

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)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему: Дослідження методів визначення міжфазних замикань в мережі з
резистивним заземленням нейтралі

Виконав: студент 6 курсу, групи ЕТм-62
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Сирота С.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Оробчук Б.Я.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

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

Рецензент
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2024

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)

« »

2024 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

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

студенту СИРОТІ Сергію Васильовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Дослідження методів визначення міжфазних замикань в мережі з резистивним заземленням нейтралі

Керівник роботи Оробчук Богдан Ярославович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, місце роботи)

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

2. Термін подання студентом завершеної роботи грудень, 2024 р.

3. Вихідні дані до роботи Схема електрична однолінійна ПС «Промислова» АТ «Тернопільобл-енерго», технічні дані силового обладнання підстанції, режими роботи та графіки навантаження силових трансформаторів, характеристики релейного захисту підстанції

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунково-дослідницький розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

1. Актуальність теми, предмет і об'єкт дослідження, поставлені задачі та шляхи їх розв'язку

2. Режими короткого замикання

3. Структурна схему трифазного максимального струмового захисту

4. Схема електрична ПС «Промислова»

5. Розрахункова схема електричної мережі

6. Результати проведених вимірів і розрахунків

7. Алгоритм визначення виду міжфазних замикань для мережі

8. Загальні висновки до кваліфікаційної роботи

РЕФЕРАТ

Сирота С.В. Дослідження методів визначення міжфазних замикань в мережі з резистивним заземленням нейтралі. 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка; Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТм-62. – Тернопіль: ТНТУ, 2024.

Стор. - 72; рис. - 41; табл. - 9; слайдів - 15; джерел – 39

У кваліфікаційній роботі проведено аналіз застосування систем заземлення нейтралі через резистор, засобів зниження рівня перенапруги та нормальної роботи релейного захисту і автоматики. Було виконано визначення виду і місця пошкоджень в електромережах та міжфазних замикань у розподільних мережах з резистивним заземленням нейтралі. Розглянуто підходи до організації релейного захисту від замикань на землю.

У кваліфікаційній роботі також було проведено дослідження принципової схеми електричної мережі, визначено параметри розрахункової схеми, силових трансформаторів та нормальних і аварійних режимів електричної мережі.

Ключові слова: міжфазні замикання в мережі, замикання на землю, мережа з резистивним заземленням нейтралі, релейний захист і автоматика, розподільні мережі, нормальний і аварійний режими роботи мережі.

ABSTRACT

S. Syrota. Research on methods for determining phase-to-phase faults in a network with resistive neutral grounding. 141 - Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Chair of Electrical Engineering, group ETm-62. – Ternopil: TNTU, 2024.

Page – 72; Illustrations – 41; Tables – 9; Blueprints – 15; Sources – 39

The qualification work analyzed the use of resistor neutral grounding systems, means of reducing overvoltage levels, and the normal operation of relay protection and automation. The type and location of damage in electrical networks and phase-to-phase faults in distribution networks with resistive neutral grounding were determined. Approaches to the organization of relay protection against ground faults were considered.

The qualification work also included a study of the schematic diagram of the electrical network, determining the parameters of the design scheme, power transformers, and normal and emergency modes of the electrical network.

Key words: phase-to-phase faults in the network, ground faults, network with resistive neutral grounding, relay protection and automation, distribution networks, normal and emergency network operation modes.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	11
1.1 Аналіз конструкцій і схем розподільних електромереж	11
1.2 Аналіз пошкоджень у повітряних розподільних електромережах	14
1.3 Аналіз застосування систем заземлення нейтралі через резистор	16
1.4 Засоби зниження рівня перенапруг та нормальної роботи релейного захисту і автоматики	19
1.5 Аналіз умов забезпечення електробезпеки	20
1.6 Методи визначення місць пошкодження повітряних ліній	23
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	26
2.1 Визначення виду і місця пошкоджень в електромережах	26
2.2 Міжфазні замикання у розподільних мережах з резистивним заземленням нейтралі	29
2.3 Організація релейного захисту від замикань на землю	33
2.4 Визначення максимального струмового захисту	33
3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	37
3.1 Дослідження принципової схеми електричної мережі	37
3.2 Визначення параметрів розрахункової схеми	38
3.3 Розрахунок параметрів силових трансформаторів	39
3.4 Розрахунок нормальних і аварійних режимів електричної мережі	45
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	60
4.1 Вимоги до працюючих в електроустановках	60
4.2 Оперативне обслуговування та виконання робіт	62
4.3 Заходи безпеки життєдіяльності в електроустановках	64
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	67
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	68

ВСТУП

Актуальність теми. Швидке виявлення пошкодження під час експлуатації в мережах електропостачання є одним із найважливіших завдань при забезпеченні безперебійності споживачів електроенергією.

У багатьох країнах світу, в тому числі в колишніх радянських республіках, широке розповсюдження знайшла система ізольованої нейтралі та система компенсованої через дугогасильний реактор нейтралі розподільних мереж, перевага яких полягає в тому, що навіть у режимі однофазних замикань на землю передбачається можливість протягом певного часу здійснювати електропостачання споживачів без вимкнення пошкодженої ділянки електромережі. Однак ця перевага може супроводжуватися негативними явищами, тому в Україні прийнято за доцільність здійснити модернізацію режиму заземлення нейтралі розподільчих мереж шляхом переходу на її заземлення через резистивну систему (резистор) або через комбіновану систему (резистор і дугогасильний реактор) [1].

Ефективність використання дугогасних реакторів неодноразово встановлена в процесі експлуатації, але водночас вони характеризуються найвищою собівартістю серед можливих варіантів. Зумовлено це потребою складного механізму підлаштування в залежності від параметрів мережі. Дешевою альтернативою є резистивне заземлення нейтралі, за якого струм в місці короткого замикання не зникає, а лише зменшується за своїм значенням відповідно до допустимого. Головним недоліком використання резистивного заземлення нейтралі є обмеження на подальший розвиток мережі, оскільки величина опору резистора обирається відповідно до ємності мережі.

У зв'язку зі значною протяжністю розподільних мереж середнього класу напружки та економічно нестабільного стану країни необхідно обґрунтувати доцільність використання резистивного заземлення нейтралі при модернізації розподільних електричних мереж.

Відомо, що однофазні замикання на землю (ОЗЗ) в електромережах напругою 6–35 кВ складають біля 70 відсотків від загального числа пошкоджень і супроводжуються явищем кидків ємнісних струмів та перенапруг. Ступінь прояву зазначених явищ в більшості випадків залежить від наступних факторів, а саме: режиму роботи нейтралі, довжини мережі та її завантаження, початкових умов виконаної комутації, відстані місць замикань від джерела живлення. Основним фактором, який визначає небезпеку виникнення й розвитку однофазних замикань у таких електромережах, виступає

спосіб виконання заземлення нейтралі. Відповідно, здійснення оцінки перспектив та формування рекомендацій відносно застосування певних режимів роботи нейтралей в розподільних електромережах напругою 6-35 кВ є надзвичайно актуальною задачею [2].

Вибір способу заземлення нейтралі електромережі є дуже важливою характеристикою, оскільки він впливає на [3]:

- визначення струму в місці пошкодження і перенапруги на робочих фазах при однофазному замиканні;
- визначення схеми організації релейного захисту від замикань на землю;
- визначення рівня ізоляції електричного обладнання;
- здійснення вибору обладнання обмежувачів перенапруг (для організації захисту від грозових і комутаційних перенапруг);
- організацію безперебійності електропостачання;
- вибір допустимого опору контуру заземлення підстанції;
- організацію безпеки персоналу і електричного обладнання при однофазних замиканнях.

Станом на сьогоднішній день в об'єднаній енергетичній системі України в експлуатації знаходиться більше 400000 км ліній електропередачі з номінальною напругою 6-35 кВ. Ці лінії складають біля 45% від загальної довжини всіх електромереж. Але в такій системі - *вироблення-передача-розподіл-споживання* - питанню розподільчих мереж зазначених класів напруг не приділяється важливої уваги. Варто відзначити, що ці мережі експлуатуються вже більше 50 років і, відповідно, вони вже є застарілими як морально так і фізично. Відомо, що більше 40% ліній електропередачі на даний час знаходяться в поганому технічному стані та вимагають проведення капітального ремонту, реконструкції або заміни, а електричне устаткування електричних підстанцій відпрацювало вже більше 2 термінів служби, які є задекларованими в нормативних документах [4].

Одним із важливих завдань для спеціалістів, що здійснюють обслуговування повітряних ліній, є оперативне визначення типу та місця пошкодження.

Мета і завдання досліджень. Метою кваліфікаційної роботи є визначення виду пошкодження у розподільчій електромережі з резистивним заземленням нейтралі, зокрема розробки алгоритму визначення виду пошкодження.

Для досягнення мети були поставлені та вирішені наступні завдання:

- розроблено алгоритм та визначено види міжфазних замикань;
- використовуючи фазні струми та напруги, струми та напруги прямої, зворотної і нульової послідовностей в якості базової інформації, було встановлено наступні індикатори пошкоджень:

1) відсутність струмів зворотної послідовності – режими трифазного короткого замикання та трифазного короткого замикання на землю;

2) відсутність струмів нульової послідовності при присутності струмів зворотної послідовності – режим двофазного короткого замикання;

3) наявність струмів зворотної та нульової послідовності, значення функції $J(U,I) < 1,4$ – режим двофазного короткого замикання на землю;

4) присутність струмів зворотної та нульової послідовності, значення функції $J(U,I) > 1,4$ - режим подвійного короткого замикання на землю.

Об'єктом дослідження є процеси, що виникають в резистивно заземленій мережі при виникненні однофазного короткого замикання.

