також варто наголосити на важливості обліку напрямку потоку потужності КЗ.

У зв'язку з порушенням роботи захисту та автоматики потрібно провести аналіз аварійності об'єктів електропостачання на предмет виявлення найбільш схильних до пошкоджень місць.

1.3 Аналіз пристрій релейного захисту лінії 10 кВ у мережі з розподіленою генерацією

У сучасних умовах розвитку науки і техніки питання захисту ПЛ 10 кВ приділено неабияку увагу. Нові пристрої мікропроцесорного захисту та автоматики здатні реагувати на всі аварійні режими, які можуть виникнути (короткі замикання – КЗ, міжфазні короткі замикання – МКЗ, однофазні замикання на землю – ОЗЗ, обриви фазного проводу – ОФП). Основою (джерелом інформації аварійного режиму) даних захисту є вимірювальні трансформатори струму і напруги, зокрема нульової послідовності.

Проблемним моментом у вирішенні питання захисту ПЛ 10 кВ є впровадження у розподільчі мережі РГ. Як вже було описано раніше, інтеграція РГ вносить зміну в розподіл потоків потужності [7], втрати і якість ЕЕ, стабільність мережі [5]. Як наслідок, може виникнути помилка у детектуванні ненормальних режимів мережі, помилкова робота системи захисту від КЗ, МКЗ, ОФП, випадки неспрацьовування, помилкового спрацьовування струмового захисту, порушення координації між реле та пристроями повторного включення

[5]. У той же час, слід зазначити, що значних змін у процесі виявлення ОЗЗ джерел РГ не вносять, відповідно можуть бути зафіксовані класичними системами захисту [5].

1.3.1 Існуючий досвід вирішення задачі релейного захисту ПЛ-10 кВ у мережі з розподіленою генерацією

У роботі [8] реалізовано захист розподільної мережі середньої напруги з РГ. Для підвищення якості обслуговування, надійності та стабільності мережі у некомунікаційних середовищах автор пропонує використовувати розподілені реле дистанційного захисту. Запропонований алгоритм здійснює виявлення режиму пошкодження виходячи з перевантаження струмом з урахуванням значення повного опору контрольованої мережі. Ця методика випробувана за умов змішаних мереж (з присутністю як повітряних, і кабельних ліній) з різними типами заземлення.

Крім того, головним питанням є вплив РГ електроенергії, як джерел струму проміжного або віддаленого живлення споживачів, на налаштування уставок і параметрів РЗіА.

Як правило, базисним підходом, запропонованим у зарубіжній літературі, що розглядається, для подолання несприятливих ефектів, пов'язаних з РГ електроенергії, є автоматизована перенастроювання відповідно до моделювання і статистичним аналізом, представленим, наприклад, в роботі [9]. Крім того, для координації з нижчими потоком потужності захисними пристроями потрібно встановлювати відповідні часові інтервали. У роботі [10] також демонструється застосування дистанційного захисту в розподільній мережі середньої напруги, що функціонує в різних режимах. Впровадження спеціальних коефіцієнтів струморозподілу у цьому дослідженні дозволило усунути низку помилок вимірювання повного опору, викликані додатковими струмами. Величина та мінливість даних показників залежить від поточних співвідношень топології.

Методи та підходи, представлені у літературі, присвячені визначенню несправного фідера чи секції, можна умовно поділити на дві групи [11]. Перша

використовує період стану сигналів несправності, коли надійність спрацьовування захисту не може бути гарантована при замиканнях на землю з нестабільними характеристиками (переривчастий характер). Друга – визначає інформацію з перехідного процесу після виникнення несправності. Подальший аналіз літератури, а також спрямованість цієї роботи буде сконцентрована на першій умовній групі, що ґрунтується на аналізі вже встановлених режимів, а не перехідних процесів у мережі.

У [13] запропоновано метод захисту від коротких замикань, заснований на відключення генераторів у момент короткого замикання і після спрацьовування основного захисту відбувається синхронізація та повторне включення генераторів. Ця процедура відключення генераторів є одним із найпростіших способів вирішення проблем, викликаних використанням джерел розподіленої генерації в електромережу. Згідно з автором [13], можна відзначити ряд позитивних ефектів:

- низька вартість та менш складна стратегія захисту;
- не потрібна заміна пристроїв захисту або налаштувань, що використовуються;
- блок розподіленої генерації повторно включається із синхронізацією з основною мережею.

Вищезгадані переваги реалізуються за умови швидкого відключення блоків РГ за допомогою перемикачів силової електроніки, а не стандартних автоматичних вимикачів [13]. У той самий час, відключення джерел РД нічого очікувати універсальним рішенням кожного з видів КЗ. Таким чином, порушується головна мета впровадження РГ у мережу – здатність незалежної від центральної енергосистеми роботи у разі КЗ на суміжних ділянках. Як наслідок, ця технологія захисту суперечить призначенню ділянок РГ розподільчих мереж середньої напруги в автономному режимі.

У літературі існують різні пропозиції від різних авторів, що пропонують стратегії та методи адаптивної системи струмового захисту в умовах збільшення відносного збільшення потужності розподіленої генерації в енергосистемі.

У розглянутих джерелах літератури запропоновано кілька методів побудови адаптивного захисту, переважно засновані на вимірі або оцінці величини струму під час короткого замикання, що в свою чергу висуває досить суворі вимоги до каналів зв'язку для обміну інформацією та встановленням нових параметрів.

За допомогою запропонованих технологій можна вирішити проблему виявлення режимів КЗ та ОЗЗ. Водночас, питанню виявлення інших ненормальних режимів не приділено достатньої уваги.

1.3.2 Адаптивні пристрої релейного захисту ПЛ-10 кВ у мережі з розподіленою генерацією

В результаті імітаційного моделювання [14] впливу розподіленої генерації на основний та резервний струмовий захист електромережі виявлено зниження чутливості резервного струмового захисту при підключенні розподіленої генерації, яке більшою мірою проявляється в мережах з великою довгою фідера.

Результати імітаційного моделювання підтверджують неадекватність традиційних систем захисту в електромережах при інтеграції джерел розподіленої генерації [14]. Найбільш серйозний вплив розподіленої генерації на помилкові спрацьовування відбувається, коли її віддаленість від загальної шини менше 10% довжини фідера, за умови, що паралельні фідери мають однакові характеристики. Крім того, помилкові відключення найімовірніші в тому випадку, коли місце короткого замикання знаходиться поблизу підстанції. Тому необхідно узгоджувати тимчасову затримку спрацьовування струмового захисту у зворотному напрямку потоку потужності із захистом ділянок, де можливі помилкові відключення.

Виявлені технічні проблеми підтверджують той факт, що інформації з одного місця недостатньо для ініціювання пошкодження у цьому місці, оскільки вона не відображає ситуацій на інших ділянках розподільчої мережі. Звідси випливає необхідність розробки нових програмних алгоритмів, які будуть здатні забезпечувати чутливість і селективність захисту, підвищуючи продуктивність

розподіленої генерації під час аварійних ситуацій в електромережі. Спрямований захист та паралельна обробка інформації від усіх джерел електроенергії необхідна для забезпечення надійності та селективності захисту. Система захисту має бути масштабованою та адаптованою до підключень розподіленої генерації у будь-якій зоні електромережі.

За підсумками даних вимог створено алгоритм роботи адаптивного струмового захисту [5] (рис. 1.2). Алгоритм здійснює перевірку стану та параметрів пристроїв струмового захисту та розподіленої генерації в мережі. Якщо змінюються лише параметри генераторів, здійснюється запуск алгоритму розрахунку струмів короткого замикання. Якщо ж змінюються стани реле, перед розрахунком струмів короткого замикання необхідно визначити нову структуру мережі.

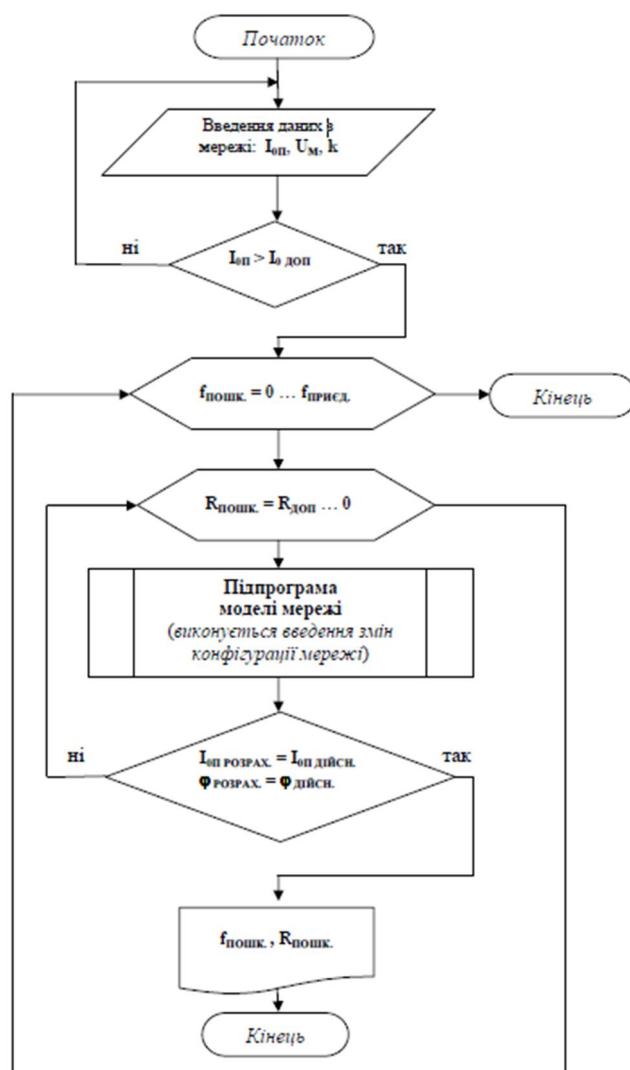


Рисунок 1.2 – Алгоритм адаптивного струмового захисту

Розроблений алгоритм визначає параметри спрацювання захисту до виникнення аварійного режиму, завдяки чому не пред'являються суворі вимоги до ліній зв'язку. Алгоритм можна використовувати за різних відстаней між пристроями і центральним блоком управління, т.к. немає необхідності враховувати затримку часу на передачу даних та їх обробку.

Правильність роботи алгоритму доводить імітаційне моделювання [5], яке показує адаптивність уставки струмового захисту в залежності від сумарної потужності джерел енергії алгоритму. В умовах проведеного моделювання адаптивність налаштувань струмового захисту запобігає зниженню її чутливості на 18% через зниження виробленої потужності розподіленої генерації. Таким чином, логічно стверджувати, що запобігання зниження чутливості буде мати місце при будь-яких параметрах у мережах з розподіленою генерацією.

Ефективність застосування розроблених алгоритмів адаптивного струмового захисту у складі електротехнічного комплексу доводиться результатами імітаційного моделювання, які адекватно відображають спрацювання струмового захисту від коротких замикань у різних режимах роботи електромережі.

У ході дослідження [14] розроблено електронний пристрій (рис. 1.3) і підтримує його програмний комплекс автоматичного розрахунку уставок, що реалізує концепцію захисту розподільчих мереж з джерелами РГ з топологією, що динамічно змінюється, і наявністю змінної генерації.



Рисунок 1.3 – Зовнішній вигляд інтелектуального електронного пристрою

Як позитивні ефекти від впровадження запропонованої технології автор виділяє такі можливості:

- знизити ризик помилкової роботи РЗА під час прийняття рішень;
- реалізувати адаптивні алгоритми РЗА, що враховують реальну статистику нормальних та аварійних режимів елемента мережі, що захищається;
- розробити безліч нових видів автоматики як аварійного, і нормального режимів.

Також варто відзначити, що дана технологія в перспективі може детектувати не тільки режими КЗ в контрольованій мережі, а й інші ненормальні режими за допомогою нарощування параметрів моніторингу.

1.4 Висновки до розділу 1

В даному розділі здійснено аналіз пристроїв релейного захисту ПЛ 10 кВ у мережі з розподіленою генерацією, у ході якого виявлено необхідність дослідження режимних параметрів роботи такої мережі в режимі ОФП у зв'язку з нестачею технічних рішень щодо реалізації такого захисту. Ця необхідність стає більш очевидною з огляду на результати дослідження аварійності електричних мереж, яке показує, що 50% усіх аварійних ситуацій відбуваються в повітряних електричних мережах, зокрема, через обрив фазного дроту та міжфазних коротких замикань.

Існуючі методи адаптивного захисту мають на увазі контроль за параметрами струму, напруги, загального опору контрольованої мережі. Даний підхід призводить до можливості регулювання уставок захисту та виявлення режимів КЗ та ОЗЗ у розподільчих мережах.

Питання впливу РГ на режими протікання КЗ та ОЗЗ розглянуті у ряді вищезгаданих робіт, водночас виявлення обривів ПЛ-10 кВ залишається малодослідженим. У зв'язку з цим дуже актуальним стає дослідження режимів ОФП у розподільчих мережах, і навіть виявлення додаткових параметрів, здатних сигналізувати появу даного режиму

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Аналіз аварійності об'єктів електропостачання

На території Тернопільської області АТ «Тернопільобленерго» здійснює передачу електричної енергії розподільними мережами 0,4-110 кВ. Основним завданням є забезпечення надійного функціонування та розвитку розподільчого електромережевого комплексу регіону, а також підключення нових споживачів до розподільних електричних мереж компанії. Усього в експлуатації знаходиться 41 підстанція напругою 110 кВ, 112 підстанцій напругою 35 кВ, 8130 трансформаторних підстанцій 10 кВ, 840 км ліній напругою 110 кВ, 1400 км ліній напругою 35 кВ, 8313 ліній напругою 10 кВ, 10745 км ліній напругою 0,4 кВ.

Підприємством була надана інформація про аварійні ситуації за період з 01.01.2016 по 01.01.2021 у вигляді табличних звітів, що містять відомості про передаварійний та післяаварійний режим мережі, причини, час, умови виникнення.

За звітний період у мережах було зафіксовано 20 006 аварійних ситуацій. Критеріями систематизації наданої інформації послужили:

- клас напруги;
- тип електрообладнання;
- тип електрообладнання, що відмовило;
- причина аварійної ситуації.

2.1.1 Клас напруги

У рамках систематизації за даним критерієм було виділено такі характерні ступені напруги:

- 0.4 кВ;
- 10 кВ;
- 35 кВ;
- 110 кВ.

Результати систематизації аварійних ситуацій за класом напруги наведено у таблиці 2.1, графічна інтерпретація рис. 2.1.