Предметом дослідження є параметри заземлюючого резистора та визначення місця його встановлення.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у наступному:

- визначенні способу виконання резистивного заземлення нейтралі;
- виборі опору резистора за умовою забезпечення селективності роботи декількох послідовно встановлених пристроїв релейного захисту.

Практичне значення одержаних результатів роботи полягає в отриманих в кваліфікаційній роботі результатів, які в майбутньому можуть бути використані при здійсненні вибору номінальної величини опору резистора для виконання заземлення нейтралі електричної мережі.

Апробація результатів кваліфікаційної роботи.

Основні положення роботи і її результати доповідалися на XIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів, 11-12 грудня 2024 р. (м. Тернопіль).

Публікації.

За результатами виконаних досліджень опубліковано 1 тезу доповідей «Дослідження міжфазних замикань в мережі з резистивним заземленням нейтралі». Актуальні задачі сучасних технологій: зб. тез доповідей XIII Міжнар. наук.-техн. конф. молодих учених та студентів, (Тернопіль, 11-12 грудня 2024) // М-во освіти і науки України, Терн. націон. техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін.]: ТНТУ, 2024.

Структура роботи.

Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (39 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини: 72 сторінки, 9 таблиць, 41 рисунок.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Аналіз конструкцій і схем розподільних електромереж

Надійність електричного постачання сільських споживачів в значній мірі залежить від наявної схеми розподільчих мереж напругою 6-10 кВ, яка визначає можливості резервування живлення навантажень та ефективність застосованих у електромережі комутаційних апаратів, пристроїв автоматики, визначення місця ушкодження і т.п. [5].

В електромережах напругою 6-10 кВ промислових об'єктів і міст доволі часто застосовуються розподільні пункти (РП), тобто розподільчі пристрої визначеної напруги, що наближені до певних груп споживачів електроенергії (СЕ). На промислових підприємствах (це можуть бути цехи з потужними двигунами 6-10кВ) та міських мережах (це можуть бути трансформаторні підстанції (ТП) 6-10/0,38кВ), споживачі віддалені від джерел живлення (ДЖ). Обґрунтуванням при застосуванні РП виступає скорочення кількості комірок вимикачів 6-10 кВ на ДЖ, зменшення протяжності кабельних ліній та спрощення оперативної експлуатації розподільчих електромереж [6].

В даний час РП в основному виконуються за радіальною схемою ліній живлення, що відповідає умовам живлення великих двигунів і районів міської забудови (потужністю 6-12 МВт). Згідно вимог надійності електропостачання РП відносяться до споживачів енергії I категорії. Секційний вимикач на РП обладнаний пристроєм автоматичного включення резерву (АВР), який спрацьовує при аварійному відключенні однієї з секцій ДЖ або однієї з ліній живлення. На рис. 1.1 приведено принципову схему РП. У розподільчих електромережах напругою 6-10 кВ і 380-660 В застосовуються наступні базові типи схем: радіальні, магістральні, кільцеві (петльові), а також їх комбінації.

При радіальних схемах кожна лінія живить один СЕ. Лінії можуть бути одноколовими або двоколовими в залежності від вимог надійності електропостачання конкретних СЕ, а також від конструктивного виконання цих ліній. Від одноколових повітряних ліній можуть мати живлення СЕ, що допускають перерви

живлення на час ремонту лінії та відносяться до III категорії за вимогами ПУЕ до надійності електропостачання [7]. Зважаючи на тривалість ремонтних робіт після пошкодження кабелю (наприклад, коли потрібно прогрівати ґрунт в зимовий час) радіальні лінії необхідно виконувати двоколовими при живленні СЕ всіх категорій. Споживачі електроенергії I та II категорій у всіх випадках повинні мати живлення від двоколових радіальних ліній. При одноколових повітряних радіальних лініях напругою 6-10 кВ ТП 6-10/0,38 кВ виконуються одностансформаторними, що пов'язано із значно меншою їх пошкоджуваністю порівняно з лініями, а при двоколових радіальних лініях ТП 6-10/0,38-0,66кВ – двостансформаторними.

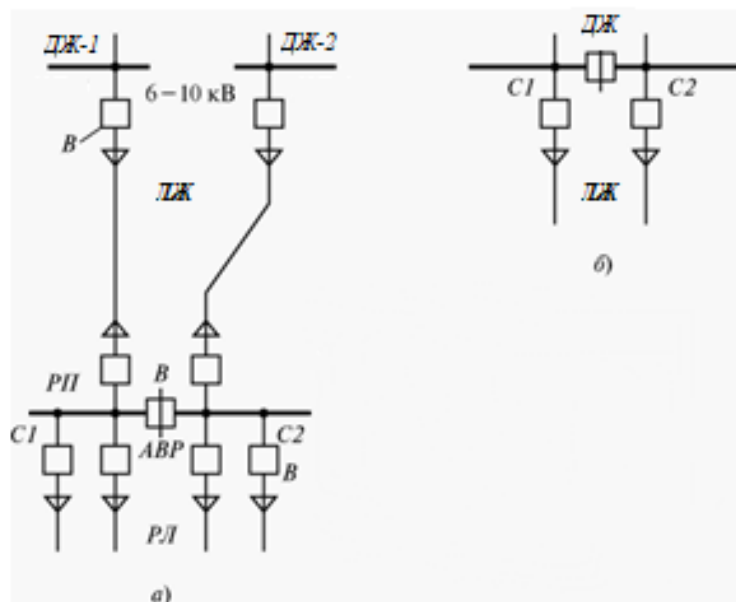


Рисунок 1.1 – Принципова схема розподільного пункту:

- а) живлення від двох джерел живлення;
- б) живлення від одного джерела живлення;
- ЛЖ – лінії живлення; РЛ – розподільні лінії;
- C1, C2 – секції шин; В – вимикач

До магістральних ліній мають послідовно приєднується декілька СЕ, які розміщені за одностороннім напрямом відносно ДЖ. Приведена в цьому розділі інформація про радіальні схеми, можливості застосування одноколових або двоколових ліній, одностансформаторних або двостансформаторних підстанцій 6-10/0,38-0,66 кВ повністю відповідають і схемам магістральних ліній.

Кільцеві зміни схем розподільчих електромереж знаходять застосування як в повітряних, так в кабельних лініях. Характерним для зазначених електромереж

напругою 6-10 та 0,38 кВ є застосування одноколових ліній, однотрансформаторних підстанцій та одnoseкційних розподільчих щитів напругою 380 В вводів до СЕ. У зв'язку із замкнутою конфігурацією схем описаного типу передбачається, що в нормальних експлуатаційних режимах мережі одна з ліній повинна бути відключена. Необхідність згаданого режиму електромережі обґрунтовується неможливістю селективного вимкнення пошкодженої лінії. Остання вимога, виходячи з техніко-економічних міркувань, визначається відсутністю лінійних вимикачів у колах всіх ліній, окрім їх базових ділянок, а також практичною неможливістю застосування у таких електромережах релейних захистів спрямованої дії. Вибір лінії, що відключена в нормальних режимах електромережі, виконується за умовами поточкорозподілу, який відповідає мінімальним втратам потужності при найбільших навантаженнях споживачів електроенергії.

Радіальні та магістральні схеми мереж напругою 6-10 кВ та 380 В без резервування повітряних ліній при однотрансформаторних підстанціях напругою 6-10 кВ та одnoseкційних щитах ввідних пристроїв 380 В приведено на рис. 1.2.

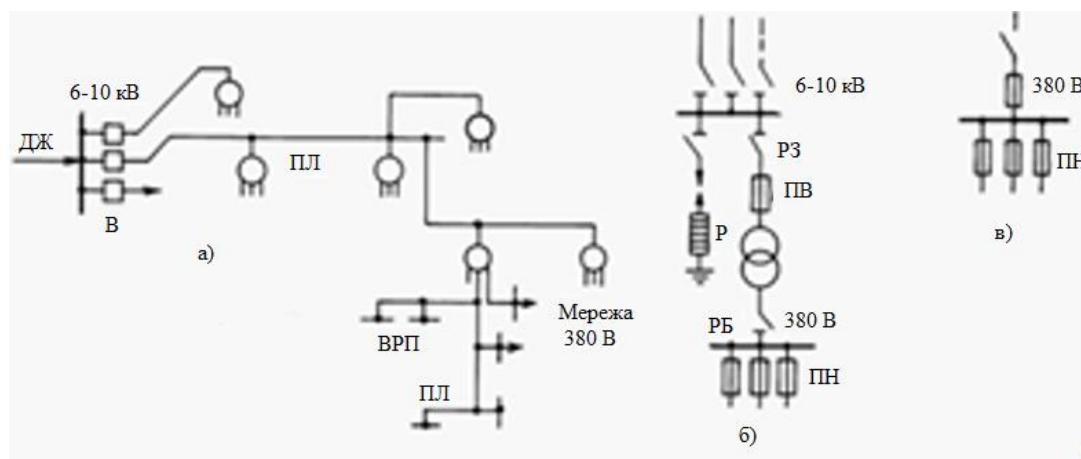


Рисунок 1.2 – Схема розподільчих електромереж 6-10кВ та 380В без резервування ліній та трансформаторів: а) загальна схема мережі;
 б) трансформаторна підстанція; в) ввідний розподільний пристрій (ВРП);
 ПЛ – повітряні лінії; РЗ - роз'єднувач; РБ – рубильник;
 ПВ, ПН – відповідно плавкі запобіжники 6-10 кВ та 380 В

Приведений тип схеми часто знаходить застосування в електропостачанні сільськогосподарських населених пунктів та виробничих підприємств, що відносяться до III-ї категорії за вимогами надійності електропостачання. Номінальні потужності для трансформаторів напругою 6-10/0,38 кВ в цих випадках становлять 100...250 кВА, інколи 60 та 400 кВА.

1.2 Аналіз пошкоджень у повітряних розподільних електромережах

Лінії електропередачі (ЛЕП) представляють собою елементи енергосистеми, що найчастіше потерпають від ушкоджень через територіальну розосередженість і схильність до впливу зовнішніх несприятливих умов навколишнього середовища.

Причини ушкодження повітряних ліній електропередачі можуть бути через:

- ожеледні і вітрові навантаження;
- перекриття ізоляції внаслідок грозових розрядів;
- пошкодження силових опор та проводів автотранспортом та іншими механізмами;
- дефекти при виготовленні опор, дротів, ізоляторів;
- перекриття ізоляції птахами;
- невідповідність опор, проводів, ізоляторів кліматичній зоні;
- неправильно виконаний монтаж опор та проводів, не дотримання термінів ремонту та заміни обладнання.

Ці причини можуть приводити до наступних наслідків:

- ослаблення або порушення механічної міцності опор, проводів, ізоляторів;
- ушкодження деталей опор;
- корозії та гниття металевих і дерев'яних частин опор;
- розхитування та обриву проводів.

Кількість пошкоджень у розподільчих електромережах може залежати від конструкції конкретної ліній електропередачі, терміну їхньої служби та режиму експлуатації. Дані про пошкодження в повітряних розподільчих електромережах на протязі року наведено на прикладі розподільчої електромережі, яка має якісний рівень експлуатації [8].

Ушкодження в мережі протягом року:

- стійкі пошкодження на 100 км ліній – 6, у тому числі: ізоляторів – 1,5, дротів – 0,25, опор – 1,5, роз'єднувачів – 1,0;
- пошкодження на 100 трансформаторних пунктів – 5, у тому числі: трансформаторів – 2,25, вентильних розрядників – 0,8, перегорання фаз запобіжників на 100 км ліній – 0,1.

Розподіл пошкоджень у розподільчих електромережах.

Причини пошкоджень:

- внаслідок природних дій – 45%;
- внаслідок діяльності людей - 35%;
- внаслідок несправності обладнання - 20%.

Місце пошкодження:

- на лініях електропередачі - 75%;
- у трансформаторних підстанціях – 7,4%;
- у абонентів – 17,6%.

Залежність відносного числа пошкоджень (q , %) по місяцях, днях, тижнях і годинах доби приведені на рис. 1.3-1.5.

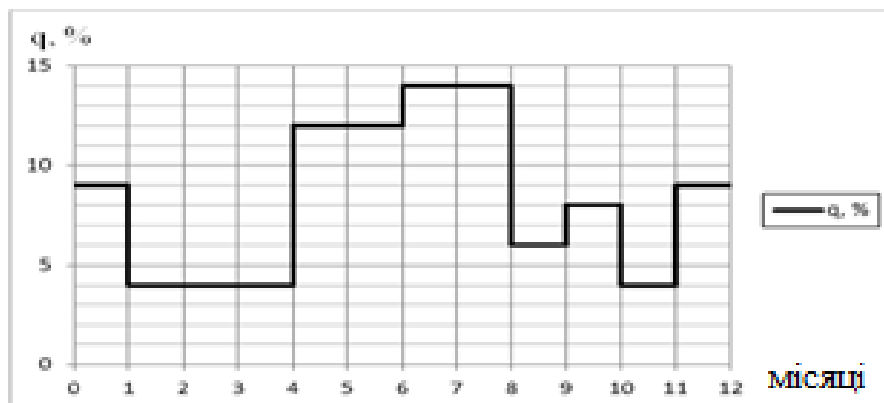


Рисунок 1.3 – Залежність $q(\%)$ пошкоджень за місяцями

Як видно з рис. 1.3, найбільша кількість пошкоджень припадає на липень-серпень.

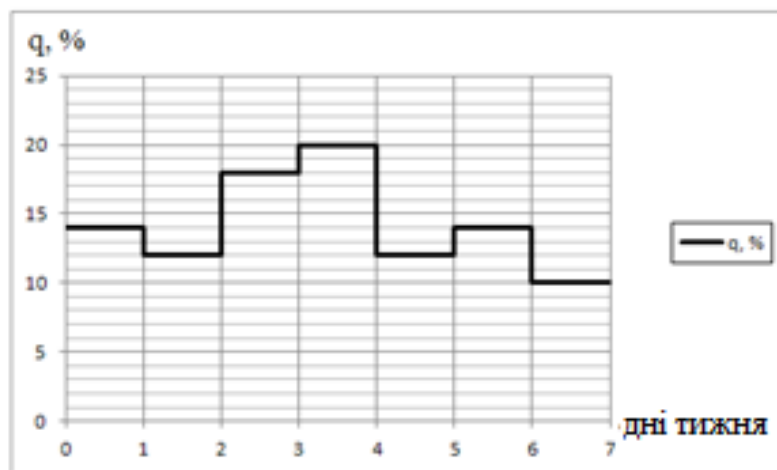


Рисунок 1.4 – Залежність $q(\%)$ ушкоджень на днях тижня

Як видно з рис. 1.4, найбільша кількість пошкоджень припадає на четвер.

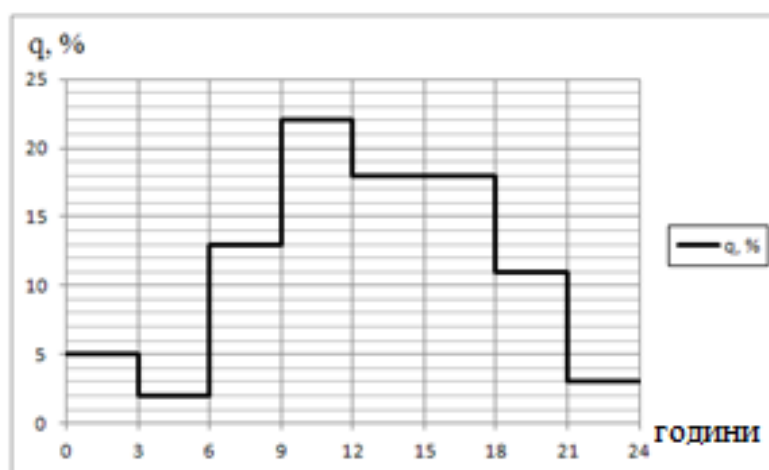


Рисунок 1.5 – Залежність $q(\%)$ пошкоджень за годиною доби

Як видно з рис. 1.5, найбільша кількість пошкоджень припадає на період з 9 до 12 години.

1.3 Аналіз застосування систем заземлення нейтралі через резистор

У багатьох країнах світу, зокрема і в Україні, доволі розповсюдженим явищем є застосування системи ізольованої нейтралі та системи компенсованої через дугогасний реактор (ДГР) нейтралі мереж напругою 6-35 кВ.

Основною перевагою згаданих систем заземлення нейтралі є те, що навіть у випадку однофазних замикань на землю (ОЗЗ) присутня можливість на протязі

певного часу здійснювати електропостачання споживачів без відключення пошкодженої ділянки електромережі [9].

Але вказана перевага зазвичай має наступні негативні явища:

- при металевому ОЗЗ напруга на неушкоджених фазах може зростати до лінійної, що є досить небезпечним для ізоляції кабельних електромереж із тривалим терміном експлуатації;
- можуть виникати значні дугові перенапруги і як наслідок - перехід ОЗЗ у двофазні та трифазні замикання, а також багатомісні ушкодження ізоляції;
- режим ОЗЗ може викликати розвиток ферорезонансних явищ та пошкодження трансформаторів напруги: у випадку резонансного налаштування ДГР, ОЗЗ супроводжується невеликими струмами замикання на землю, що унеможливорює створення простого, надійного та селективного захисту, який може виявити пошкоджені приєднання;
- зростає рівень небезпеки ураження людей та тварин електричним струмом через тривалу дію ненормального режиму роботи електромережі.

З цих причин в Україні вважається доцільним модернізувати режим заземлення нейтралі мереж напругою 6-35 кВ шляхом переведення її заземлення через резистор (резистивна система) або через резистор і ДГР (комбінована система).

При ОЗЗ у електромережах із заземленою через резистор нейтраллю у всіх приєднаннях можуть протікати власні ємнісні струми, а у пошкодженому приєднанні додатково виникає активний струм, що створюється резистором. Зазначена принципова відмінність дозволяє вирішити наступні основні завдання:

- селективно визначити пошкоджене приєднання (за рахунок застосування простих релейних захистів, що діють на відключення або сигнал) та терміново застосувати заходи для усунення пошкодження;
- значно обмежити рівень дугових перенапруг при ОЗЗ і виключити ферорезонансні процеси (це дозволяє захистити обладнання підстанції за допомогою обмежувача перенапруг з більш нижчою залишковою напругою при комутаційному імпульсі).

На практиці використовують три варіанти заземлення нейтралі електромереж 6-35 кВ через резистор: низькоомне, високоомне та комбіноване.

Низькоомне резистивне заземлення нейтралі застосовується у тому випадку, коли ОЗЗ має бути селективно відключено на протязі мінімально можливого часу. У цьому випадку струм у нейтралі має бути достатнім для роботи релейного захисту на вимкнення.

Високоомне резистивне заземлення нейтралі доцільно застосовувати у тому випадку, коли електромережа повинна мати можливість тривалої роботи у режимі ОЗЗ до виявлення місця ОЗЗ. При цьому струм у нейтралі повинен бути такої величини, щоб унеможливити появу небезпечних дугових перенапруг і зниження електробезпеки, але бути достатнім для визначення пошкодженого приєднання та роботи релейного захисту на сигнал.