Таблиця 2.1 – Клас напруги

Рік	110 кВ	35 кВ	10 кВ	0,4 кВ	Усього подій
2016	137	72	1581	5	1795
2017	214	95	2855	1	3165
2018	541	223	3626	1686	6076
2019	473	177	3148	1071	4869
2020	399	140	2314	549	3402
2021	72	16	468	143	699
Сума	1836	723	13992	3455	20006

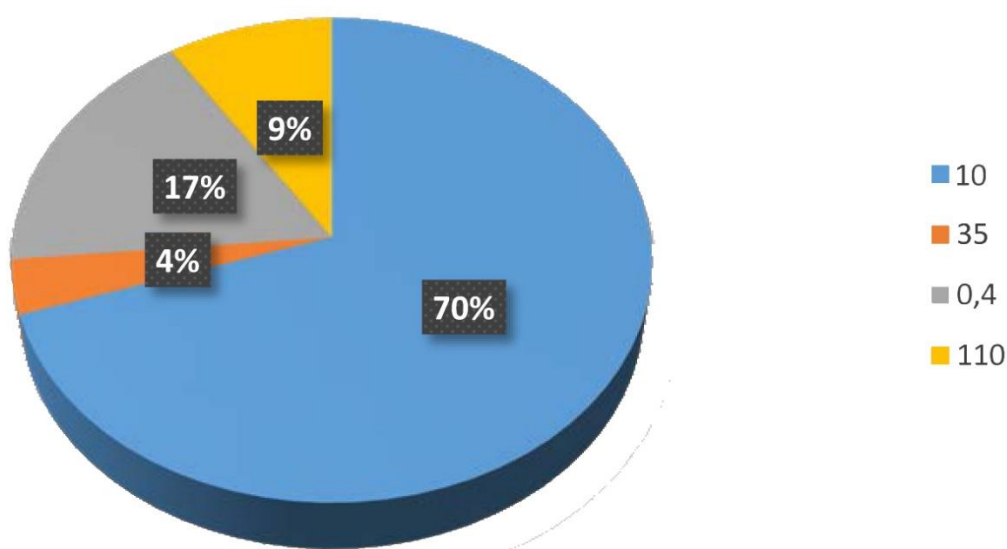


Рисунок 2.1 – Діаграма систематизації за класом напруги

Найбільше відключень у мережах було зафіксовано на напрузі 10 кВ. На даному класі напруги відмічено 13992 аварійні ситуації, що становить 70% від загальної кількості. Однією з найпоширеніших аварійних ситуацій у лініях напругою 10 кВ є обрив фазного дроту повітряної лінії електропередачі і, як правило, що виникає при цьому однофазне замикання на землю [15]. Покладаючись на наведену статистику, можна констатувати, що вирішення питання аварійності в розподільчих мережах 10 кВ має особливо важливе значення, тим більше під час впровадження РГ.

2.1.2 Відмова електрообладнання

У рамках систематизації за цим критерієм було виділено такі характерні місця виникнення аварійних ситуацій:

- Повітряна лінія (ПЛ);
- Кабельна лінія (КЛ);
- Підстанція (ПС);
- Трансформаторна підстанція (ТП).

Результати систематизації аварійних ситуацій за типом електрообладнання наведено у таблиці 2.2, графічна інтерпретація рисунок 2.2.

Таблиця 1.3 – Електрообладнання

Рік	ТП	ПС	КЛ	ПЛ
2016	198	58	267	1272
2017	275	102	429	2359
2018	496	327	665	4588
2019	209	93	504	4063
2020	151	82	436	2733
2021	36	21	104	538
Сума	1365	683	2405	15553

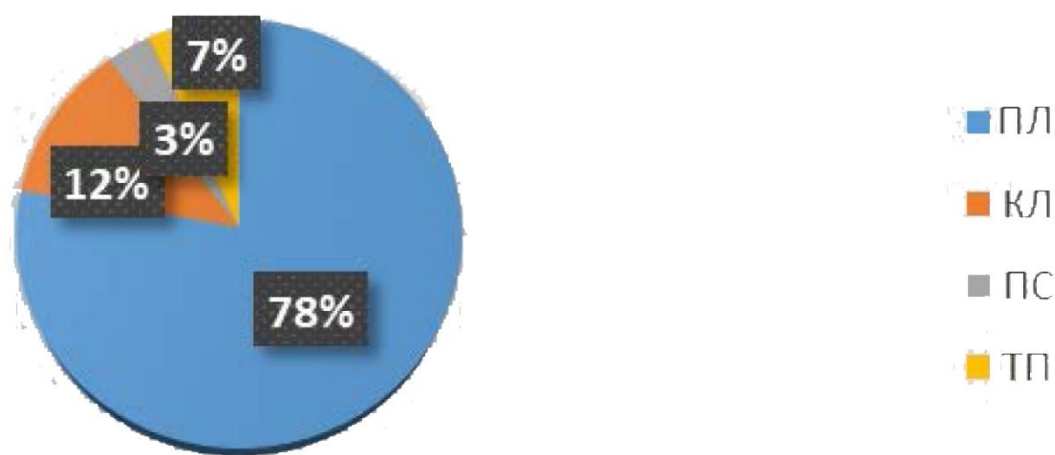


Рисунок 2.2 – Діаграма систематизації за типом електрообладнання

Найбільше відключень у мережах було зафіксовано на повітряних лініях (ПЛ). Відмічено 15553 аварійних ситуації, що становить близько 78% від загальної кількості.

2.1.3 Тип електрообладнання, що відмовило

У рамках систематизації за цим критерієм було виділено такі характерні типи електроустаткування:

- Вимикач/Роз'єднувач/Рубильник;
- Провід;
- Грозозахисний трос;
- Арматура/Траверса/Інші кріпильні елементи опори;
- Кабель;
- Ізолятор;
- Опора;
- Вторинні ланцюги та вимірювальні трансформатори;
- Силові трансформатори;
- КТП, КРП;
- Запобіжник;
- Обмежувачі перенапруги ОПН/Розрядники;
- Мережі споживача;
- Без ушкодження.

Результати систематизації аварійних ситуацій за типом електрообладнання, що відмовило наведено у таблиці 2.3, графічна інтерпретація рисунок 2.3.

Таблиця 2.3 – Тип електрообладнання, що відмовило

Тип електрообладнання	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Сума	%	Окр. %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вимикач/Роз'єднувач	49	30	43	48	33	8	211	0,90	1
Провід	651	388	798	699	466	90	3092	13,15	13
Гозозахисний трос	16	8	18	27	21	1	91	0,39	0
Кріпильні елементи опори	412	18	71	23	25	2	551	2,34	2
Кабель	310	468	556	500	435	104	2373	10,10	10
Ізолятор	200	419	320	366	357	50	1712	7,28	7
Опора	33	64	99	85	51	12	344	1,46	1
Збірні шини	17	0	9	2	0	0	28	0,12	0

Підбиваючи підсумки, варто зазначити, що далеко не всі аварійні ситуації супроводжуються ушкодженнями, згідно з наведеною статистикою у 46% випадків спостерігалася подібна ситуація. Головним слабким місцем виявився провід повітряної ЛЕП, на рівні з пошкодженнями в мережах споживача частка становить близько 13% від загальної кількості аварійних ситуацій.

2.1.4 Причина виникнення аварійної ситуації

У рамках систематизації за цим критерієм було виділено такі характерні причини виникнення аварії:

- Сніг, ожеледиця
- Вітер
- Гроза, Блискавка
- Дерево
- Тварини
- Сторонні особи та організації
- Недоліки експлуатації
- Не виявлено
- Споживач
- Інші

Результати систематизації аварійних ситуацій з причин виникнення аварійних ситуацій наведено у таблиці 2.4, графічна інтерпретація рисунок 2.4.

Таблиця 2.4 – Тип електрообладнання, що відмовило

Причина	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Сума	%	Окр. %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сніг, ожеледиця	100	37	85	59	22	1	304	1,52	2
Вітер	174	614	1186	761	350	45	3130	15,64	16
Гроза, Блискавка	205	719	720	729	261	0	2634	13,16	13
Дерево	83	138	526	328	156	19	1250	6,25	6
Тварини	85	118	174	234	159	33	803	4,01	4
Сторонні особи та організації	431	117	215	351	213	61	1388	6,94	7

продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Недоліки експлуатації	530	696	1205	891	929	229	4480	22,39	22
Не виявлено	192	127	94	7	0	0	420	2,10	2
Споживач	0	548	1770	1487	1276	1276	5370	26,84	27
Інші	7	51	101	22	36	36	232	1,16	1

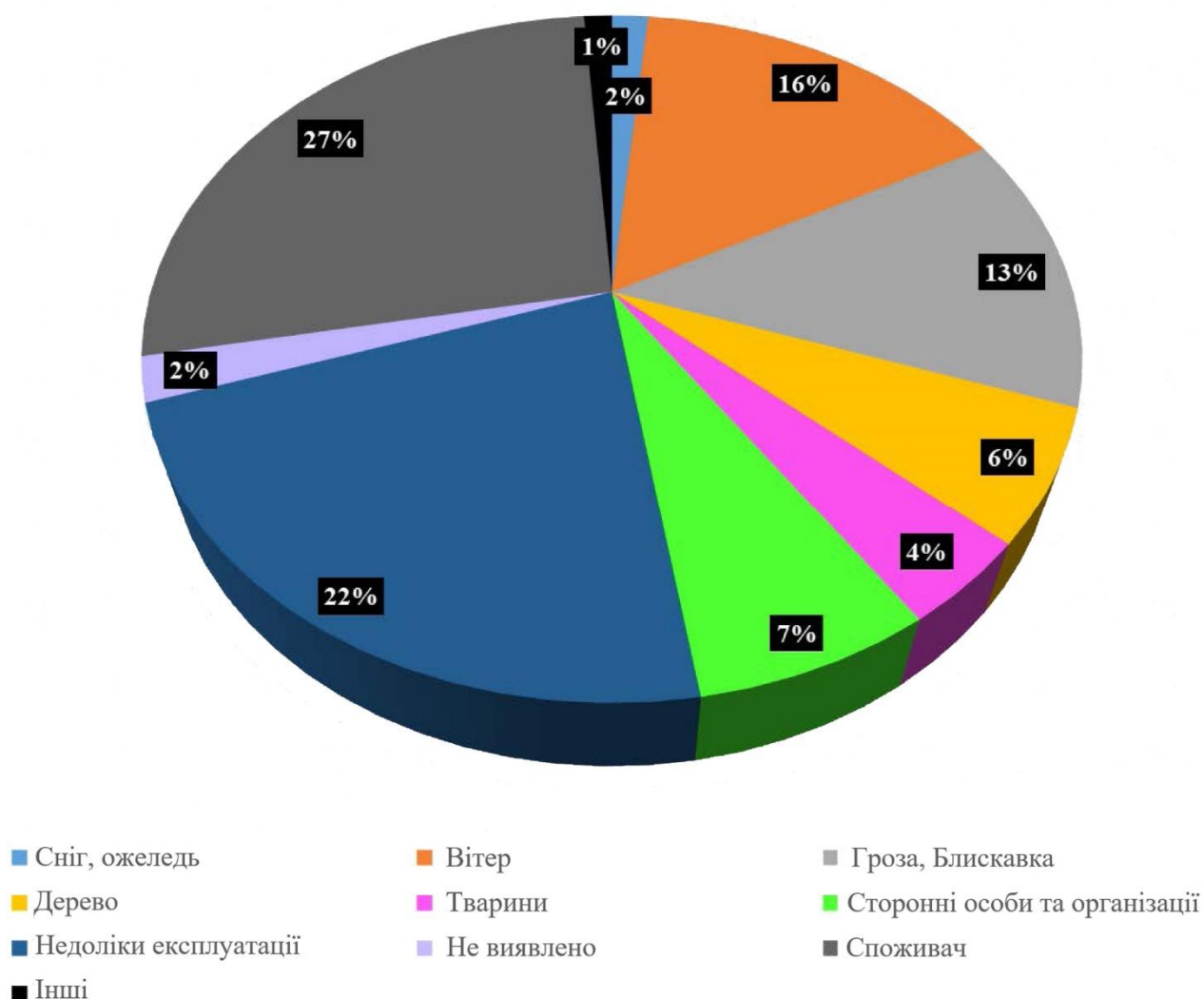


Рисунок 2.4 – Діаграма систематизації через причину виникнення аварійної ситуації

Найбільше відключень у мережах було зафіксовано через порушення правил експлуатації в мережах споживача, а також через недоліки експлуатації обладнання в цілому, 27 і 22% відповідно. Також велика кількість аварій відбувається через природні явища, у сумі відсоток участі цих факторів становить 41%.

2.1.5 Аварійність ліній розподільчих електричних мереж 0,4-10 кВ

Згідно з раніше отриманою статистикою, переважний відсоток аварійних ситуацій стався на повітряних лініях 10 кВ і нижче. У зв'язку з цим було ухвалено рішення щодо укрупнення аналізу статистики за даними категоріями.

2.1.6 Відмова елемента

Результати укрупненого моніторингу аварійних ситуацій на повітряних лініях 0,4-10 кВ наведено в табл. 2.5-2.7, графічна інтерпретація на рис. 2.5

Таблиця 2.5 – Статистика аварійних відключень повітряних ліній 0,4 кВ

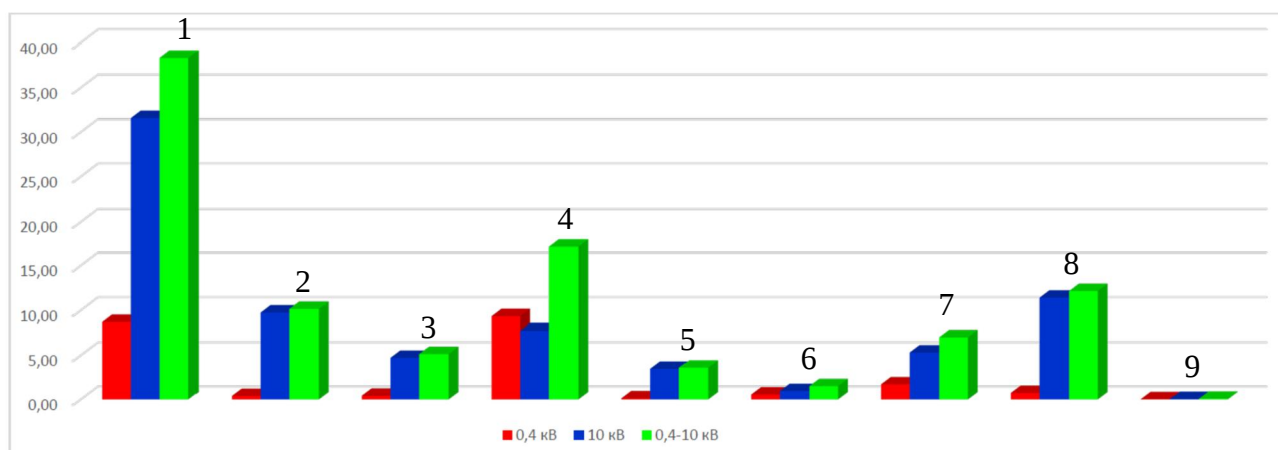
Причина	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Сума	% 0,4 кВ	% 0.4-10 кВ
Міжфазне КЗ, схлест	0	0	426	191	125	21	763	38,32	8,71
Ізолятор, гачок, траверса	0	0	28	4	5	0	37	1,86	0,42
Обрив в'язки/шлейфу	0	0	15	11	9	4	39	1,96	0,45
Обрив проводу	0	0	435	304	102	20	861	43,24	9,83
ОЗЗ	0	0	2	1	7	2	12	0,60	0,14
Пошкодження опори	0	0	17	20	11	3	51	2,56	0,58
Перенапруги (гроза/навантаження)	0	0	113	34	11	0	158	7,94	1,80
Не виявлено. Вимкн. Від МСЗ/РЗ	0	0	65	3	0	0	68	3,42	0,78
Провисання дротів	0	0	2	0	0	0	2	0,10	0,02