Комбіноване заземлення нейтралі здійснюється шляхом приєднання високоомного резистора паралельно ДГР та дозволяє знижувати рівень перенапруг при неточному налаштуванні ДГР, а також сприяє роботі на сигнал релейних захистів.

Вибір типу резистора для заземлення нейтралі здійснюється за наступними критеріями:

- резистор повинен забезпечувати зниження рівня дугових перенапруг;
- опір резистора в нейтралі повинен мати величину активного струму в пошкодженому приєднанні, яка достатня для дії релейних захистів на сигнал або відключення пошкодженого приєднання;
- при заземленні нейтралі через резистор необхідно дотримуватись умов електробезпеки для людей при ОЗЗ на підстанціях та розподільних пунктах з урахуванням існуючого нормування величини допустимої напруги дотику.

Основним параметром резистора є його активний опір, величину якого вибирають за критерієм зниження рівня перенапруг і яка може коригуватися за умов роботи релейного захисту та умови електробезпеки.

1.4 Засоби зниження рівня перенапруг та нормальної роботи релейного захисту і автоматики

Аналітично та експериментально доведено, що найбільшу ефективність захисту електромереж від дугових перенапруг можна отримати за умови, що активна складова струму замикання $I_{\text{за}}$, що створюється резистором, є більшою за сумарний ємнісний струм електромережі $I_{\text{м}}$ [10].

Захист від однофазних замикань на землю у електричній мережі зазвичай виконують для всіх приєднань. У цьому випадку встановлюють максимальний струмовий захист нульової послідовності з дією на відключення приєднань без витримки часу при резистивному низькоземному заземленні нейтралі, а також з дією на сигнал при високоомному резистивному заземленні нейтралі і при комбінованому заземленні нейтралі.

Селективність захисту нульової послідовності приєднань визначається за допомогою активної складової струму однофазних замикань на землю, яка протікає тільки через пошкоджене приєднання. Тип резистора за критерієм роботи релейного захисту і автоматики можна вибирати згідно до умови [11]:

$$I_3 > I_{\text{с.з.}}, \quad (1.1)$$

де I_3 - струм замикання на землю без ємнісного струму приєднання, А;

$I_{\text{с.з.}}$ – максимальний струм уставки захисту із усіх приєднань, А.

Струм уставки захисту $I_{\text{с.з.}}$ можна визначити за формулою:

$$I_{\text{с.з.}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{б}} \cdot I_{\text{сп}}, \quad (1.2)$$

де $I_{\text{сп}}$ – значення первинного ємнісного струму нульової послідовності приєднання ОЗЗ, А;

$K_{\text{н}}$ – значення коефіцієнта надійності (1,2);

K_6 – значення коефіцієнта, що враховує кидок ємнісного струму при дугових перенапругах, який приймають рівним для: реле РТЗ-51 – 2...2,5; реле РТЗ-50 – 3 ... 4; реле РТЗ-40 – 4 ... 5; цифрових терміналів – 1,2.

Загальні принципи організації роботи релейного захисту і автоматики під час заземлення нейтралі електромереж напругою 6-35 кВ через резистор полягають у наступному [12]:

- низькоомне резистивне заземлення нейтралі здійснюється у тих випадках, коли однофазне замикання на землю має бути селективно відключено за мінімально можливий час;

- високоомне та комбіноване резистивне заземлення нейтралі здійснюється у тих випадках, коли мережа повинна забезпечувати можливість тривалої роботи під час однофазного замикання на землю. Величина опору резистора визначається зазвичай необхідністю зниження рівня перенапруг і забезпечення величини струму ОЗЗ, який є достатнім для визначення пошкодженого приєднання з допомогою простих струмових захистів, які працюють на сигнал;

- при відмові захисту від вимкнення пошкодженого приєднання має бути виконана резервна дія захисту від однофазного замикання на землю щодо відключення секції, до якої приєднано пошкоджене приєднання, з метою захисту від переведення електромережі в режим ізольованої нейтралі та захисту резистор від пошкодження;

- у електромережах із високоомним заземленням нейтралі рекомендовано застосовувати цифрові захисти, які об'єднаних у локальну мережу, з метою швидкого визначення пошкодженого приєднання.

1.5 Аналіз умов забезпечення електробезпеки

На підстанціях напругою 6-35 кВ з електромережами із заземленою через резистор нейтраллю електробезпеку можна забезпечити на базі діючих рекомендацій ПУЕ за нормою на допустимий опір заземлювального пристрою підстанції [7].

Якщо виконати заземлювальний пристрій за цією нормою неможливо, то захисні заходи при низькоомному заземленні нейтралі дозволяється виконати на основі системи нормування умов електричної безпеки за допустимою напругою. У цьому випадку електробезпека буде забезпечуватися за рахунок миттєвого відключення пошкодженої лінії, що дозволяє відповідно до вимог діючих стандартів приймати для людини підвищені значення дотику напруги в порівнянні з тривалим її впливом (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Гранично допустимі значення напруги дотику ($U_{\text{гр.доп.}}$) в електричних установках із ізольованою нейтраллю напругою більше 1 кВ

$U_{\text{гр.доп.}}, \text{В}$	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20
$t, \text{с}$	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	> 1

В Україні ще до цих пір в електричних мережах напругою 6-35 кВ використовується система забезпечення умов електробезпеки з урахуванням нормування величини опору заземлювального пристрою $R_{\text{ЗП}}$, яка згідно нормативів ПУЕ приймається рівною:

$$R_{\text{ЗП}} = U_{\text{ЗП}} / I_p \leq 10 \text{ Ом}, \quad (1.3)$$

де I_p – значення розрахункового струму замикання на землю, А;

$U_{\text{ЗП}}$ – потенціал ЗП ($U_{\text{ЗП}} = 125 \text{ В}$) при загальному ЗП електроустановок напругою 6-35 кВ та 0,38 кВ;

$U_{\text{ЗП}} = 250 \text{ В}$ при ЗП.

Обидві зазначені системи нормування параметрів електричної безпеки електромереж середньої та низької напруги за фізичною сутністю повинні бути подібними. Обґрунтувати цю подібність можна за допомогою поняття допустимого коефіцієнта напруги дотику $a_{\text{дот.доп.}}$, який характеризує найгіршу ступінь вирівнювання електропотенціалів у місці знаходження людини при дотику до заземлених частин електроустановок. Напругу дотику на ділянці електроустановки можна визначити за формулою [13]:

$$U_{\text{дот.}} = U_{\text{ЗП}} \cdot a_{\text{дот.}}, a_{\text{дот.}} \leq 1, \quad (1.4)$$

де $a_{\text{дот.}}$ – величина коефіцієнта напруги дотику, що характеризує ступінь вирівнювання електропотенціалів з урахуванням перехідного опору між ногами людини та землею.

Для допустимої напруги дотику та допустимого коефіцієнта напруги дотику отримаємо наступні формули:

$$U_{\text{дот.доп.}} \leq U_{\text{ЗП}} \cdot a_{\text{дот.доп.}}; \quad (1.5)$$

$$a_{\text{дот.доп.}} \geq U_{\text{дот.доп.}} / U_{\text{ЗП}} \leq 1. \quad (1.6)$$

З цих формул можна зробити висновок, що при заданому значенні потенціалу $U_{\text{ЗП}}$ (125 В, 250 В) і заданому значенні $U_{\text{дот.доп.}}$ коефіцієнт $a_{\text{дот.доп.}}$ повністю здійснює зв'язок описаних вище двох систем забезпечення умов електробезпеки в мережах середньої та низької напруги та може розглядатися у якості основного параметра для оцінки тієї або іншої системи заземлення нейтралі електромереж напругою 6-35 кВ щодо електробезпеки [14].

На рис. 1.6 визначено дві зони, що характеризують умови електробезпеки в електроустановках 0,38...35кВ: зона заземлення нейтралі через низькоомний резистор та зона ізолюваної нейтралі та нейтралі, заземленої через високоомний резистор.

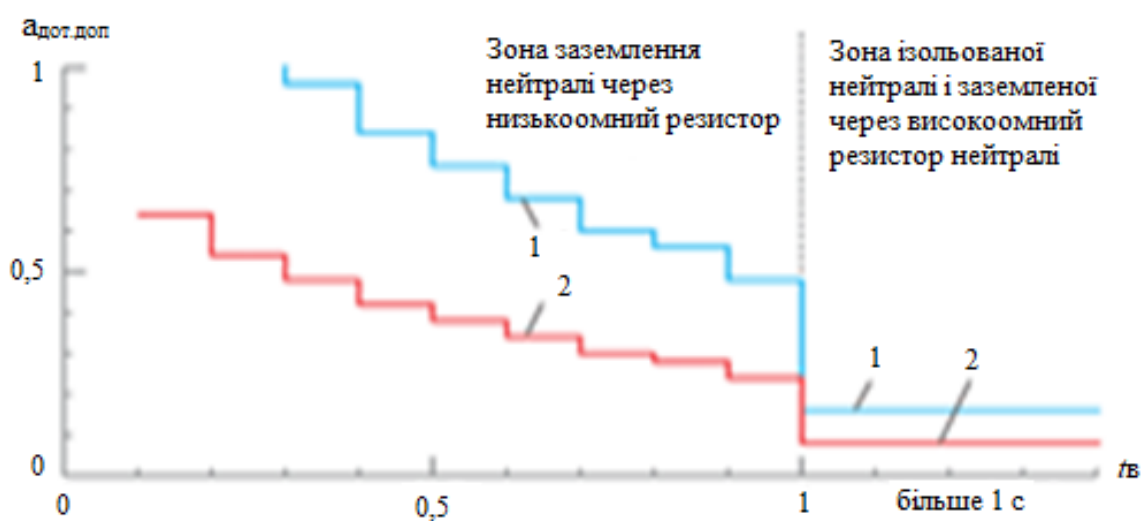


Рисунок 1.6 - Залежність $a_{\text{дот.доп.}}$ від часу впливу напруги на людину $t_{\text{в}}$ для реального діапазону часу усунення пошкодження: 1 – для випадку загального ЗП електроустановок напругою 6-35 та 0,38 кВ; 2 – для випадку ЗП тільки електроустановок напругою 6-35 кВ.

З рисунку видно, що значення коефіцієнта $a_{\text{дот.доп}}$ у першій зоні істотно більшим, ніж у другій зоні. Величина коефіцієнт напруги дотику характеризує ступінь вирівнювання потенціалів і вона безпосередньо пов'язана з конструкцією заземлюючого пристрою: чим меншою є його величина, тим більш складною повинна бути конструкція заземлюючого пристрою і, відповідно, навпаки.

Звідси випливає, що при стандартних конструкціях заземлюючого пристрою заземлення нейтралі мереж напругою 6-35 кВ і 0,38 кВ через низкоомний резистор має абсолютну перевагу перед ізольованою нейтраллю і нейтраллю, заземленою через високоомний резистор.

Враховуючи результати виконаного аналізу, в енергосистемі України перехід на резистивну систему заземлення мереж напругою 6-35 кВ розпочато саме із низкоомного заземлення нейтралі [15].

1.6 Методи визначення місць пошкодження повітряних ліній

Визначення місць пошкодження повітряних ліній напругою 10 кВ та вище за допомогою індикаторів на сьогоднішній день є стандартною та обов'язковою частиною технічного обслуговування електромереж. Згідно статистичних даних вітчизняних енергосистем оснащеність повітряних ліній напругою 10 кВ і вище подібним обладнанням у більшості з них становить більше 90% протяжності повітряних ліній завдовжки 20 км і більше. Згідно іншого показника – середнє лінійне відхилення щодо аналізованого періоду, то він становив десь біля 5% довжини повітряних ліній. Ефективність пошуку місць ушкодження повітряних ліній при нестійких коротких замикання становила більше 40% перевірених при перевірці повітряних ліній з таким типом пошкодження [16].

Відомі на цей час методи визначення місць пошкодження за параметрами аварійного режиму та з урахуванням різних ознак поділяються на наступні [17]:

- методи, що базуються на двосторонніх та односторонніх вимірюваннях параметрів;
- методи, що базуються на вимірюваннях симетричних складових струмів і напруг та їх поєднань.

Щодо першого методу, то визначення місць пошкодження з урахуванням двосторонніх вимірів здійснюють розрахунковим шляхом або графічно. Зокрема, розрахунок здійснюється вручну при використанні найпростіших обчислювальних засобів або за допомогою комп'ютера із застосуванням спеціальних або універсальних програм. Можна також визначати місця короткого замикання за допомогою таблиць, які складаються за попередньо виконаними розрахунками для окремих повітряних ліній [18].

При односторонньому вимірюванні параметрів найбільш ефективним вважається використання фіксуючих омметрів, покази яких відповідають відстані до місця короткого замикання. Ці омметри вимірюють відстань при всіх видах короткого замикання в кілометрах. Використання односторонніх вимірювань струму (або напруги) застосовується у якості додаткового методу на лініях з двостороннім живленням при відсутності даних вимірювань на одному з кінців, а також на тупикових повітряних лініях за відсутності фіксуючих омметрів.

В енергосистемах широко застосовуються методи визначення місця пошкодження з використанням складових струму та напруги нульової послідовності, менше знайшли використання струми та напруги зворотної послідовності.

Широке застосування методів з використанням параметрів нульової послідовності можна пояснити доволі високою питомою вагою всіх видів коротких замикань на землю, нескладним вимірюванням струмів і напруг нульової послідовності, незалежністю опору електромереж, що примикають до повітряних ліній від навантаження. Крім того, при усередненні параметрів у загальному випадку несиметричної повітряної лінії похибка визначення місця пошкодження на основі складових нульової послідовності зазвичай не перевищує 2% довжини лінії [19].

Методи визначення місця пошкодження, які базуються на вимірюванні параметрів зворотної послідовності, навіть при більш високій похибці розрахунку (приблизно 4-6% від довжини повітряної лінії), необхідно застосовувати в оптимальному поєднанні з іншими методами. Ці методи дозволяють визначати місце пошкодження як за однофазних коротких замиканнях, так і при двофазних.

Методи визначення місця пошкодження на базі вимірювань параметрів зворотної послідовності рекомендується використовувати у наступних випадках:

- при роботі повітряних ліній зі складним електромагнітним зв'язком, коли розрахунок відстані виконують вручну. Застосування параметрів зворотної послідовності є доцільним і при використанні комп'ютерів з метою спрощення алгоритму визначення місця пошкодження;

- при роботі повітряних ліній з підстанціями на відгалуженнях від них за відсутності на цих підстанціях фіксуючих приладів, тобто коли неврахування струмів нульової послідовності відгалужень може призвести до недопустимої похибки визначення місця пошкодження (більше 2%). У той самий час неврахування струмів зворотної послідовності несуттєво впливає на точність розрахунку;

- при необхідності визначення місць пошкодження на базі односторонніх вимірювань, а також у поєднанні з двосторонніми вимірюваннями параметрів нульової послідовності або без них;

- в якості доповнення до інших методів для підвищення достовірності та точності визначення місць пошкодження для всіх типів повітряних ліній.

Використання різних методів визначення місць пошкодження у кожному конкретному випадку має бути обґрунтовано за допомогою розрахунків для забезпечення максимальної ефективності визначення місць короткого замикання з урахуванням типу повітряної лінії та її електромагнітного і електричного зв'язку з іншими елементами електромережі. Перевагу зазвичай віддають тим методам, які забезпечують для даних фіксуючих приладів і наявних засобів обчислювальної техніки більш високу точність і достовірність розрахунку.

Крім того, на даний час стараються максимально використовувати автоматизацію процесу визначення місць пошкодження [20].

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Визначення виду і місця пошкоджень в електромережах

Обладнання визначення місць пошкодження призначене для швидкого визначення та усунення міжфазних коротких замикань та замикань на землю.

Пристрої визначення місць пошкодження повітряних ліній напругою 6-20 кВ можна класифікувати за наступними основними ознаками [21]:

- 1) за призначенням: для відшукування місць міжфазних пошкоджень; для відшукування місць замикань на землю;
- 2) за способом застосування: стаціонарні і переносні;
- 3) за місцем застосування: дистанційні, що встановлюються на трансформаторній підстанції для визначення відстані до місця пошкодження; топографічні лінії, що встановлюються або переміщаються вздовж траси для визначення пошкодженої ділянки чи місця пошкодження.

Для пошуку місць міжфазних пошкоджень на практиці використовуються стаціонарні, дистанційні та топографічні пристрої. В якості дистанційних пристроїв можуть бути використані наступні:

- фіксуючі прилади зворотної послідовності для визначення струмів (напруг) зворотної послідовності при коротких замиканнях (відстань до місця пошкодження визначається порівнянням зафіксованих величин із попередньо розрахованими значеннями струмів (напруг) коротких замикань у різних точках електромережі;

- омметри для вимірювання опору петлі короткого замикання (омметри можуть визначати відстань до місця пошкодження безпосередньо в кілометрах).

Приймаючи до уваги розгалуженість електромереж, дистанційні пристрої визначення місць пошкодження у багатьох випадках не дозволяють однозначно визначити місце пошкодження. Тому для уточнення пошкодженої ділянки мережі використовують топографічне обладнання, яке називається покажчиком пошкодженої ділянки і які встановлюються зазвичай на відгалуженнях. Покажчики подають результати у випадку перевищення струмом лінії заданої уставки [22].

Покажчики пошкодженої ділянки можна застосовувати і без дистанційних пристроїв визначення місць пошкодження – в цьому випадку їх встановлюють як у відгалуженнях, так і на магістральній частині лінії.

Для пошуку місць однофазних замикань на землю застосовують в більшості випадків переносні топографічні прилади, які відповідають на реакцію вищих гармонічних складових магнітного поля струму нульової послідовності, який вимірюють біля електричних ліній при замиканні на землю. Ці прилади надають можливість визначити пошкоджену електричну лінію, пошкоджене відгалуження та місце замикання шляхом проведення ряду послідовних вимірювань [23].

Додатково до переносного обладнання можна використовувати установки селективної сигналізації, встановлених на підстанції, для визначення пошкодженої лінії при замиканнях на землю.

Знаходження місць пошкоджень проводиться персоналом оперативної виїзної бригади, яка обслуговує певну ділянку електромережі, за розпорядженням диспетчера району електричних мереж. При необхідності до цієї роботи можна залучати також експлуатаційний персонал ділянки.

При міжфазних пошкодженнях та встановленому на підстанції дистанційному пристрою визначення місць пошкодження пошук пошкодження розпочинають з визначення відстані до місця пошкодження згідно показів цього пристрою. Якщо через розгалуженість повітряної лінії місце пошкодження однозначно визначити неможливо, то пошкоджене відгалуження визначають відповідно до стану показів її пошкодженої ділянки, які є найближчими до передбачуваного місця пошкодження. Якщо нема дистанційного пристрою, то пошкоджену ділянку визначають по чергово перевіркою стану показників [24].

У випадку однофазного замикання на землю спочатку за допомогою пристроїв селективної сигналізації (або переносних пристроїв) визначають пошкоджену лінію, а потім визначають місце пошкодження на лінії за допомогою послідовних вимірювань згідно вказівок заводської інструкції.

У всіх випадках для знаходження місць пошкоджень необхідно строго дотримуватись правил техніки безпеки та вказівок заводських інструкцій з техніки безпеки під час роботи з обладнанням для визначення місць пошкодження.