Таблиця 2.6 – Статистика аварійних відключень повітряних ліній 10 кВ

Причина	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Сума	% 0,4 кВ	% 0.4-10 кВ
Міжфазне КЗ, схлест	242	473	827	688	496	42	2768	40,87	31,59
Ізолятор, гачок, траверса	67	297	184	216	125	9	898	13,26	10,25
Обрив в'язки/шлейфу	83	81	69	114	75	13	435	6,42	4,96
Обрив проводу	128	138	191	172	81	6	716	10,57	8,18
ОЗЗ	82	72	78	32	45	11	320	4,73	3,65
Пошкодження опори	0	45	23	16	3	1	88	1,30	1
Перенапруги (гроза/навантаження)	79	75	142	163	32	0	491	7,25	5,6
Не виявлено. Вимкн. Від МСЗ/РЗ	372	589	89	1	0	0	1051	15,52	11,99
Провисання дротів	2	0	2	1	0	0	5	0,07	0,06

Таблиця 2.7 – Сумарна статистика аварійних відключень повітряних ліній 10 кВ та нижче

Причина	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Сума	% 0,4-10 кВ
Міжфазне КЗ, схлест	242	476	1253	879	621	63	3531	40,29
Ізолятор, гачок, траверса	67	297	212	220	130	9	935	10,67
Обрив в'язки/шлейфу	83	81	84	125	84	17	474	5,41
Обрив проводу	128	138	626	476	183	26	1577	18,00
ОЗЗ	82	72	80	33	52	13	332	3,79
Пошкодження опори	0	45	40	36	14	4	139	1,59
Перенапруги (гроза/навантаження)	79	75	255	197	43	0	649	7,41
Не виявлено. Вимкн. від МСЗ/РЗ	372	589	154	4	0	0	1119	12,77
Провисання дротів	2	0	4	1	0	0	7	0,08



1 - Міжфазне КЗ, схлест; 2 - Ізолятор, гачок, траверса; 3 - Обрив в'язки/шлейфу; 4 - Обрив проводу; 5 - ОЗЗ; 6 - Пошкодження опори; 7 - Перенапруги (гроза/навантаження); 8 - Не виявлено; вимкн. від МСЗ/РЗ; 9 - Провисання дротів

Рисунок 2.5 – Гістограма за підсумками укрупненого аналізу статистики аварійних відключень повітряних ліній 10 кВ та нижче.

Як видно з таблиць та гістограми, найбільша кількість аварійних ситуацій сталася на повітряних лініях 10 кВ. Загальна тенденція “слабкого місця у мережі” зберігається. Як і раніше ним є провід, найбільш поширеними ушкодженнями є міжфазні короткі замикання (що відбулися внаслідок пробою між фазної відстані або схлесту), а також обрив проводу.

2.1.7 Тривалість перерви електропостачання

Одним із найважливіших критеріїв оцінки наслідків аварійних подій є час перерви електропостачання, спровоковане цією подією.

За результатами оцінки тривалості перерв електропостачання було складено таблиці 2.8-2.10 та їх графічні інтерпретації на рис. 2.6-2.8 відповідно.

Таблиця 2.8 – Тривалість перерв електропостачання у мережах 0,4 кВ

Проміжок часу	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-24	Більше 24 год.
2018 р.	335	401	152	56	22	25	15	8	6	4	12	10	57	0
2019 р.	161	176	52	31	28	17	15	7	13	5	9	6	44	4
2020 р.	88	77	26	22	17	7	4	3	0	1	3	2	19	1
2021 р.	18	11	3	10	1	1	2	0	1	0	0	0	3	0
Усього	602	665	233	119	68	50	36	18	20	10	24	18	123	5
Усього в %	30.24	33.4	11.7	5.98	3.42	2.51	1.81	0.9	1.0	0.5	1.21	0.9	6.18	0.25

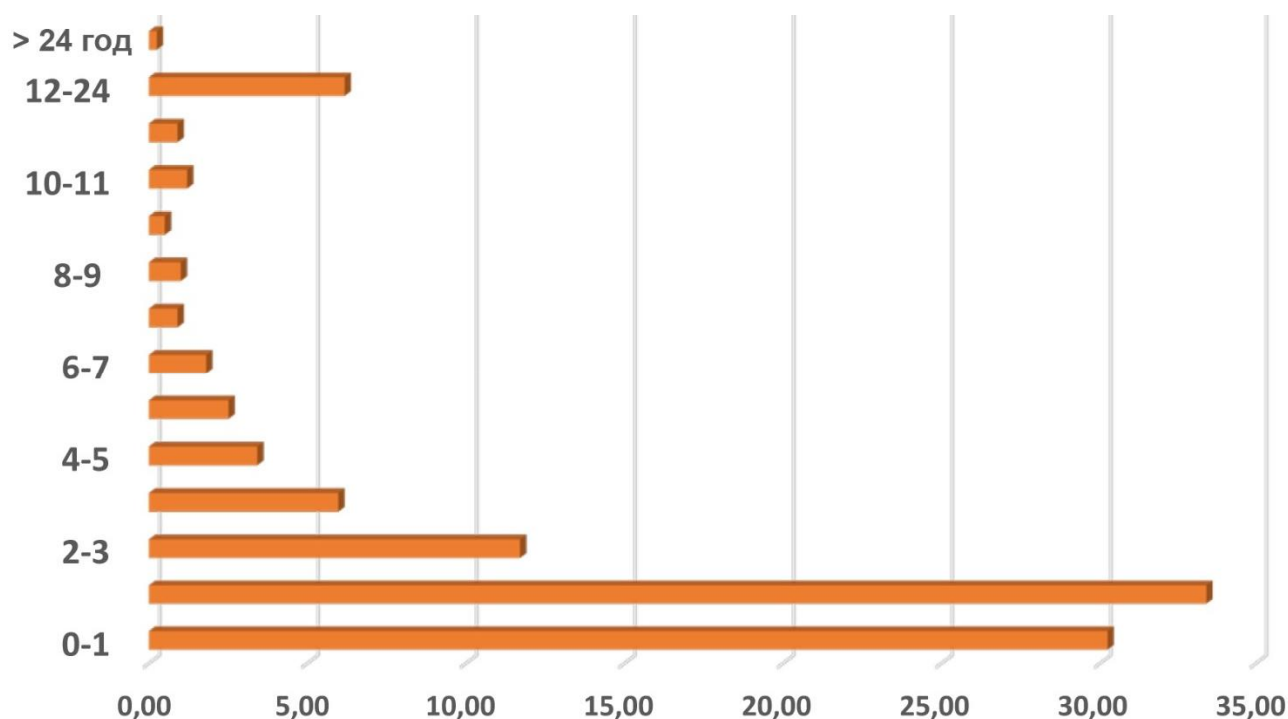


Рисунок 2.6 – Графічна інтерпретація таблиці тривалості електропостачання в мережах 0,4 кВ

Таблиця 2.9 – Тривалість перерв електропостачання у мережах 10 кВ

Проміжок часу	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-24	Більше 24 год.
2016 р.	304	252	173	110	59	47	32	19	12	10	10	9	18	1
2017 р.	1115	376	153	44	22	12	14	6	2	1	1	4	16	0
2018 р.	890	518	123	28	8	6	5	3	1	3	3	2	15	0
2019 р.	791	369	126	50	23	13	4	6	1	2	2	2	6	0
2020 р.	462	218	90	31	17	16	4	3	3	1	1	2	8	0
2021 р.	32	21	9	9	4	2	2	0	0	0	0	0	3	0
Усього	3594	1754	674	272	133	96	61	37	19	17	17	19	66	1
Усього в %	53,10	25,92	9,96	4,02	1,97	1,42	0,90	0,55	0,28	0,25	0,25	0,28	0,98	0,01

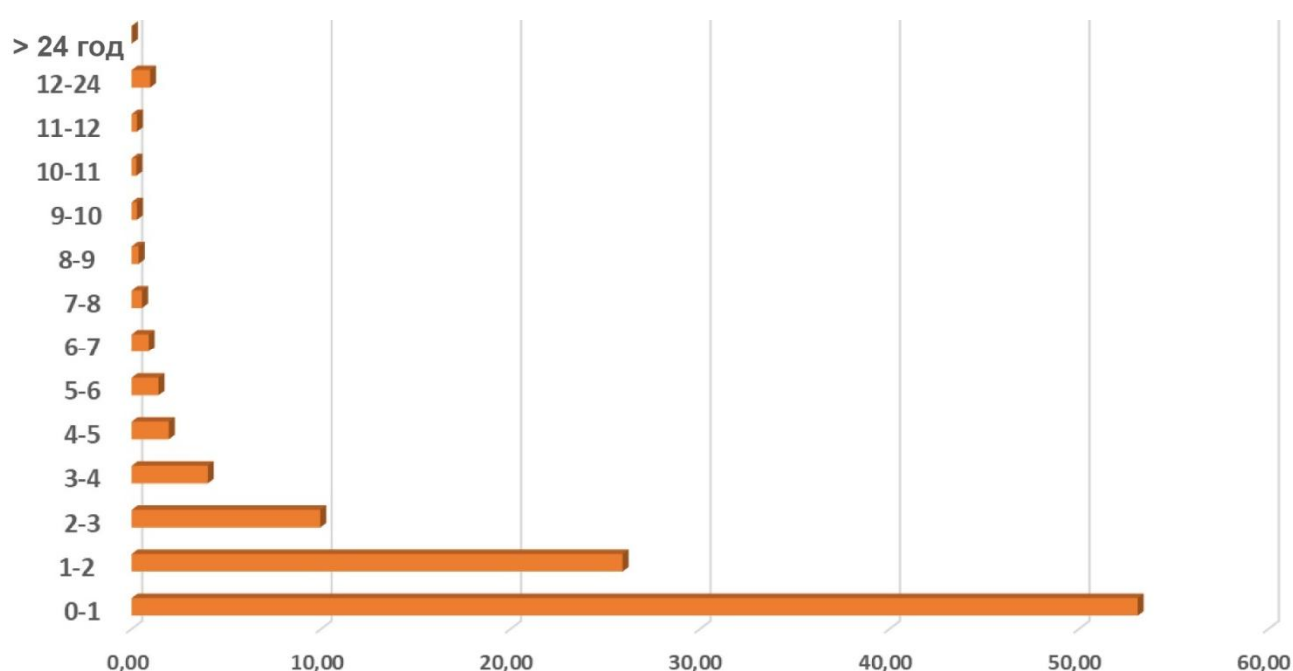


Рисунок 2.7 – Графічна інтерпретація таблиці тривалості електропостачання у мережах 10 кВ

Таблиця 2.10 – Тривалість перерв електропостачання в мережах 10 кВ та нижче

Проміжок часу	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-24	Більше 24 год.
2016 р.	304	252	173	110	59	47	32	19	9	12	9	9	18	1
2017 р.	1115	376	156	44	22	12	14	6	5	2	4	4	16	0
2018 р.	1225	919	275	84	30	31	20	11	9	5	12	12	72	0
2019 р.	952	545	178	81	51	30	19	13	19	6	8	8	50	4
2020 р.	550	295	116	53	34	23	8	6	2	4	4	4	27	1
2021 р.	50	32	12	19	5	3	4	0	1	0	0	0	6	0
Усього	4196	2419	907	391	201	146	97	55	45	41	41	37	189	6
Усього в %	47,91	27,62	10,36	4,46	2,30	1,67	1,11	0,63	0,51	0,47	0,47	0,42	2,16	0,07

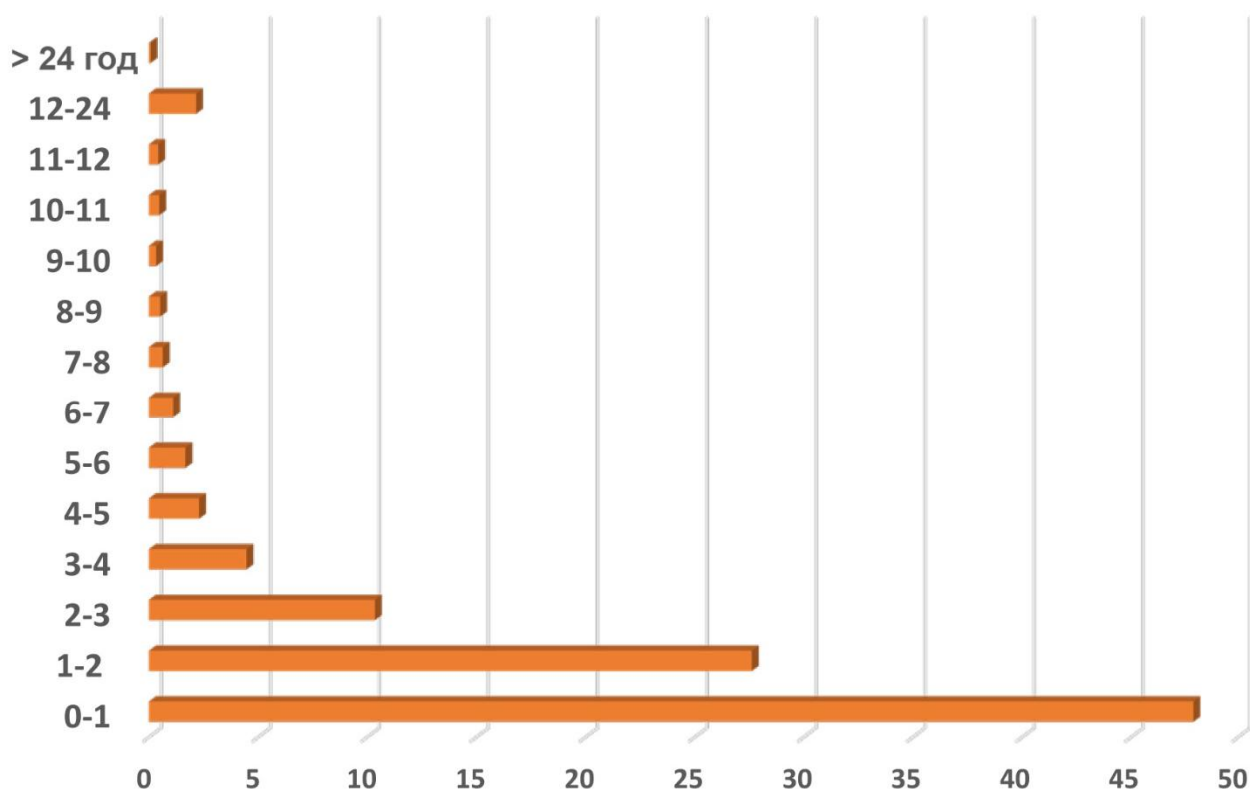


Рисунок 2.8 – Графічна інтерпретація таблиці тривалості електропостачання у мережах 10 кВ та нижче

Складемо підсумкову таблицю 2.11 із середніми та максимальними значеннями перерв електропостачання.