Принцип визначення місця замикання на землю у випадку розгалуженої мережі приведено на схемі (рис. 2.1), яка складається з електричних ліній W1, W2, W3 та W4. При короткому замиканні в точці К через місце пошкодження будуть протікати ємнісні струми нульової послідовності, що замикаються через розподілені ємності електричних ліній (зосереджені ємності C1, C2, C3, C4 і C4'). Розподіл зазначених струмів у лініях електромережі показано епюрами.

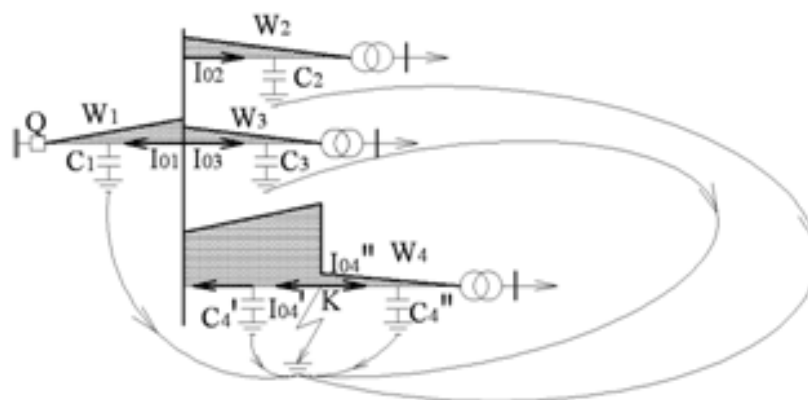


Рисунок 2.1 - Схема електромережі та епюри вимірювань переносного приладу у різних її ділянках

Величини електричних струмів, що розтікаються по лінії W4 вліво (I_{04}') і вправо (I_{04}'') від місця короткого замикання, будуть пропорційні сумарним ємностям на землю і описуються наступними виразами:

$$I_{04}' = k(C_4' + C_1 + C_2 + C_3); \quad (2.1)$$

$$I_{04}'' = k(C_4''), \quad (2.2)$$

де k – величина коефіцієнта пропорційності.

Найбільший рівень ємнісних струмів нульової послідовності буде мати місце у пошкодженій електричній лінії до місця короткого замикання, після якого рівень цих струмів має тенденцію до різкого зменшення.

Застосування переносного обладнання, що реагує на магнітні поля основної частоти, є утрудненим внаслідок значного впливу вимірювання робочих струмів електричних ліній. Тому при визначенні місць замикань на землю застосовують обладнання, що реагує на вищі гармонічні складові магнітного поля струмів нульової послідовності, в результаті чого вплив струмів навантаження на остаточні виміри є істотно меншим.

2.2 Міжфазні замикання у розподільних мережах з резистивним заземленням нейтралі

Коротким замиканням в електричній установці можна назвати будь-яке випадкове або навмисне, що не передбачене нормальним режимом роботи, електричне з'єднання різних точок (фаз) електричної установки між собою або із землею, при якому струми у гілках електричної установки, що примикають до місця його виникнення, різко зростають та перевищують найбільш допустимий струм тривалого режиму.

Основними причинами пошкодження на електричних лініях є перекриття ізоляції під час грози, перехреснування та обриви проводів при ожеледиці, нашарування, перекриття забрудненої та зволоженої ізоляції, помилки персоналу під час роботи та ін. [25].

Режим трифазного короткого замикання. Трифазне коротке замикання (рис. 2.2) представляє собою коротке замикання між трьома фазами у трифазній електроенергетичній системі.



Рисунок 2.2 – Режим трифазного короткого замикання

Векторна діаграма даного режиму приведена на рис. 2.3.

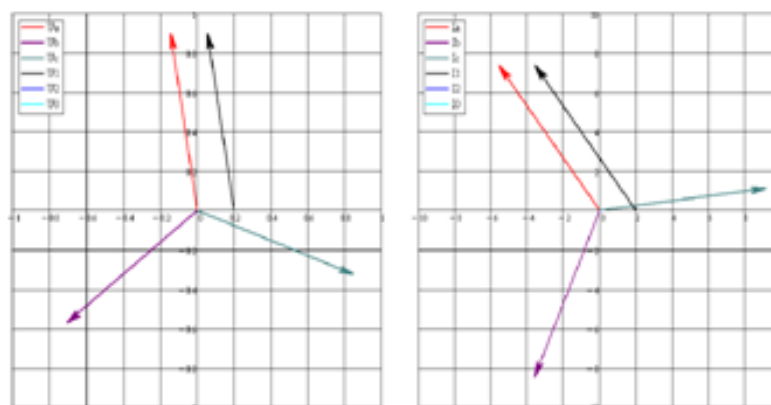


Рисунок 2.3 – Векторна діаграма струмів та напруг на підстанції при 3-фазному короткому замиканні у точці короткого замикання

Режим трифазного короткого замикання на землю. Трифазне коротке замикання на землю (рис. 2.4) представляє собою коротке замикання на землю у трифазній електричній енергетичній системі з глухо- або ефективно заземленими нейтралями силових елементів, при якому із землею з'єднуються усі три фази.



Рисунок 2.4 - Режим трифазного короткого замикання на землю

Цей вид пошкодження на практиці майже не відрізняється від трифазного короткого замикання.

Режим двофазного короткого замикання. Двофазне коротке замикання (рис. 2.5) представляє собою коротке замикання між двома фазами у трифазній електричній енергетичній системі.



Рисунок 2.5 – Режим двофазного короткого замикання

Векторна діаграма даного режиму приведена на рис. 2.6.

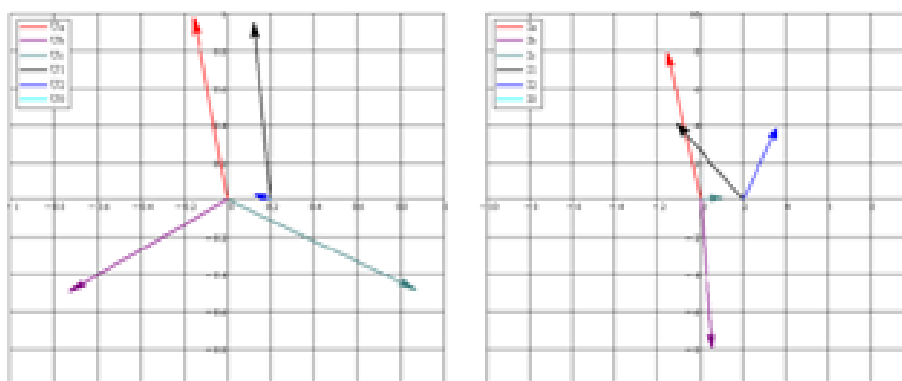


Рисунок 2.6 – Векторна діаграма струмів та напруг на підстанції при 2-фазному короткому замиканні у точці короткого замикання

Режим двофазного короткого замикання на землю. Двофазне коротке замикання на землю (рис. 2.7) представляє собою коротке замикання на землю у трифазній електричній енергетичній системі з глухо- або ефективно заземленими нейтралями силових елементів, при якому із землею з'єднуються дві фази.

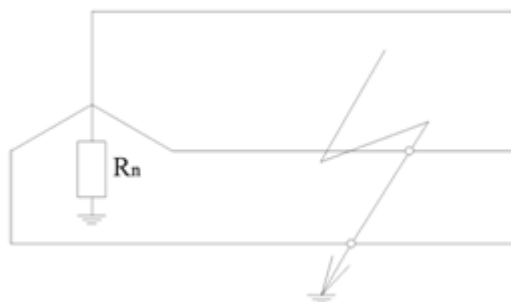


Рисунок 2.7 – Режим двофазного короткого замикання на землю

Векторну діаграму даного режиму представлено на рис. 2.8.

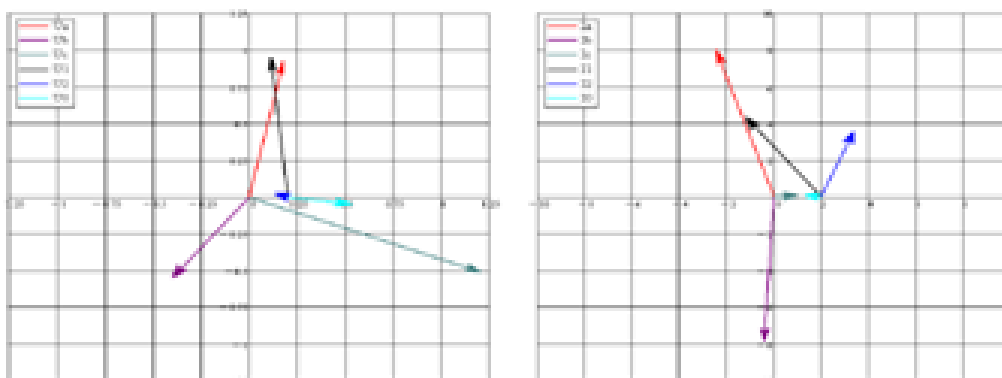


Рисунок 2.8 – Векторна діаграма струмів та напруг на підстанції при 2-фазному короткому замиканні у точці короткого замикання

Режим подвійного замикання на землю. Подвійне коротке замикання на землю (рис. 2.9) представляє собою коротке замикання на землю двох різних фаз у трифазній електричній енергетичній системі у різних, але електрично пов'язаних між собою точках.



Рисунок 2.9 – Режим подвійного короткого замикання на землю

Векторну діаграму цього режиму представлено на рис. 2.10.