Варто зазначити, що відсоток перерви електропостачання на час, що перевищує 12 годин, лише трохи перевищує 2% від загальної кількості випадків. Такі перерви, зазвичай, пов'язані з МКЗ, викликані схлестом проводів, і навіть їх обриви.

Таблиця 2.11 – Середні та максимальні значення перерв електропостачання

Клас напруги, кВ	Максимальне значення, год	Середнє значення, год
0.4	29.78	3.11
10	25.25	1.64
0.4-10	29.78	2.38

2.2 Висновки до розділу 1

В даному розділі здійснено аналіз аварійності об'єктів електропостачання за такими критеріями:

- Клас напруги
- Відмова електрообладнання
- Тип електрообладнання, що відмовило
- Причина виникнення аварійної ситуації
- Аварійність ліній розподільчих електричних мереж 0,4-10 кВ
- Відмова елемента
- Тривалість перерви електропостачання.

З ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Дослідження в електричній мережі напругою 10/0,4 кВ з розподіленою генерацією

Для виявлення додаткових критеріїв, що сигналізують про ненормальні режими в розподільчих мережах з РГ потрібно, як знати параметри електричної мережі при аварійних режимах її роботи, так і на які пристрій повинен реагувати, так і параметри нормальних режимів роботи електричної мережі, від яких слід відштовхуватися.

Розв'язання поставленої задачі дослідження слід розбити на такі частини:

1. Аналіз нормальних режимів роботи електричної мережі, на які пристрій захисту не повинен реагувати.

3. Аналіз аварійних (ненормальних) режимів роботи повітряної лінії, небезпечних як людей і тварин, так підключених до розподільної мережі електроприймачів. На ці режими роботи пристрої захисту повинні реагувати.

3. Виявлення переліку додаткових інформаційних параметрів, що характеризують як нормальні, і різні несиметричні режими роботи повітряних ліній.

4. Виявлення логічних ознак – режимних параметрів електричної мережі (різного роду напруг), характеризуючих різні режими її роботи.

3.2 Вихідні положення щодо досліджень

Під вихідними положеннями розуміється: опис вихідних даних щодо досліджень – схеми електричної мережі та її параметрів; опис режимів роботи електричної мережі, які слід дослідити; опис інформаційних параметрів, що підлягають дослідженню; інструменти, з допомогою яких проводяться дослідження.

3.2.1 Опис електричної мережі напругою 10/0,4 кВ із розподіленою генерацією

На підставі аналізу застосовуваних у розподільчих мережах силових трансформаторів, марок проводів нами була підібрана як аналог середньостатистична електрична мережа напругою 10/0,4 кВ, параметри якої наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Параметри досліджуваної електричної мережі

Елемент схеми	Параметр	Од. вимір.	Величина
Джерело	$S_{кз}$	МВ·А	100
Джерело РГ	$S_{кз.РГ}$	МВ·А	10
ПЛ – 10 кВ	Довжина лінії	км	10
	Перетин проводів	мм ²	70
	Марка дроту		АС
	Питомий опір дроту (r_0)	Ом/км	0.42859
	Питома індуктивність дроту (L_0)	Гн/км	$1.164 \cdot 10^{-3}$
	Питома ємність дроту щодо ґрунту (C_0)	Ф/км	$9.974 \cdot 10^{-3}$
Трансформатор	Потужність	кВ·А	160
	Схема з'єднання обмоток		Y/YH або Δ/YH
	Втрати короткого замикання	В·А	2650 або 3100
	Напруга короткого замикання	%	4.5
	Струм холостого ходу	%	2.4
	Втрати холостого ходу	В·А	510
ПЛ – 0,4 кВ	Довжина лінії	км	0.5
	Перетин проводів	2 мм	35
	Марка дроту		АС
	Питомий опір дроту (r_0)	Ом/км	0.7897
	Питома індуктивність дроту (L_0)	Гн/км	$0.9606 \cdot 10^{-3}$
	Питома ємність дроту щодо ґрунту (C_0)	Ф/км	$1.22 \cdot 10^{-8}$
Опір заземлюючих пристроїв	Трансформаторна підстанція	Ом	4
	Повторне заземлення нульового дроту ПЛ	Ом	30
	Споживача	Ом	10^{-3}
Споживач	Потужність	Ом	$3 \times 10\ 000$

На рисунку 3.1 наведено схему заміщення електричної мережі напругою 10/0,4 кВ з джерелом РГ на стороні 0.4 кВ, що складається з:

- джерела живлення, яке характеризується потужністю КЗ $S_{KЗ}$;
- трипровідної повітряної лінії напругою 10 кВ з питомими параметрами $Z_{L0}^{BH} = r_0 + j \cdot \omega \cdot L_0$, $X_{C0}^{BH} = 1/\omega \cdot C_0$;
- знижувального трансформатора напругою 10/0.4 кВ;
- чотиріпровідної повітряної лінії напругою 0.4 кВ з питомими параметрами Z_{L0}^{HH} ;
- пофазно-змінюваного навантаження споживачів $P = \text{var}$;
- джерело РГ з потужністю короткого замикання $S_{KЗ,РГ}$ на напрузі 0.4 кВ у безпосередній близькості до споживача.

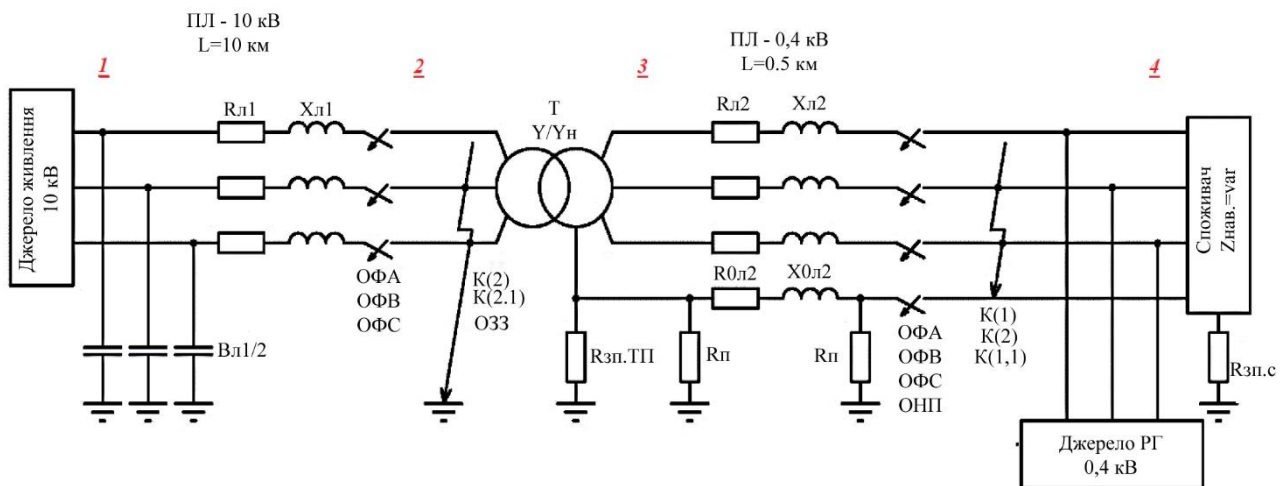


Рисунок 3.1 – Електрична мережа 10/0,4 кВ.

На схемі позначено:

- $R_{л1}$, $X_{л1}$ і $B_{л1}/2$ – активний та індуктивний опір, ємнісна провідність (показана для зручності тільки з одного боку) ПЛ-10 кВ;
- $R_{л2}$, $X_{л2}$ – активний та індуктивний опір фазних проводів ПЛ-0,4 кВ;
- $R_{0л2}$, $X_{0л2}$ – активний та індуктивний опір нульового дроту ПЛ-0,4 кВ;
- $R_{зп.ТП}$, $R_{п}$, $R_{зп.П}$ – опори заземлюючих пристроїв трансформаторної підстанції, повторних заземлень нульового проводу ПЛ-0,4 кВ і споживача;
- L – довжина лінії;
- Y/Y_n – вид з'єднання обмоток трансформатора Т;

- $Z_{HAB} = \text{var}$ – опір навантаження споживача, що змінюється в широких межах як у величині, і по фазам;
- $ОФА, ОФВ, ОФС$ – обриви фази, відповідно, A, B, C ;
- $K^{(2)}, K^{(2,1)}$ і $ОЗЗ$ – двофазне коротке замикання (КЗ), двофазне КЗ на землю та однофазне КЗ на землю ПЛ-10 кВ;
- $K^{(1)}, K^{(2)}, K^{(1,1)}$ – види КЗ у ПЛ-0,4 кВ – однофазне, двофазне та двофазне КЗ на землю; ОНП – обрив нульового проводу.

3.2.2 Інструментарій, що використовуються для дослідження режимів роботи електричної мережі напругою 10/0,4 кВ із розподіленою генерацією

Дослідження режимів роботи електричної мережі 10/0,4 кВ у різних її точках представляється складними і трудомістким, що пояснюється великою кількістю можливих режимів, кожен із яких описується своїми рівняннями стану мережі. Завдання аналізу режимів роботи цієї мережі стає ще складнішою при впровадженні РГ, як резервного чи індивідуального джерела ЕЕ споживачами.

З метою виявлення додаткових критеріїв, що сигналізують про ненормальні режими у розподільчих мережах з РГ, створено комп'ютерну модель, побудовану у програмному комплексі MATLAB з використанням пакету Simulink. За основу розробленої схеми прийнято схему, що застосовується для аналітичних досліджень режимів роботи електромережі 10/0,4 кВ [22].

Комп'ютерне моделювання на імітаційній моделі системи електропостачання, створеної з використанням пакету Simulink у програмному комплексі MATLAB [26]. При комп'ютерному моделюванні є можливість варіювати параметри електричної мережі (довжини ПЛ, потужності трансформатора та ін) в широкому діапазоні, моделюючи мережу в тому числі і з граничними технічними параметрами [26]. Комп'ютерна модель надає широкі змоги дослідження. Вона дозволяє моделювати ситуації, що на практиці зустрічаються в розподільчих мережах, проте їх відтворення може спричинити виникнення небезпечної ситуації.

Для побудови комп'ютерної моделі, зображеної на рис. 3.2, використано стандартні блоки бібліотеки Simulink: трифазне джерело живлення; трифазна лінія електропередачі; трифазний двообмотувальний трансформатор; навантаження активного характеру; блоки, що моделюють обрив фази та різні види замикань у трифазній мережі; додаткові підсистеми, що включають різні вимірювальні блоки. Параметри комп'ютерної моделі розраховані для середньої електричної мережі. Як вихідні дані взято параметри, наведені в таблиці 3.1.

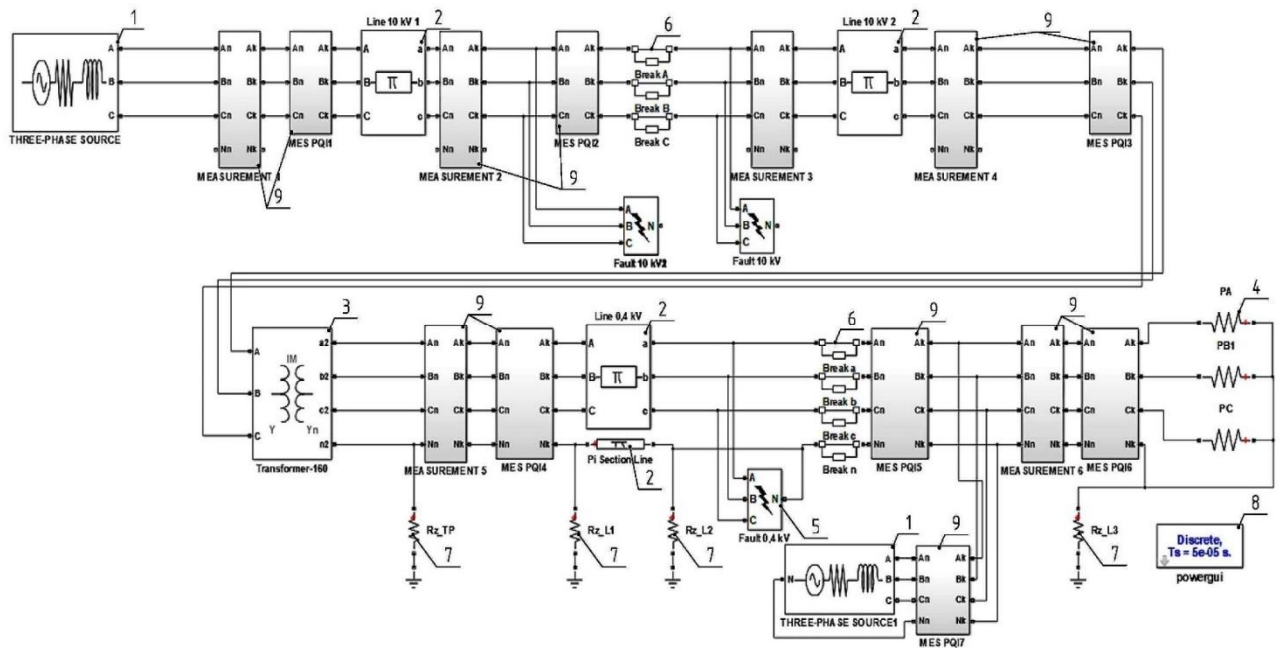


Рисунок 3.2 – Комп'ютерна модель електричної мережі напругою 10/0,4 кВ з розподіленою генерацією

На рисунку позначено:

- 1 - *Three – Phase Source* – моделює трифазне джерело живлення, а також джерело РГ на стороні 0,4 кВ;
- 2 - *Three – Phase PI Section Line та PI Section Line* – моделює трифазну та однофазну лінію із зосередженими параметрами;
- 3 - *Three – Phase Transformer Inductance Matrix Type (Two Windings)* – моделює трифазний двообмотувальний трансформатор з різною конфігурацією обмоток та геометрією магнітопроводу;
- 4 - *Parallel RLC Load* – моделює навантажувальну гілку;
- 5 - *Three – Phase Fault* – моделює різні види короткого замикання в

трифазному колі;

6 - *Breaker* – моделює обрив фази лінії;

7 - *Series RLC Branch* – моделює послідовну RLC-коло (в даній моделі використовується для моделювання активного опору різного роду заземлюючих пристроїв);

8 - *Powergui* – є інструментом графічного інтерфейсу.

Також у моделі використані додаткові підсистеми 9, що об'єднують у собі стандартні вимірювальні блоки, що дозволяють проводити вимірювання напруг і струмів та їх симетричних складових як за величиною, так і фазою в різних точках мережі.

Параметри, які задаються в блоках моделі, розраховані за відомими методиками [26].

У комп'ютерній моделі укладено можливості зміни у широких межах параметрів електричної мережі напругою 10/0,4 кВ з РГ.

Для спрощення моделювання в робочому середовищі MATLAB у редакторі М-файлів написаний програмний код, який керує запусками моделі, змінюючи необхідні параметри електричної мережі. Після закінчення моделювання кожного режиму результати зберігаються в робочий простір MATLAB, потім автоматично запускається наступний режим. Так, по черзі, програма запускає всі задані режими, а результати вимірювань кожного з них записуються у файл Microsoft Excel, в якому вони представлені у зручному для аналізу вигляді. Таким чином, даний код дозволяє швидко промодельовати і записати результати досліджень безлічі режимів роботи мережі, що моделюється при різному поєднанні її технічних характеристик.