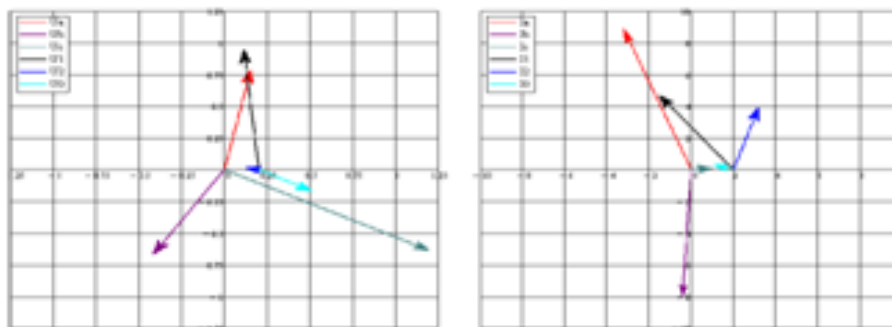


Рисунок 2.10 – Векторна діаграма струмів та напруг на підстанції при подвійному замиканні на землю у точках K1 та короткого замикання

2.3 Організація релейного захисту від замикань на землю

Найбільш розповсюдженим видом пошкоджень у електромережах напругою 6-35 кВ є однофазні замикання на землю, які становлять біля 90% від загальної кількості електричних пошкоджень.

Замикання фази на землю в електромережах згаданої напруги може призвести до наступних наслідків:

- у електромережі можуть виникати перенапруги близько 2,4...3,5 кратних у порівнянні з фазними;
- можуть виникати явища ферорезонансу.

На даний момент в Україні і за кордоном застосовуються наступні основні типи захистів від однофазних замикань на землю [26]:

- захисти, що базуються на вимірах напруги нульової послідовності;
- ненаправлені захисти, де передбачена реєстрація складової промислової частоти струму нульової послідовності;
- спрямовані захисту, що можуть реагувати на складові промислової частоти струму та напруги нульової послідовності;
- захисти, що де передбачена фіксація накладеного струму із частотою, яка відрізняється від промислової;
- захисти, що можуть реагувати на високочастотні складові струму нульової послідовності внаслідок природнього шляху;
- захисту, що реагують на складові струму та напруги нульової послідовності у перехідному процесі однофазного замикання на землю.

2.4 Визначення максимального струмового захисту

Максимальний струмовий захист здійснює контроль струм в елементі захисту, відбудовується від струму навантаження, і при перевищенні струму уставки з витримкою часу працює на його відключення. Максимальний струмовий захист є головним, в деяких випадках єдиним захистом лінії напругою 6-35 кВ. Максимальний струмовий захист представляє собою захист із відносною селективністю, тобто може забезпечувати відключення короткого замикання на своїй лінії, і якщо дозволяє чутливість також може та резервувати відключення короткого замикання суміжної ділянки [27].

На рис. 2.11 приведено структурну схему трифазного максимального струмового захисту із незалежною від струму витримкою часу. Схема характеризує загальні принципи виконання максимального струмового захисту для довільної елементної бази.

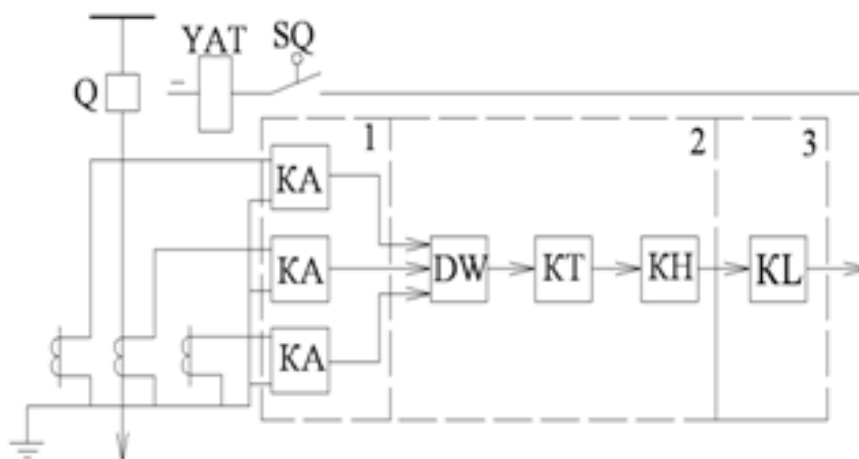


Рисунок 2.11 – Структурна схема трифазного максимального струмового захисту:

1 – вимірювальна частина; 2 – логічна частина; 3 – виконавчий орган

Вимірювальна частина максимального струмового захисту складається з вимірювальних органів (на схемі струмові реле КА миттєвої дії). У трифазній схемі вимірювальних органів передбачаються на кожній фазі, вони заживлені від вторинних струмів відповідних фаз трансформаторів струму, що з'єднані за схемою зірки.

Логічна частина побудована на логічному елементі, що виконує логічну функцію АБО (ДВО), органи часу КТ (в більшості випадків один на три фази), що створює витримку часу t сигнального реле КН.

Виконавчий орган 3, який побудований на базі вихідного проміжного реле KL або тиристорної схеми, при спрацюванні передає команду на відключення вимикача Q. Виконавчий орган повинен зазвичай має потужний вихідний сигнал, який є достатнім для приведення в дію електромагніту відключення YAT приводу вимикача.

При виникненні пошкодження на захисній лінії спрацювають струмові реле тих фаз, по яких проходить струм короткого замикання. У цьому випадку в електромеханічних реле замикаються контакти, а у статичних реле з'являється вихідна напруга відповідного рівня (логічний 0 або логічна 1).

У випадку спрацювання вимірювальні органи діють через логічний елемент АБО на орган часу КТ, який після закінчення заданої витримки часу видає сигнал, що приводить в дію виконавчий орган KL. Виконавчий орган KL спрацює та подає напругу від джерела оперативного струму на електромагніт відключення вимикача YAT. Після відключення пошкодження струм короткого замикання зникає, вимірювальні органи та всі елементи релейного захисту повертаються у початковий стан. Для успішного розмикання струму, що проходить по електромагніту відключення (YAT), контактами проміжного реле KL після відключення короткого замикання кола відключення на приводі вимикача використовується допоміжний блокувальний контакт SQ. При увімкненому вимикачі SQ замкнутий і розмикається при відключенні вимикача Q, розриваючи при цьому коло струму електромагніту відключення YAT [28].

Визначення максимального струмового захисту лінії 10 кВ

Струм при трифазному короткому замиканні у точці короткого замикання становить $I_K = 3861,6 \text{ А}$.

Струм у нормальному режимі рівний: $I_{роб.мах} = 138,26 \text{ А}$.

Струм спрацювання захисту буде рівним:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n k_{сзн}}{k_\epsilon} I_{роб.мах} = \frac{1,2 * 1,2 * 138,26}{0,65} = 306,34 \text{ .} \quad (2.3)$$

Прийнявши попередньо коефіцієнт трансформації трансформаторів струму, наприклад $n_T=50/5$, можна визначити струм спрацьовування реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} k_{cx}^{(3)}}{n_T} = \frac{306,3 \cdot 1}{50/5} = 30,6 \text{ A} \quad (2.4)$$

Найближча уставка на реле РТ-40/50 буде рівною 30 А і при цій уставці струм спрацьовування захисту буде мати значення:

$$I_{c.з} = \frac{I_{c.p} n_T}{k_{cx}^{(3)}} = \frac{30 \cdot \frac{50}{5}}{1} = 300 \text{ A} . \quad (2.5)$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні захисту за виразом дорівнює:

$$k_{ч.осн}^{(2)} = \frac{I_K}{I_{c.з}} = \frac{0.867 \cdot 3681,6}{300} = 10,6 > 1,5 . \quad (2.6)$$

Бачимо, що умова забезпечення достатньої чутливості максимального струмового захисту виконується.

3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Дослідження принципової схеми електричної мережі

Виконавши аналіз схеми АТ «Тернопільобленерго» ПС «Промислова», було обрано середньостатистичну лінію з чотирма розподільчими трансформаторами ТМ-400/10 (з'єднання обмоток за схемою Δ -11/Yg), що живлять навантаження 400 кВА, проводом марки АС-50, трансформатором на підстанції ПС ТДН-10000/110 (з'єднання обмоток за схемою Yg/Yg). Принципову схему мережі приведено на рис. 3.1.

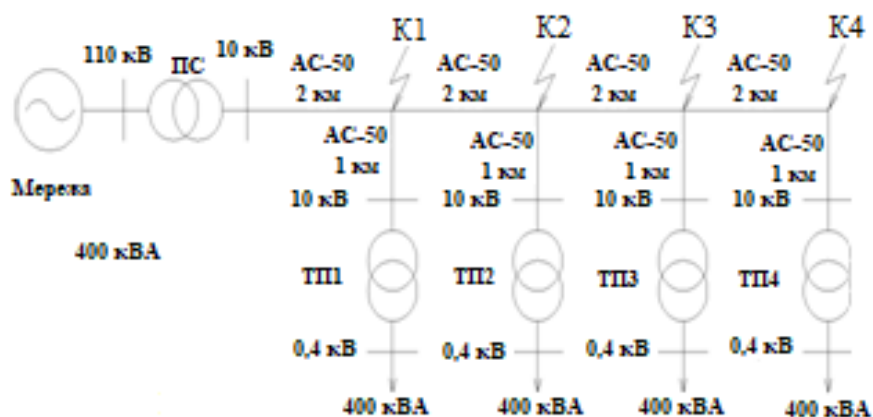


Рисунок 3.1 – Принципова схема електромережі

Будемо вважати, що в нашій мережі ми забезпечили необхідний ступінь резервування та автоматизації розподільних електромереж, систем електропостачання та технологічних процесів. Відповідно, було виконано вибір опору низькоомного заземлення нейтралі з можливістю відключення пошкоджених ділянок мережі. Опір заземлення нейтралі становить 10 Ом, що дозволяє в селективному режимі відключати однофазне замикання на землю на протязі мінімально можливого часу. Сумарний ємнісний струм електромережі становить $I_m = 0,38$ А, струм, що створює резистор у нейтралі при однофазному замиканні на землю через перехідний опір 100 Ом у точці K4, буде становити $I_{за} = 65$ А.

$$I_{за} \geq I_m, I_{за} > I_{м.з} - \text{бачимо, що умови виконуються.}$$

3.2 Визначення параметрів розрахункової схеми

Розрахунок параметрів силового провідника АС-50 проведено в пакеті Matlab PowerGui, а отримані результати приведено на рис. 3.2 [29].