Крім того, для аналізу результатів моделювання було застосовано алгоритм машинного навчання Random Forest (випадковий ліс) [27]. Алгоритм випадковий ліс полягає у використанні ансамблю вирішальних дерев і був використаний для вирішення задачі класифікації. Застосування даного алгоритму дозволило судити про вагу того чи іншого режимного параметра визначення конкретного режиму роботи.

3.2.3 Досліджувані режими роботи електричної мережі 10/0.4 кВ з РГ

Для досліджень було обрано 4 найбільш характерні точки електричної мережі напругою 10/0,4 кВ з розподіленою генерацією (рисунок 3.1), а саме:

- з боку джерела живлення (точка 1);
- в кінці повітряної лінії 10 кВ (точка 2) – після місця обриву дроту, на стороні вищої напруги понижуючого трансформатора Т;
- на стороні НН понижуючого трансформатора Т (точка 3);
- наприкінці ПЛ-0,4 кВ, на вводі у споживачів електроенергії напругою 0,4 кВ (точка 4).

Вибрано два характерні місця встановлення джерела РГ: у споживача на стороні 0,4 кВ і перед трансформатором 10/0.4 кВ. Такий вибір обумовлений самим визначенням терміну розподілена генерація, що виділяє безпосередню близькість джерела електроенергії до кінцевого споживача або до розподільної мережі 10 кВ і нижче (за наявності декількох груп споживачів).

Для виявлення аварійного режиму обриву проводу та міжфазних КЗ на ПЛ-10 кВ було розглянуто всілякі режими як у мережі 10 кВ, так і у мережі 0,4 кВ.

Розглянуті режими на ПЛ-10 кВ:

- а) нормальний режим (НР),
- б) обрив проводу однієї з фаз (А, В і С) (ОФП),
- в) однофазне замикання на землю однієї з фаз,
- г) двофазне КЗ (МКЗ),
- д) двофазне КЗ на грішну землю (МКЗ);
- е) ПЛ-0,4 кВ:
- ж) нормальний режим,
- з) обрив проводу однієї з фаз (А, В і С),
- і) обрив нульового дроту,
- к) однофазне КЗ однієї з фаз,
- л) двофазне КЗ,
- м) двофазне КЗ на землю.

Дослідження проведено при різному поєднанні нормальних та аварійних

режимів як на стороні 10 кВ, так і на стороні 0,4 кВ.

Слід зазначити, що при кожному режимі розглядалися 4 варіанти як симетричного, і несиметричного навантаження:

- потужності навантажень по фазах симетричні та дорівнюють 10 кВт;
- відсутня потужність навантаження у фазі А;
- відсутні потужності навантажень у фазах А та В;
- холостий хід.

3.3 Дослідження режимних параметрів в мережі 10/0,4 кВ з РГ

3.3.1 Джерело РГ на стороні 0,4 кВ

Для найшвидшого та математично вірного тлумачення результатів моделювання було застосовано алгоритм машинного навчання «Випадковий ліс» [27], який дозволив судити про вагу того чи іншого режимного параметра у визначенні конкретного режиму роботи.

Результати застосування даного методу зведено до таблиці 3.3.

Таблиця 3.2 – Результати застосування алгоритму «Випадковий ліс»

№ точки електричної мережі	Критерій виявлення аварійного режиму	Вага, %
1	U_0/U_1	37.5
	U_0	32.3
	I_2/I_1	29.1
2	I_2/I_1	34.5
	U_2	34.0
	U_2/U_1	31.5
3	I_2/I_1	32.0
	U_2/U_1	26.0
	U_2	25.0
4	U_0	40.6
	U_0/U_1	38.3
	I_2/I_1	11.1
	I_1	10.0

Алгоритм «Випадковий ліс» показав, що найбільш інформативними точками електричної мережі будуть:

- точка 2 – наприкінці повітряної лінії 10 кВ, на стороні ВН понижуючого трансформатора 10/0.4 кВ;

- точка 3 – на стороні НН понижувального трансформатора 10/0.4 кВ.

Найбільшу вагу у виявленні аварійних режимів мають такі критерії:

- I_2/I_1 – відношення струмів зворотної та прямої послідовності, о.

- U_2 – напруга зворотної послідовності,;

- U_2/U_1 – відношення напруг зворотної та прямої послідовності, о.

Зважаючи на результати, отримані за допомогою алгоритму «Випадковий ліс», було прийнято рішення проводити подальший аналіз статичних даних предметно за параметрами, зазначеними раніше.

Вплив потужності джерела РГ на параметри електричної мережі Для дослідження впливу потужності джерела під час моделювання передбачено три варіанти джерела РГ:

- 1) потужність джерела на 30% перевищує максимальну потужність споживача в симетричному режимі $P_{РГ} > P_{СПОЖ}$

- 2) потужність джерела дорівнює максимальній потужності споживача $P_{РГ} \approx P_{СПОЖ}$,

- 3) потужність джерела на 30% менша за максимальну потужність споживача $P_{РГ} < P_{СПОЖ}$

У таблицях 3.3-3.5 представлені результати дослідження симетричних складових напруг і струмів у чотирьох точках мережі за різних потужностей джерела РГ.

Таблиця 3.3 – Діапазон зміни параметрів у нормальному режимі

№ точки	$P_{pg} < P_{спож}$	$P_{pg} \approx P_{спож}$	$P_{pg} > P_{спож}$
$U_2, в.о.$			
1	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000-0.0015	0.0000-0.0010	0.0000-0.0005
3	0.0000-0.0078	0.0000-0.0053	0.0000-0.0026
4	0.0000-0.0031	0.0000-0.0023	0.0000-0.0017
$U_2/U_1, в.о.$			
1	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000-0.0015	0.0000-0.0010	0.0000-0.0005
3	0.0000-0.0078	0.0000-0.0053	0.0000-0.0026
4	0.0000-0.0031	0.0000-0.0023	0.0000-0.0017
$I_2/I_1, в.о.$			
1	0.0000-0.9352	0.0000-0.8799	0.0000-0.7882
2	0.0000-0.7575	0.0000-0.7126	0.0000-0.6715
3	0.0000-1.0000	0.0000-1.0000	0.0000-1.0000
4	0.0000-1.0000	0.0000-1.0000	0.0000-1.0000

Таблиця 3.4 – Діапазон зміни параметрів в режимі обриву фазного дроту

№ точки	$P_{pg} > P_{спож}$	$P_{pg} \approx P_{спож}$	$P_{pg} > P_{спож}$
$U_2, в.о.$			
1	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0742-0.1970	0.0516-0.1536	0.0260-0.1174
3	0.0699-0.1971	0.0484-0.1546	0.0240-0.1200
4	0.0000-0.0034	0.0000-0.0026	0.0000-0.0018
$U_2/U_1, в.о.$			
1	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0764-0.2428	0.0530-0.1803	0.0267-0.1288
3	0.0114-0.2424	0.0494-0.1799	0.0248-0.1278
4	0.0000-0.0034	0.0000-0.0026	0.0000-0.0018
$I_2/I_1, в.о.$			
1	0.9352	0.8799	0.7882
2	0.7575	0.7126	0.6715
3	1.0000	1.0000	1.0000
4	1.0000	1.0000	1.0000

Таблиця 3.4 – Діапазон зміни параметрів в режимі КЗ

№ точки	$P_{РГ} > P_{СПОЖ}$	$P_{РГ} \approx P_{СПОЖ}$	$P_{РГ} < P_{СПОЖ}$
$U_2, в.о.$			
1	0.0850-0.0858	0.0850-0.0857	0.0850-0.0856
2	0.5200-0.5015	0.5000-0.5010	0.4970-0.5018
3	0.4750-0.5042	0.4700-0.5040	0.4660-0.5047
4	0.0000-0.0173	0.0000-0.0173	0.0000-0.0172
$U_2/U_1, в.о.$			
1	0.091-0.0917	0.0911-0.0917	0.0912-0.0917
2	0.9998	0.9998	0.9998
3	0.8841-0.9998	0.8486-0.9998	0.8702-0.9998
4			
$I_2/I_1, в.о.$			
1	0.9881-1.0052	0.9896-1.0052	0.992-1.0049
2	0.9272-1.0970	0.9339-1.113	0.952-1.1454
3	0.9085-1.0880	0.9219-1.1032	0.9354-1.1318
4	0.0000-1.0000	0.0000-1.0000	0.0000-1.0000

За результатами проведених досліджень виявлено, що потужність джерела РГ не має значного впливу на результати. Тому надалі розглядаються результати досліджень, незалежно від потужності джерела РГ.

За результатами досліджень було складено зведені таблиці, що дозволяють оцінити діапазони зміни величин режимних параметрів у нормальному та аналізованих аварійних режимах роботи електричної мережі 10 кВ (таблиці 3.6-3.8).

Слід зазначити, що в мережі 0,4 кВ були розглянуті всі можливі режими, крім міжфазних КЗ. Міжфазні КЗ в мережі 0,4 кВ були виключені через те, що такі режими мають на вибрані параметри значний вплив, однак міжфазні КЗ повинні бути відключені відповідними захистами, які в 100% випадків встановлені в мережі 0,4 кВ. Тому надалі міжфазні КЗ на ПЛ-0,4 кВ не розглядаємо.

Таблиця 3.6 – Нормальний режим, джерело на стороні 0,4 кВ

№ точки	Мін., В	Макс., В	Мін., в.о.	Макс., в.о.
$U_2, В$				
1	0.0000	1.3724	0.0000	0.0000
2	0.0000	1.3722	0.0000	0.0000
3	0.0000	34.3300	0.0000	0.0821
4	0.0000	15.9991	0.0000	0.0400
$U_0, В$				
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.0000	9.4098	0.0000	0.0225
4	0.0000	15.9718	0.0000	0.0399
$U_1, В$				
1	0.1822	3.9954	0.0000	0.0003
2	0.3353	3.1855	0.0000	0.0003
3	2.0764	72.9816	0.0070	0.1770
4	0.0000	47.9131	0.0000	0.1197
U_2/U_1				
1	—	—	0.0000	0.9352
2	—	—	0.0000	0.7575
3	—	—	0.0000	1.0001
4	—	—	0.0000	1.0000
U_0/U_1				
1	—	—	0.0000	0.0000
2	—	—	0.0000	0.0000
3	—	—	0.0000	1.0001
4	—	—	0.0000	1.0000
I_2/I_1				
1	—	—	0.0000	0.9352
2	—	—	0.0000	0.7575
3	—	—	0.0000	1.0001
4	—	—	0.0000	1.0000
I_0/I_1				
1	—	—	0.0000	0.0000
2	—	—	0.0000	0.0000
3	—	—	0.0000	1.0001
4	—	—	0.0000	1.0000

Таблиця 3.7 – Режим обриву фазного проводу, джерело на стороні 0,4 кВ

№ точки	<i>Мін., В</i>	<i>Макс., В</i>	<i>Мін., в.о.</i>	<i>Макс., в.о.</i>
$U_2, В$				
1	0.2231	2.0425	0.0000	0.0003
2	272.9897	2062.3805	0.0260	0.1967
3	10.1082	82.3908	0.0240	0.1971
4	0.0673	1.3649	0.0000	0.0034
$U_0, В$				
1	0.7344	5.4360	0.0000	0.0005
2	161.0385	1192.0144	0.0150	0.1136
3	0.0000	2.6255	0.0000	0.0063
4	0.0000	0.3169	0.0000	0.0008
$U_1, В$				
1	10497.2283	10500.0911	1.0000	1.0001
2	8499.2000	10606.0947	0.8100	1.0112
3	339.9072	424.3010	0.8130	1.0152
4	399.8385	400.8257	0.9990	1.0014
U_2/U_1				
1	—	—	0.0000	0.0003
2	—	—	0.0267	0.2428
3	—	—	0.0248	0.2424
4	—	—	0.0002	0.0034
U_0/U_1				
1	—	—	0.0001	0.0005
2	—	—	0.0158	0.1403
3	—	—	0.0000	0.0067
4	—	—	0.0000	0.0008
I_2/I_1				
1	—	—	0.8697	6.8800
2	—	—	0.9803	1.0224
3	—	—	0.9998	9.3668
4	—	—	0.0002	1.0000
I_0/I_1				
1	—	—	0.0000	0.0000
2	—	—	0.0000	0.0000
3	—	—	0.0000	8.6638
4	—	—	0.0000	1.0000

Таблиця 3.8 – Режим міжфазного КЗ, джерело на стороні 0,4 кВ

№ точки	<i>Мін., В</i>	<i>Макс., В</i>	<i>Мін., в.о.</i>	<i>Макс., в.о.</i>
$U_2, В$				
1	892.3537	901.0495	0.0850	0.0858
2	5217.9228	5262.8764	0.4970	0.5018
3	194.5959	210.9519	0.4660	0.5047
4	0.0771	6.9315	0.0000	0.0173
$U_0, В$				
1	16.0237	3024.7260	0.0020	0.2881
2	16.0210	3024.2063	0.0020	0.2883
3	0.0000	22.5081	0.0000	0.0562
4	0.0000	1.0746	0.0000	0.0027
$U_1, В$				
1	9812.9221	9828.9956	0.9350	0.9362
2	5219.0287	5262.9941	0.4980	0.5019
3	205.6294	224.7708	0.4920	0.5378
4	396.6603	401.6874	0.9910	1.0035
U_2/U_1				
1	—	—	0.0910	0.0917
2	—	—	0.9998	0.9998
3	—	—	0.8702	0.9998
4	—	—	0.0002	0.0175
U_0/U_1				
1	—	—	0.0016	0.3078
2	—	—	0.0031	0.5745
3	—	—	0.0000	0.1076
4	—	—	0.0000	0.0026
I_2/I_1				
1	—	—	0.9881	1.0052
2	—	—	0.9272	1.1454
3	—	—	0.9085	1.1318
4	—	—	0.0002	1.0000
I_0/I_1				
1	—	—	0.0000	0.0000
2	—	—	0.0000	0.0000
3	—	—	0.0000	1.0000
4	—	—	0.0000	1.0000

Графічна інтерпретація вище зазначених таблиць, орієнтована на контрольовані показники, наведено на рисунках 3.3-3.4. На них представлені діапазони змін параметрів I_2/I_1 , U_2 , U_2/U_1 в нормальному режимі роботи, при обриві фазного дроту і при міжфазних КЗ в ПЛ 10 кВ. Напруга U_2 та U_0 представлені у відносних одиницях, наведених до відповідних лінійних напруг, виміряних у чотирьох характерних точках при роботі мережі на холостому ході.

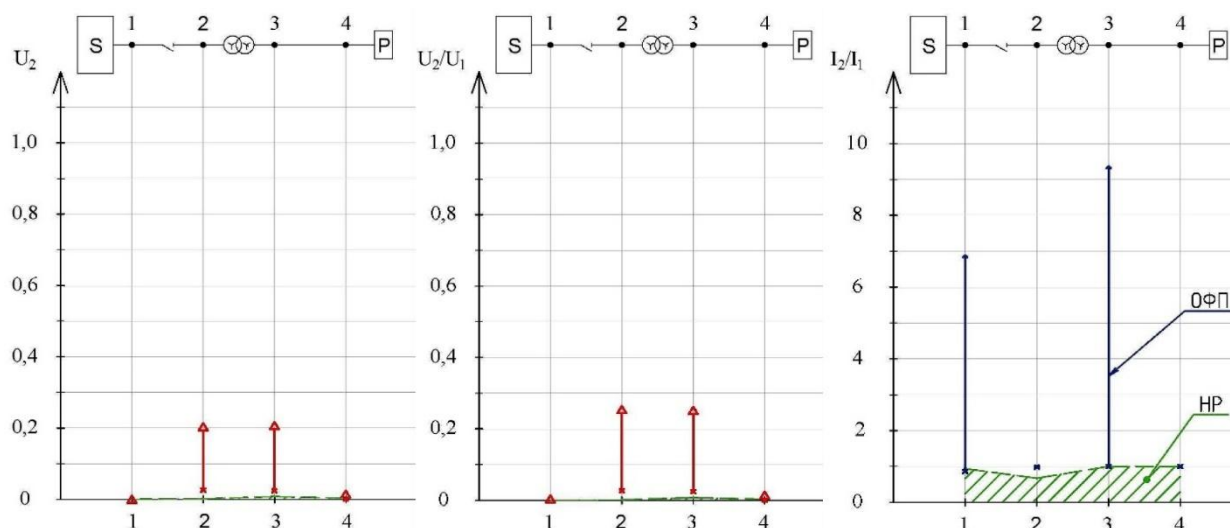


Рисунок 3.3 – Діапазони зміни режимних параметрів при ОФП та НР

Як видно з рис 3.3, найбільш інформативними виявлення режиму ОФП є критерії U_2 , U_2/U_1 . Діапазон можливих вставок для пристрою захисту в точках 2 і 3 приблизно однаковий $U_{вст.ОФП} = U_{вст.U_2} = U_{вст.U_2/U_1}$ і дорівнює:

$$0,0078 \text{ в.о.} < U_{вст.ОФП} < 0,024 \text{ в.о.}$$

Ці значення дозволять з високою ймовірністю виявити режим ОФП.

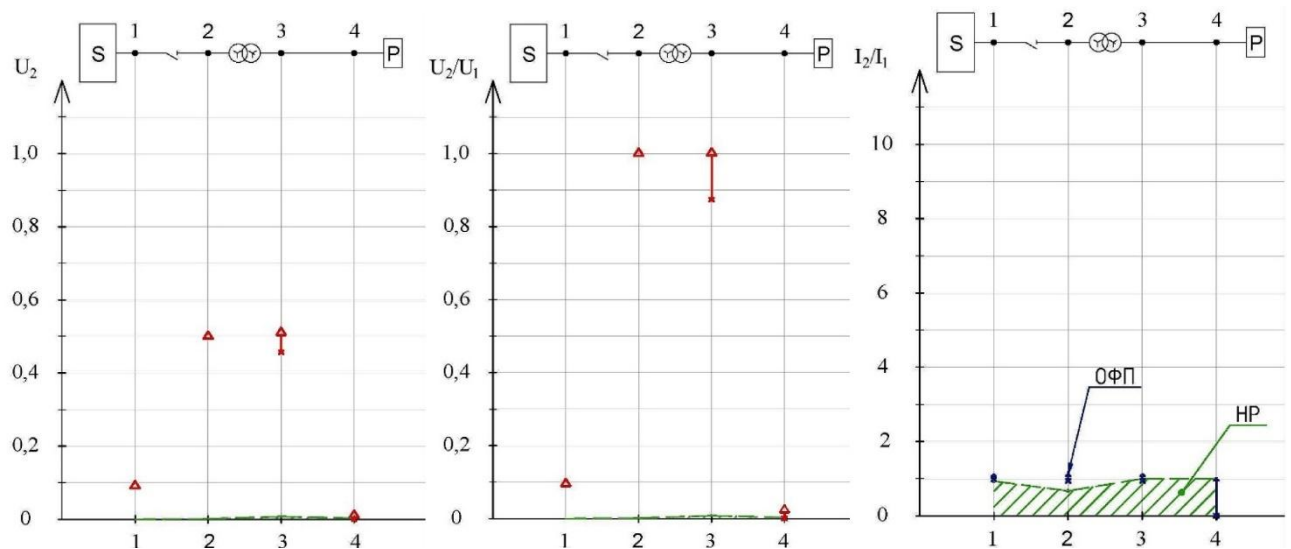


Рисунок 3.4 – Діапазони зміни режимних параметрів при МКЗ та НР

На рис. 3.4 спостерігається більш очевидна картина. Тут найінформативнішими знову будуть параметри U_2 , U_2/U_1 . Діапазони можливих уставок для захисту в точках 2 і 3 приблизно однакові і рівні:

$$0,0078 \text{ в.о.} < U_{\text{вст.МКЗ.}U_2} < 0,466 \text{ в.о.}$$

$$0,0078 \text{ в.о.} < U_{\text{вст.МКЗ.}U_2/U_1} < 0,8702 \text{ в.о.}$$

3.3.2 Джерело РГ на стороні 10 кВ

Алгоритм «Випадковий ліс» не показав явного критерію, яким можна було б виявити режим ОФП у умовах (таблиця 3.9).

Таблиця 3.9 – Результати застосування алгоритму «Випадковий ліс»

№ точки електричної мережі	Критерій виявлення аварійного режиму	Вага, %
1	2	3
1	U_0	52.3
	U_0/U_1	47.7
2	U_0	40.6
	U_0/U_1	38.3
	I_2/I_1	11,1
	I_1	10
3	U_1	38.8
	U_2	31.9
	U_2/U_1	29.3

продовження таблиці 3.9

1	2	3
4	U_1	32.1
	U_2	25.5
	U_0	22.9
	U_2/U_1	18.5

Зважаючи на результати алгоритму «Випадковий ліс», прийнято рішення провести аналіз усіх можливих параметрів мережі 10/0,4 кВ, отриманих раніше при моделюванні.

Вплив потужності джерела РГ у разі, коли він встановлений у мережі 10 кВ, також незначний на режимні параметри.

За результатами такого аналізу було складено зведені таблиці, що дозволяють оцінити діапазони зміни величин режимних параметрів у нормальному та аварійних режимах роботи електричної мережі 10 кВ (таблиці 3.10-1.12).

Таблиця 3.10 – Нормальний режим, джерело на стороні 10 кВ

№ точки	Мін., В	Макс., В	Мін., в.о.	Макс., в.о.
1	2	3	4	5
$U_2, В$				
1	0.0000	0.2375	0.0000	0.0000
2	0.0000	1.3873	0.0000	0.0001
3	0.0000	1.8072	0.0000	0.0043
4	0.0000	156.9772	0.0000	0.3739
$U_0, В$				
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.0000	5.5896	0.0000	0.0133
4	0.0000	210.0744	0.0000	0.5004
$U_1, В$				
1	10499.3944	10500.2636	1.000	1.0000
2	10499.1989	10500.2689	1.000	1.0001
3	418.3279	419.8017	0.996	0.9999
4	117.1718	419.8016	0.279	0.9999

продовження таблиці 3.10

1	2	3	4	5
U_2/U_1				
1	—	—	0.0000	0.0000
2	—	—	0.0000	0.0001
3	—	—	0.0000	0.0043
4	—	—	0.0000	1.0000
U_0/U_1				
1	—	—	0.0000	0.0000
2	—	—	0.0000	0.0000
3	—	—	0.0000	0.0133
4	—	—	0.0000	0.5774
I_2/I_1				
1	—	—	0.0000	1.4193
2	—	—	0.0000	0.9459
3	—	—	0.0000	1.0000
4	—	—	0.0000	1.0000
I_0/I_1				
1	—	—	0.0000	0.0000
2	—	—	0.0000	0.0000
3	—	—	0.0000	1.0000
4	—	—	0.0000	1.0000

Таблиця 3.11 – Режим обриву фазного дроту, джерело на стороні 10 кВ

№ точки	Мін., В	Макс., В	Мін., в.о.	Макс., в.о.
$U_2, В$				
1	0.0190	0.6219	0.0000	0.0001
2	0.0463	1.7750	0.0000	0.0002
3	0.0042	1.8216	0.0000	0.0043
4	0.0042	156.9822	0.0000	0.3739
$U_0, В$				
1	0.0008	0.0108	0.0000	0.0000
2	0.1733	2.3577	0.0000	0.0002
3	0.0000	5.5897	0.0000	0.0133
4	0.0000	210.0776	0.0000	0.5004

продовження таблиці 3.11

1	2	3	4	5
U_1, B				
1	10499.7666	10500.2613	1.0000	1.0000
2	10499.2033	10499.8791	1.0000	1.0000
3	418.3281	419.7861	0.9960	0.9998
4	117.1706	419.7860	0.2790	0.9998
U_2/U_1				
1	—	—	0.0000	0.0000
2	—	—	0.0000	0.0002
3	—	—	0.0000	0.0043
4	—	—	0.0000	1.0000
U_0/U_1				
1	—	—	0.0000	0.0000
2	—	—	0.0000	0.0001
3	—	—	0.0000	0.0133
4	—	—	0.0000	0.5774
I_2/I_1				
1	—	—	0.0510	4.0699
2	—	—	0.9649	1.9149
3	—	—	0.0000	1.0000
4	—	—	0.0000	1.0000
I_0/I_1				
1	—	—	0.0000	0.0000
2	—	—	0.0000	0.0000
3	—	—	0.0000	1.0000
4	—	—	0.0000	1.0000

Таблиця 3.12 – Режим міжфазного КЗ, джерело на стороні 10 кВ.

№ точки	Мін., В	Макс., В	Мін., в.о.	Макс., в.о.
U_2, B				
1	898.6345	898.7385	0.0860	0.0856
2	5246.7415	5247.3493	0.5000	0.4998
3	208.5285	210.0606	0.4970	0.5003
4	52.0628	209.7895	0.1260	0.4997

продовження таблиці 3.12

1	2	3	4	5
U_0, B				
1	16.1193	3017.1235	0.0020	0.2873
2	16.1165	3016.6051	0.0020	0.2873
3	0.0000	5.5897	0.0000	0.0133
4	0.0000	210.0772	0.0000	0.5004
U_1, B				
1	9822.7450	9822.2284	0.9350	0.9355
2	5252.4688	5252.0728	0.5000	0.5003
3	208.7587	210.2886	0.4970	0.5009
4	52.3862	210.0183	0.1270	0.5002
U_2/U_1				
1	—	—	0.0915	0.0915
2	—	—	0.9989	0.9989
3	—	—	0.9923	1.0056
4	—	—	0.8387	1.1915
U_0/U_1				
1	—	—	0.0016	0.3071
2	—	—	0.0031	0.5743
3	—	—	0.0000	0.0267
4	—	—	0.0000	1.1869
I_2/I_1				
1	—	—	1.0000	1.0001
2	—	—	1.0000	1.0001
3	—	—	0.9399	1.0635
4	—	—	0.9399	1.0635
I_0/I_1				
1	—	—	0.0000	0.0000
2	—	—	0.0000	0.0000
3	—	—	0.0000	1.9939
4	—	—	0.0000	1.9967

Графічна інтерпретація даних таблиць представлена на рисунках 3.5-3.6.

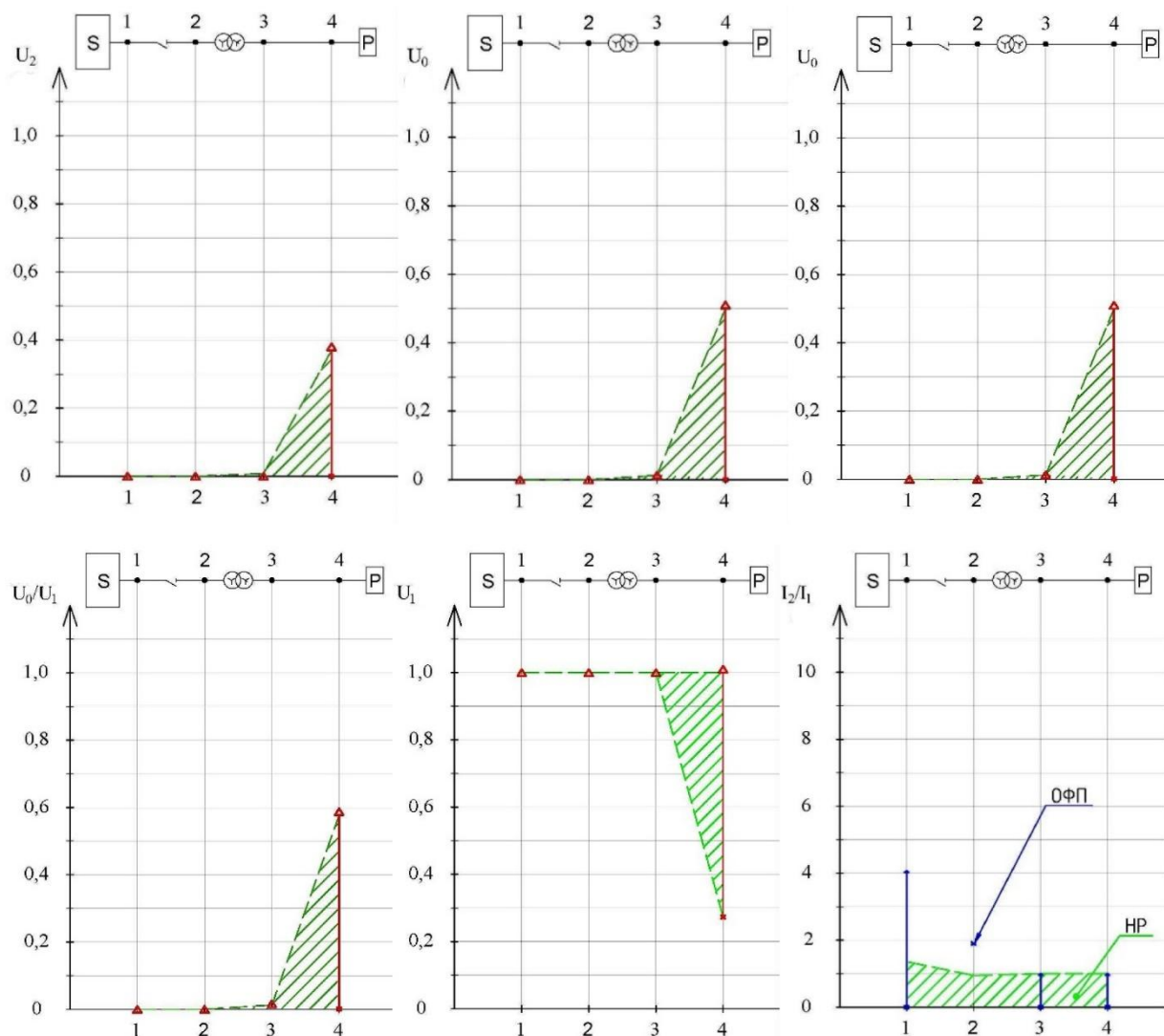


Рисунок 3.5 – Діапазони зміни режимних параметрів при ОФП та НР

При встановленні джерела РГ на стороні 10 кВ визначити режим ОФП можна лише за параметром I_2/I_1 у точці 3. Діапазон можливої вставки для пристрою захисту в точці 2:

$$0,9459 \text{ в.о.} < I_{уст.ОФП} < 0,9649 \text{ в.о.}$$

Діапазон вибору вставки занадто малий, що висуває високі вимоги до чутливості пристрою захисту і ставить під сумнів універсальність цього критерію. Для виявлення більш явного параметра виявлення обриву дроту на ПЛ-10 кВ необхідні подальші дослідження.

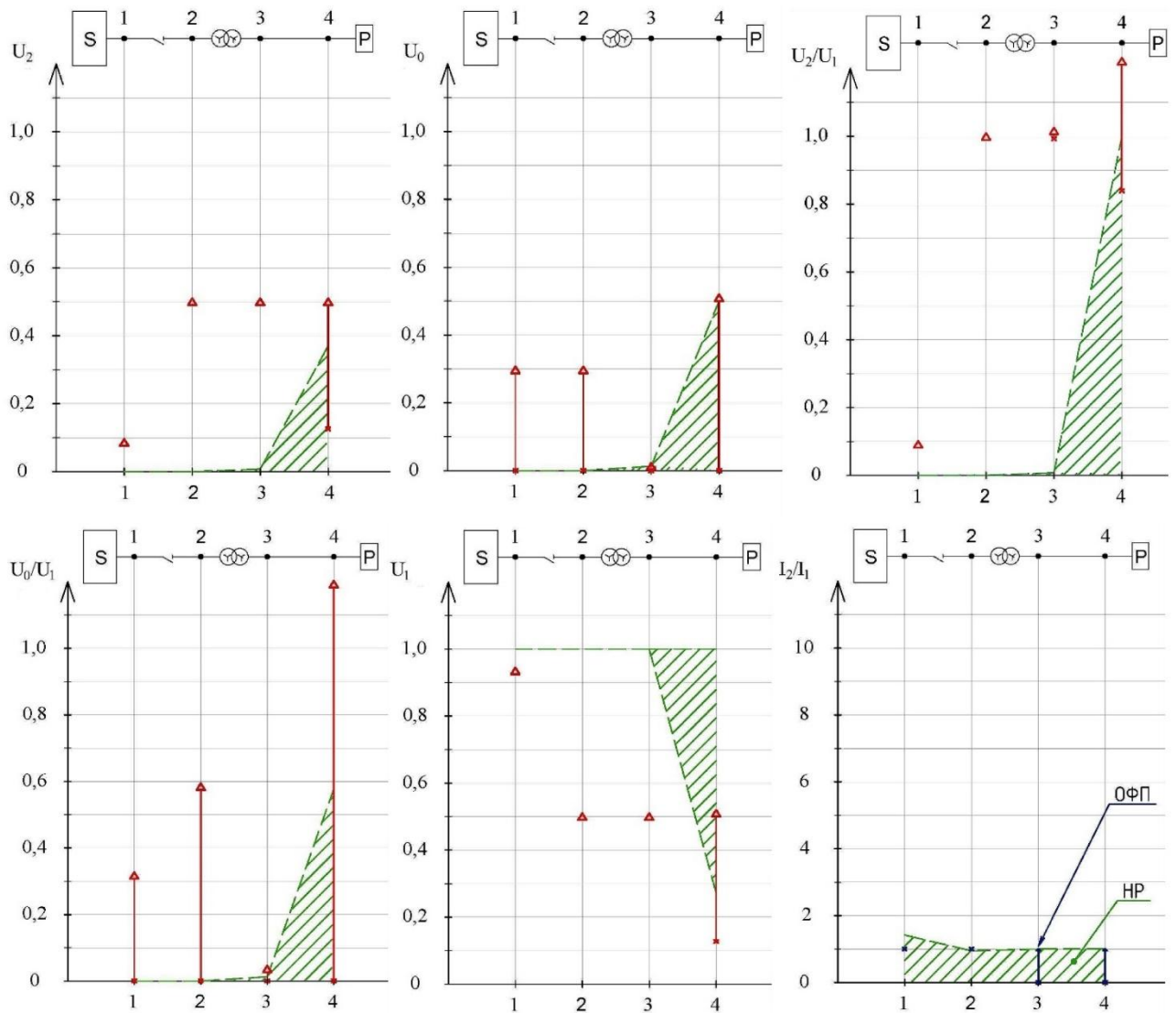


Рисунок 3.6 – Діапазони зміни режимних параметрів при МКЗ та НР

Режим МКЗ може бути визначений за будь-яким із критеріїв U_2 , або U_2/U_1 в точці 2 і 3. Для спрощення роботи пристроїв захисту приймемо інформаційні параметри U_2 та U_2/U_1 . Діапазони можливих уставок для захисту в точках 2 і 3 приблизно однакові і рівні:

$$0,0043 \text{ в.о.} < U_{\text{вст.МКЗ.}U_2} < 0,5 \text{ в.о.}$$

$$0,0043 \text{ в.о.} < U_{\text{вст.МКЗ.}U_2/U_1} < 0,9923 \text{ в.о.}$$

3.4 Режимні параметри та уставки для виявлення режимів ОФП та МКЗ на ПЛ-10 кВ

Виявлення режиму ОФП на ПЛ-10 кВ.

1. Найбільш інформативними точками виявлення даного режиму є точки 2 і 3. Переважним місцем установки пристроїв захисту мережі є сторона нижчої напруги понижуючого трансформатора (точка 3) у зв'язку з більш простим способом її організації.

3. Критеріями визначення режиму будуть параметри U_2 та U_2/U_1 . Вибір між ними повинен зробити безпосередньо виробник захисного обладнання, виходячи зі зручності для власної системи.

3. Діапазон можливих уставок для захисту в точці 3 для обох параметрів однаковий і приблизно дорівнює:

$$0,0078 \text{ в.о.} < U_{\text{уст.ОФП}} < 0,024 \text{ в.о.}$$

Для вибору конкретного значення уставки рекомендується вибрати середнє значення даного діапазону, що дорівнює $U_{\text{уст.ОФП}} < 0,016 \text{ в.о.}$

4. Висновки, подані вище, характерні для мережі з джерелом за 0,4 кВ. Для виявлення більш явного критерію визначення режиму ОФП у мережі з джерелом за 10 кВ потрібно провести додаткові дослідження, які не входять у обсяг цієї роботи.

Виявлення режиму МКЗ на ПЛ-10 кВ.

1. Найбільш інформативними точками виявлення даного режиму є точки 2 і 3. Переважним місцем установки пристроїв захисту мережі є сторона нижчої напруги понижуючого трансформатора (точка 3) у зв'язку з більш простим способом її організації.

3. Критеріями визначення режиму будуть параметри U_2 та U_2/U_1 . Вибір між ними повинен зробити безпосередньо виробник захисного обладнання, виходячи зі зручності для власної системи.

3. Діапазони можливих уставок для захисту в точці 3 для обох

параметрів однаковий і дорівнює:

$$0,0078 \text{ в.о.} < U_{\text{вст.МКЗ.}U_2} < 0,466 \text{ в.о.}$$

$$0,0078 \text{ в.о.} < U_{\text{вст.МКЗ.}U_2/U_1} < 0,8702 \text{ в.о.}$$

Для вибору конкретного значення уставки рекомендується вибрати середнє значення діапазону, що дорівнює $U_{\text{вст.МКЗ.}U_2} = 0,024 \text{ в.о.}$ і $U_{\text{вст.МКЗ.}U_2/U_1} < 0,44 \text{ в.о.}$

4. Висновки, представлені вище, характерні для обох варіантів виконання розподільної електричної мережі з джерелом РГ (як на стороні 10 кВ, так і на стороні 0,4 кВ).

За результатами роботи вибрано два значення вставки для параметра U_2 та два значення уставки для параметра U_2/U_1 , представлені в таблиці 3.13.

Таблиця 3.13 – Рекомендовані уставки визначення аварійних режимів роботи ПЛ-10 кВ

	Обрив фазного дроту (ОФП)	Міжфазні КЗ (МКЗ)
$U_{\text{вст}}, \text{ в.о.}$	0.016	0.024
$U_2/U_{\text{вст}}, \text{ в.о.}$	0.016	0.440

При перевищенні напруги та значення 0.016 в.о. пристрій захисту сигналізує про аварію: або ОФП, або МКЗ. Як видно з таблиці, вставка визначення режиму МКЗ вище уставки визначення режиму ОФП. І в діапазоні значень від 0.016 в.о. до 0,024 в.о. спостерігатиметься режим ОФП. Однак при значенні вище 0.024 в.о. визначити який це режим (ОФП чи МКЗ) неможливо. В даному випадку при виникненні режиму МКЗ захист буде дублювати встановлені в мережі струмові захисту, спрямовані на виявлення МКЗ, і при їх одночасному спрацьовуванні режим однозначно визначається, як МКЗ. Аналогічні міркування будуть у разі вибору уставки за напругою U_2/U_1 .

Порівняння результатів досліджень у мережі з РГ та без неї.

У роботі [26] щодо визначення вставки для пристрою захисту при ОФП ПЛ-10 кВ у мережі без РГ, обрано вставку за напругою $U_2 = 0,1 \text{ в.о.}$ при

встановленні пристрою захисту на стороні нижчої напруги трансформатора 10/0,4 кВ.

Можна зробити висновок вплив джерела РГ на режимні параметри у бік зменшення їх значень.

3.5 Висновки до розділу 1

1. Отримані результати показали можливість визначення найпоширеніших аварійних режимів на повітряній лінії 10 кВ: обрив фазного проводу та міжфазні КЗ.

3. Критерієм виявлення того чи іншого аварійного режиму в мережі 10 кВ з розподіленою генерацією однаковою мірою може бути відносна величина напруги U_2 або відношення напруг U_2/U_1 .

3. Потужність джерела РГ не значно впливає на параметри режиму мережі.

4. Вибрано місце встановлення захисту для виявлення обриву проводу та міжфазного КЗ у мережі 10 кВ – на стороні нижчої напруги трансформатора 10/0,4 кВ.

5. Визначено рекомендовані уставки для U_2 та U_2/U_1 , які можуть бути використані при реалізації пристрою захисту в мережі 10/0,4 кВ

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Заходи по техніці безпеки при експлуатації електрообладнання

Експлуатація електрообладнання підстанції включає оперативне обслуговування і огляд діючого електрообладнання.

Оперативне обслуговування електроустановок передбачає періодичні і позачергові огляди розподільних пристроїв підстанцій, комутаційних апаратів, силових і вимірювальних трансформаторів, приладів захисту, автоматики, контролю і обліку електроенергії, а також оперативні перемикання, що забезпечують безперебійне живлення електроприймачів.

Оперативне обслуговування електроустановок може здійснюватися як однією особою, так і бригадою з двох і більше чоловік.

При обслуговуванні електроустановок напругою вище 1000 В старший в зміні або поодинокий черговий повинен мати кваліфікаційну групу не нижче IV, а в електроустановках напругою до 1000 В – не нижче III.

При огляді установки напругою вище 1000 В однією особою не дозволяється проникати за огороження і входити в камери розподільних пристроїв. Оглядати електрообладнання слід тільки з порогу камери або стоячи перед бар'єром. У разі потреби працівникові з кваліфікаційною групою не нижче IV дозволяється для огляду вхід в камеру за умови, що в проходах відстань від підлоги до нижніх фланців ізоляторів апаратів, трансформаторів не менше 2 м, а до незахищених струмоведучих частин – не менше, чим 2,75 м, при напрузі до 35 кВ. Присутність другої особи потрібна для спостереження за діями людини, що увійшла до камери РП, попередження його про небезпечне наближення до струмоведучих частин, а також для надання йому при необхідності першої допомоги.

При виявленні під час огляду випадкового замикання якої-небудь струмоведучої частини на землю забороняється до відключення пошкодженої

ділянки наближатися до місця замикання на відстань менше 4-5 метрів в закритих РП щоб уникнути ураження кроковою напругою.

Якщо виявиться необхідним наблизитися до місця замикання, то необхідно використати захисні засоби (діелектричні боти або галоші).

Самостійне обслуговування електроустановок напруга до 1000 В дозволяється працівникам-електрикам, що мають кваліфікаційну групу не нижче III.

Черговому електрикові дозволяється при необхідності відкривати для огляду двері щитків, пускових пристроїв і тому подібне, дотримуючись при цьому особливої обережності.

Зміна згорілих вставок запобіжників повинна виконуватися при знятій напрузі. Але при неможливості зняття напруги зміну плавких вставок пробкових або трубчастих запобіжників допускається робити під напругою при відключеному навантаженні.

В процесі експлуатації електроустановок необхідно періодично робити їх плановий ремонт, випробування ізоляції електричних машин, апаратів, кабелів, мереж внутрішнього електропостачання, а також наладку електроприводів, релейного захисту і тому подібне. Крім того, можливі невеликі за об'ємом роботи по попередженню і ліквідації аварій і дрібних неполадок.

Згідно з вимогами правил техніки безпеки роботи, які виконуються в діючих електроустановках, відносно прийнятих заходів безпеки розділяються на 4 категорії:

- роботи, що виконуються при повному знятті напруги;
- роботи, що виконуються при частковому знятті напруги;
- роботи, що виконуються без зняття напруги близько до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою;
- роботи, що виконуються без зняття напруги далеко від струмоведучих частин, що знаходяться під напругою.

До початку ремонтних або налагоджувальних робіт необхідно виконати технічні і організаційні заходи, що забезпечують безпеку працюючих.

4.2 Забезпечення безпечної роботи мережі 10/0,4 кВ

Протипожежні заходи і пожежний захист спроектовані відповідно до НАПБ 05.032-2002 «Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів», затвердженої Наказом Міністерства палива та енергетики України від 28.01.2002.

Безпека організація робіт при експлуатації і ремонті, будівництві і налагодження проектованої підстанції визначені ПУЕ [3].

Міра вогнестійкості відкрититого розподільного пристрою підстанції прийнята І. Проектована підстанція відноситься до ІІ групи по одиничній потужності (до 40 МВА), у зв'язку з цим пожежний водопровід і водойма на підстанції не передбачається. Підстанція забезпечена первинними засобами пожежогасіння, має телефонний зв'язок з місцевою пожежною службою.

При електромонтажі і ремонті обладнання проектованої підстанції слід застосовувати заходи захисту від механічних травм (забить, поранень), опіків, від поразки електричним струмом, небезпечними відносно можливості травмування є роботи пов'язані з підйомом на висоту і кріпленням важких деталей електрообладнання розподільного пристрою (роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів трансформаторів струму, опорних ізоляторів. При установці різних апаратів, закріплених на будівельних конструкціях за допомогою цементних розчинів, не можна видаляти підтримувальні пристосування до повного затвердіння розчину. Підняті на висоту різні елементи обладнання і апарати повинні, неодмінно, закріплюється на своїх місцях.

При переміщенні і підйомі віддільників, короткозамикачів, роз'єднувачів, їх необхідно встановити в положення «увімкнено», оскільки при такому положенні ножів унеможлиблюється травмування робітників ножовими контактами рубаячого типу.

Під час підйому і переміщення розподільних щитів камер і блоків розподільних пристроїв необхідно за допомогою відтяжок запобігти їх можливому перекиданню.

В процесі регулювання вимикачів і роз'єднувачів з автоматичним приводом мають бути прийняті заходи проти не передбаченого включення або відключення приводів іншим. В цьому випадку можливі забиття електромонтажника, що виконує роботу. Для запобігання такому включенню плавкі вставки в колах управління електромагнітним приводом знімаються.

Якщо ж в процесі регулювання потрібно буде включити оперативний струм, постановка вставок запобіжників допускається тільки після видалення усіх людей від цього вимикача.

Після того, як змонтована ошиновка трансформатора і його обмотки приєднані до шин розподільного пристрою, їх зовнішні виводи необхідно замкнути накоротко і заземлити на випадок подання напругу на трансформатор, який не прийнятий в експлуатацію. Те ж відноситься і до вимірювальних трансформаторів.

Щоб унеможливити дотик або небезпечне наближення до не ізольованих струмоведучих частин, має бути забезпечена недоступність за допомогою обгороджування, блокувань, або розташування струмоведучих частин на недоступній висоті або в недоступному місці.

Корпуси трансформаторів, світильників, апаратів і інших, металевих не струмоведучих частин можуть виявитися під напругою при замиканні їх струмоведучих частин на корпус. Якщо корпус при цьому не має заземлення дотик до нього небезпечний також як до фази. Безпека забезпечується шляхом заземлення корпусу заземлювачем.

Підстанція 110/10 кВ і ПЛ 110 кВ. є пристроєм без технологічного виробництва, тому шкідливі викиди в атмосферу відсутні.

Для запобігання забрудненню навколишньої території при аварійному скиданні трансформаторної оливи і запобігання поширенню пожежі – передбачається спорудження маслоприймача розрахованого на 100% затримання олії з одного трансформатора.

Грозозахист підстанції спроектовано відповідно до ДСТУ Б В.2.5-38:2008. «Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд».

4.3 Підвищення стійкості роботи об'єкту в умовах можливих надзвичайних ситуацій

З метою забезпечення стійкості роботи важливих виробничих підприємств (об'єктів) в надзвичайних ситуаціях мирного і воєнного часу завчасно проводиться комплекс організаційних і інженерно-технічних заходів цивільної оборони, спрямованих на забезпечення захисту населення і зменшення зруйнувань, на підвищення, стійкості роботи об'єкту, на утворення необхідних умов для проведення РіІНР.

Норми ІТЗ ЦО розповсюджуються:

- на категоровані міста по ЦО і окремо розташовані об'єкти особливої важливості і першої категорії;
- на об'єкти, які розташовані в категорованих містах, на території, де можливі зруйнування і ураження людей;
- на всю територію України і стосуються захисту населення від радіоактивного зараження місцевості, отруйних речовин і біологічних засобів.

Норми проектування ІТЗ ЦО повинні здійснюватись:

- при плануванні і забудові нових житлових і промислових районів і міст, будівель і споруд, промислових підприємств, систем і об'єктів електро-, газо-, водопостачання і зв'язку, транспорту, захисних споруд і інших,
- при реконструкції міст, підприємств, комунально-енергетичних систем, засобів зв'язку, транспорту.

Вимоги до будівництва комунально-енергетичних систем

Вимоги до систем електрозабезпечення. Електрозабезпечення є основою будь-якого виробництва. Порухення нормальної подачі електроенергії на об'єкт або окремі ділянки виробництва може призвести до повної зупинки роботи об'єкту.

Для надійного електрозабезпечення в умовах надзвичайних ситуації при його проектуванні і будівництві повинні бути враховані основні вимоги, які впливають з завдань цивільної оборони.

Електрозабезпечення повинно здійснюватись від енергосистем, до складу яких входять електростанції, що працюють на різних видах палива. Великі електростанції потрібно розташовувати одну від одної і від великих міст на відстані, не меншій двох радіусів зон можливих руйнувань.

Районні понижуючі станції, диспетчерські пункти енергосистем і мережі електропередач належить розташовувати за межами зон можливих сильних руйнувань.

Постачання електроенергією великих міст і об'єктів, які не перестають працювати в надзвичайних умовах, необхідно передбачати від двох незалежних джерел. При електропостачанні об'єкту від одного джерела повинно бути не менше двох введів з різних напрямів.

Трансформаторні підстанції необхідно надійно захищати, їх стійкість повинна бути не нижчою від стійкості самого об'єкту.

Електроенергію на ділянки виробництва належить подавати по належних електрокабелях, прокладених в землі на глибині 0,8-1,2 м.

Крім цього, необхідно створювати автономні резервні джерела електропостачання. Для цього можна використовувати пересувні електростанції на залізничних платформах, автопричепах і інші електростанції, які не включені в енергосистему.

В містах, розміщених на берегах морів та річок, необхідно створювати берегові пристрої для прийому електроенергії з корабельних електроустановок.

Система енергопостачання повинна мати захист від впливу електромагнітного імпульсу ядерного вибуху.

Вимоги до систем водопостачання

Нормальна робота багатьох підприємств залежить від безперервного їх забезпечення технічною і питною водою. Потреба промислових підприємств у

воді порівняно велика. Так, витрати води на виробництво тонни хімічного волокна становлять близько 2000 м³.

Порушення у постачанні водою промислових об'єктів може призвести до їх зупинки і викликати труднощі в проведенні рятувальних робіт в районі стихійного лиха, аварії, катастрофи або застосування сучасної зброї.

Для підвищення стійкості постачання об'єктів водою необхідно, щоб система водопостачання здійснювалась не менше, ніж від двох незалежних джерел, одне з яких бажано влаштовувати підземним.

В містах і на об'єктах трубопроводи водопостачання у всіх випадках повинні бути закільцьовані. Водопровідне кільце об'єкту повинне наповнюватись від двох різних міських магістралей. Крім того, в містах і, зокрема, на промислових підприємствах належить споруджувати герметизовані артезіанські колодязі. Новоспоруджені системи слід наповнювати водою, якщо це можливо, від підземних джерел. Постачання об'єктів водою з відкритих водойм (рік, озер) повинно виконуватись системою головних споруд, розташованих поза зоною можливих сильних зруйнувань.

Артезіанські свердловини, резервуари чистої води і шахтні криниці повинні бути пристосовані для розливання води в пересувну тару. Резервуари чистої води треба устаткувати герметичними люками і вентиляцією з очисткою повітря від пороху.

Стійкість мережі водопостачання підвищується при заглибленні в ґрунт всіх ліній водопроводу і розташування належних гідрантів і відключаючих пристроїв на території, яка не може бути заваленою, а також пристроїв перемичок, які дозволяють відключити пошкоджені ланки і споруди.

На підприємствах треба передбачити оборотне використання води для технічних цілей, що зменшує загальну потребу у воді і відповідно, підвищує стійкість водозабезпечення.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній роботі проведено дослідження впливу розподіленої генерації на параметри нормальних та аварійних режимів роботи електричної мережі 10/0,4 кВ, та здійснено розробку рекомендацій щодо вибору критерію обриву проводу ПЛ-10 кВ у мережі з розподіленою генерацією.

1. Здійснено аналіз пристроїв релейного захисту ПЛ 10 кВ у мережі з розподіленою генерацією, у ході якого виявлено необхідність дослідження режимних параметрів роботи такої мережі в режимі ОФП у зв'язку з нестачею технічних рішень щодо реалізації такого захисту. Ця необхідність стає більш очевидною з огляду на результати дослідження аварійності електричних мереж, яке показує, що 50% усіх аварійних ситуацій відбуваються в повітряних електричних мережах, зокрема, через обрив фазного дроту та міжфазних коротких замикань.

2. Виконано дослідження параметрів режимів роботи мережі 10/0,4 кВ з розподіленою генерацією в програмному середовищі Matlab Simulink, в результаті якого були складені зведені таблиці всіх режимів такої мережі.

3. За результатами аналізу зведених таблиць отримано залежності та діапазони зміни режимних параметрів мережі при різних режимах роботи мережі 10/0,4 кВ.

4. Як критерій детектування аварійних режимів ПЛ-10 кВ в мережі з розподіленою генерацією, встановленою на стороні 0,4 кВ, прийняті параметри напруга зворотної послідовності і відношення напруги зворотної до напруги прямої послідовностей у зв'язку з їх найбільшою інформативністю. Точкою установки захисту рекомендується прийняти нижчу сторону напруги понижуючого трансформатора 10/0,4 кВ, у зв'язку з найбільшою зручністю та відносною простою її технічною реалізацією. З огляду на діапазони можливих уставок захисту від ОФП і МСЗ окремо рекомендуються до встановлення значення вставок пристроїв релейного захисту.

5. Для визначення аварійних режимів мережі з розподіленою генерацією, встановленої в мережі 10 кВ, дослідження не виявили явного критерію. Для цього потрібні подальші докладніші дослідження.

6. Потужність джерела РГ не значно впливає на досліджені режимні параметри в мережі 10/0,4 кВ.

7. Проведені дослідження можуть бути використані для створення або модернізації пристроїв релейного захисту у мережах 10/0,4 кВ із розподіленою генерацією.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Чернюк А.М., Кирисов І.Н., Черевик Ю.О. Аналіз перспектив розвитку систем розподіленої генерації електроенергії в Україні. [Електронний ресурс]. / А.М. Чернюк, І.Н. Кирисов, Ю.О. Черевик // Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки: Енергетика. – Том 32 (71) № 3, 2021, С. 239-246. URL: <https://doi.org/10.32838/2663-5941/2021.3/36> .
2. Кириленко О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах / Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. // Технічна електродинаміка. Електроенергетичні системи та установки. – 2011. – № 1. С. 46–53.
3. Економічна правда. Чому Україні варто розвивати розподілену генерацію. Економічна правда. URL: <https://www.epravda.com.ua/columns/2024/10/2/720089> (дата звернення: 30.10.2024).
4. Burger A. ASEAN's Largest Off-Grid Hybrid Microgrid Now Live. Home | Microgrid Knowledge. URL: <https://www.microgridknowledge.com/microgrids/remote/article/11429277/asean8217s-largest-off-grid-hybrid-microgrid-now-live> (date of access: 01.12.2024).
5. Пантелєєва, І. В., & Шматько, Н. М. (2023). Технічні питання роботи об'єктів розподіленої генерації у складі енергосистеми. Вчені записки, 12023186.
6. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначеності (EN 50160:2010, IDT) : ДСТУ EN 50160: 2014. – [Чинний від 2014-10-01]. – К.Мінекономрозвитку України, 2014. – 33 с. – (Національний стандарт України)
7. Petit, M. Performance of directional relays without voltage sensors: impact of distributed generation technologies / M. Petit, Trung Dung Le // 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013). – Institution of Engineering and Technology, 2013. – P. 0749–0749. DOI:10.1049/cp.2013.0910.
8. Jecu, C. Protection scheme based on non communicating relays deployed on MV distribution grid / C. Jecu, B. Raison, R. Caire, P. Alibert, P. Deschamps, O.

Chilard, S. Grenard // 2013 IEEE Grenoble Conference. – IEEE, 2013. – P. 1–6. DOI:10.1109/PTC.2013.6652310.

9. Baran, M. Adaptive over current protection for distribution feeders with distributed generators / M. Baran, I. El-Markabi // IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. – 2004. – P. 1399–1403. DOI:10.1109/PSCE.2004.1397672.

10. Mahadanaarachchi, V.P. Impact of distributed generation on distance protection performance - A review / V.P. Mahadanaarachchi, R. Ramakuma // 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. – IEEE, 2008. – P. 1–7. DOI:10.1109/PES.2008.4596707.

11. Ткач, Володимир Іванович. Система ідентифікації місць однофазних замикань на землю у повітряних електричних мережах з ізольованою нейтраллю [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.09.03 / Ткач Володимир Іванович ; Нац. ун-т "Чернігів. політехніка". - Чернігів, 2021. - 20 с.

12. Funmilayo, H.B. An approach to mitigate the impact of distributed generation on

13. the Overcurrent Protection scheme for radial feeders / H.B. Funmilayo, K.L. Butler-Purry // 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. – IEEE, 2009. – P. 1–11. DOI:10.1109/PSCE.2009.4840233.

14. Законов, А. Ю. (2024). Підвищення ефективності систем РЗА в мережах з розподіленими енергетичними ресурсами за допомогою адаптивних підходів.

15. Оробчук Б. Автоматизована система релейного захисту від замикань на землю. Оробчук Б., Сисак І., Бабюк С. // Вісник ТНТУ. - 2012. - Том 66. - № 2. - С.198-206

16. Orobchuk, B., Buniak, O., Sysak, I., Babiuk, S., Bodnarchuk, I., & Koval, V. (2024). Development of Software for the Implementation of Automated Reserve Input Modes Operation.

17. Bohdan Orobchuk, Ivan Sysak, Oleh Buniak, Serhii Babiuk, Vadym Koval (2023) Development of the reactive power compensation laboratory bench and its

integration into the training simulator of dispatch control system. The 3rd International Workshop on Information Technologies: Theoretical and Applied Problems 2023 (ITTAP 2023). Ternopil, Ukraine, November 22-24, 2023, Vol. 3628, Pages 574-585.

18. Бабюк, С. М., Клебан, К. М., & Танасійчук, В. В. (2021). Шляхи підвищення надійності електропостачання. Збірник тез доповідей X Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 5-6.

19. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.

20. Технічна політика: Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Київ: ДП «НЕК «Укренерго», 2014. 250 с.

21. Дмитро Чаплій, Сергій Бабюк. Використання гібридного гістерезисного контролю для покращення характеристик LLC перетворювачів. Вісник Хмельницького національного університету. Серія: Технічні науки. 2024;337(3(2)):119-125. doi:10.31891/2307-5732-2024-337-3-17

22. Velayudham, T. Locating ground fault in distribution systems using smart meter / T. Velayudham, S. Ganesh, R. Kanimozhi // 2017 International conference of Electronics, Communication and Aerospace Technology (ICECA): 2017 International conference of Electronics, Communication and Aerospace Technology (ICECA). – 2017. – Т. 2 – С. 104–109. DOI:10.1109/ICECA.2017.8212774.

23. Serhiy Babiuk, Ivan Sysak, Oleh Buniak, Yaroslav Osadtsa. Algorithms for automatic of metrological characteristics of transducers. Scientific Journal of TNTU. - 2022. - Vol. 107. P. 67-75.

24. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.

25. Бабюк, С. М., Красножоний, О. В., Барило, В. П., & Брич, Б. В. (2020). Фактори, що впливають на надійність електропостачання. Збірник тез

доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 84-85.

26. Лазарєв Ю. Ф. Моделювання динамічних систем у Matlab. Електронний навчальний посібник. – Київ: НТУУ "КПІ", 2011. – 421 с.

27. Emstrakhov. Decision Trees and Random Forest (UA). Kaggle: Your Machine Learning and Data Science Community. URL: <https://www.kaggle.com/code/emstrakhov/decision-trees-and-random-forest-ua> (date of access: 02.12.2024).

28. Коваль В.П. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи магістра для здобувачів другого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 51 с.

29. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.