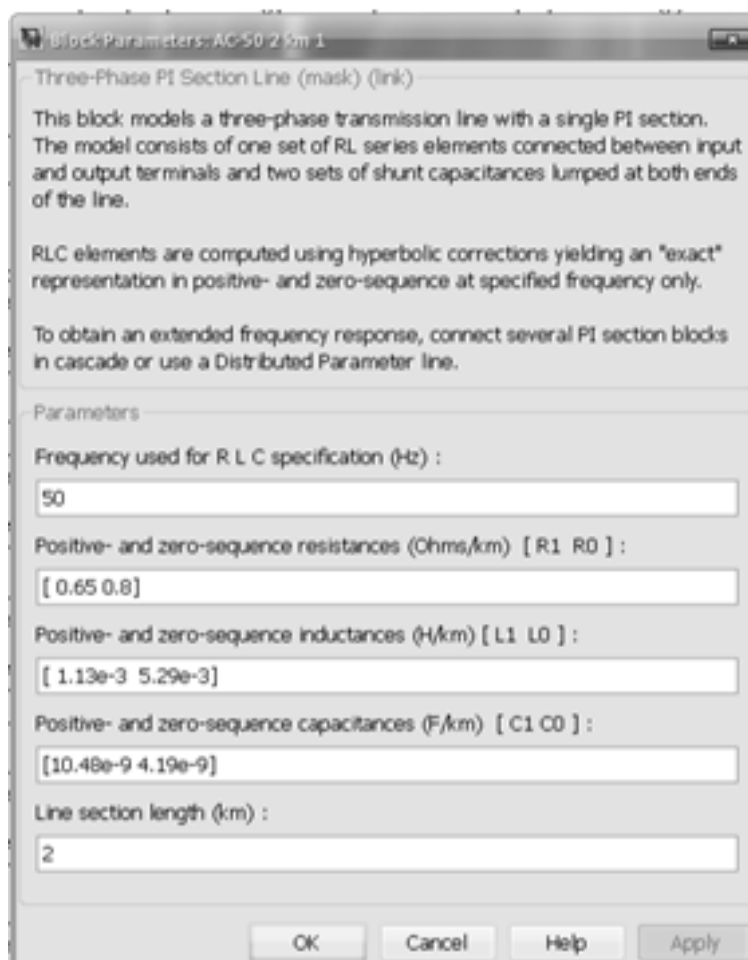


Рисунок 3.2 – Параметри силового провідника АС-50

Параметри схеми заміщення для будь-якого трансформатора можна визначити за даними дослідів холостого ходу та короткого замикання. Параметри гілки намагнічування можна визначити за результатами дослідів холостого ходу. У цьому досліді розмикається вторинна обмотка трансформатора, а до первинної обмотки підводиться номінальна напруга. Трансформатор споживає у цьому режимі лише потужність, яка рівна втратам холостого ходу. На рис. 3.3 приведено схему заміщення трансформатора для режиму холостого ходу.

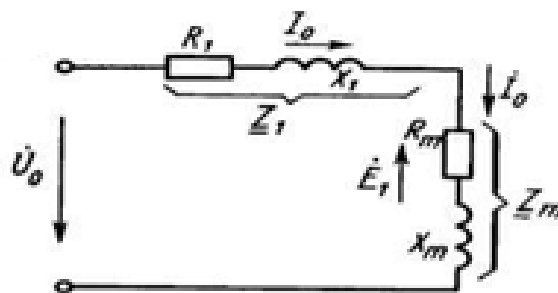


Рисунок 3.3 – Схема заміщення трансформатора для режиму холостого ходу

У досліді короткого замикання вторинна обмотка трансформатора є замкнутою на коротко, а підведена до первинної обмотки напруга підбирається таким чином, щоб струм обмотки трансформатора був рівний $U_{\text{ном}}$. Схему заміщення трансформатора в режимі короткого замикання приведено на рис. 3.4.

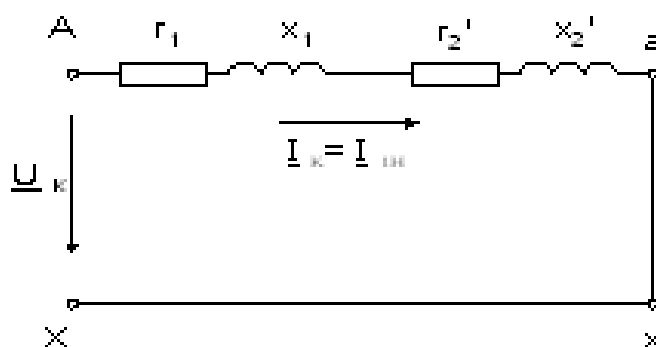


Рисунок 3.4 – Схема заміщення трансформатора в режимі короткого замикання

У цьому випадку сумарне значення активних опорів $r_1 + r_2'$ позначене як r_k і його називають *активним опором* короткого замикання, а $x_1 + x_2'$ – *індуктивним опором* короткого замикання і позначають як x_k .

3.3 Розрахунок параметрів силових трансформаторів

Трансформатор ТДН-10000/110. Трансформатор ТДН-10000/110 має такі паспортні дані: $U_{1н}=110$ кВ, $U_{2н}=10$ кВ, $S_n=10000$ кВА, $I_x=0,9\%$, $P_x=15,5$ кВт, $U_k=10,5\%$, $P_k=60$ кВт [30].

Виконаємо розрахунок параметрів схеми заміщення трансформатора.

Визначимо номінальний струм первинної обмотки трансформатора:

$$I_{1н} = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_{1н}} = \frac{10000000 \text{ ВА}}{\sqrt{3} \cdot 110000 \text{ В}} = 52,49 \text{ А} \quad (3.1)$$

Визначимо фазний струм первинної обмотки трансформатора при з'єднанні за схемою «зірка»:

$$I_{1\phi} = I_{1n} = 52.49 \text{ A} \quad (3.2)$$

Знайдемо фазну напругу первинної обмотки при з'єднанні за схемою «зірка»:

$$U_{1\phi} = \frac{U_{1n}}{\sqrt{3}} = \frac{110\,000 \text{ B}}{\sqrt{3}} = 63508 \text{ B} \quad (3.3)$$

Визначимо фазний струм холостого ходу трансформатора:

$$I_{x\phi} = I_{1\phi} \frac{I_x}{100} = 52.49 \cdot \frac{0.9}{100} = 0.472 \text{ A} \quad (3.4)$$

Знайдемо потужність втрат холостого ходу на фазу:

$$P_{x\phi} = \frac{P_x}{m} = \frac{15500 \text{ Bm}}{3} = 5.17 \text{ кВт} \quad (3.5)$$

де m - число фаз первинної обмотки трансформатора.

Визначимо повний опір гілки намагнічування:

$$Z_o = \frac{U_{1\phi}}{I_{x\phi}} = \frac{63508 \text{ B}}{0.472 \text{ A}} = 134552 \text{ Ом} \quad (3.6)$$

Визначимо активний опір гілки намагнічування

$$r_o = \frac{P_{x\phi}}{I_{x\phi}^2} = \frac{5167 \text{ Bm}}{0.472^2 \text{ A}} = 23191 \text{ Ом} \quad (3.7)$$

Знайдемо реактивний опір кола намагнічування:

$$x_0 = \sqrt{Z_o^2 - r_o^2} = \sqrt{134552^2 - 23191^2} = 132538 \text{ Ом} \quad (3.8)$$

Визначимо індуктивність кола намагнічування:

$$L_0 = \frac{x_0}{2\pi f} = \frac{132538}{2 \cdot 3.14 \cdot 50} = 422 \text{ Гн} \quad (3.9)$$

Знайдемо фазний коефіцієнт трансформації трансформатора:

$$k_\phi = \frac{U_{2\phi}}{U_{1\phi}} = \frac{110000 / \sqrt{3} \text{ B}}{10000 / \sqrt{3} \text{ B}} = 11 \quad (3.10)$$

Визначимо фазну напругу короткого замикання:

$$U_{\kappa.\phi.} = U_{1\phi} \frac{U_k}{100} = 63508 \frac{10,5}{100} = 6,67 \text{ кВ} \quad (3.11)$$

Визначимо повний опір короткого замикання:

$$Z_k = \frac{U_{\kappa.\phi.}}{I_{\kappa.\phi.}} = \frac{6,67 \text{ кВ}}{52,49 \text{ А}} = 127,05 \text{ Ом} \quad (3.12)$$

Розрахуємо потужність втрат короткого замикання на фазу:

$$P_{\kappa.\phi.} = \frac{P_k}{m} = \frac{60000 \text{ Вт}}{3} = 20 \text{ кВт} \quad (3.13)$$

Визначимо активний опір короткого замикання:

$$r_k = \frac{P_{\kappa.\phi.}}{I_k^2} = \frac{20000 \text{ Вт}}{52,49^2 \text{ А}} = 7,26 \text{ Ом} \quad (3.14)$$

Визначимо індуктивний опір короткого замикання:

$$x_k = \sqrt{Z_k^2 - r_k^2} = \sqrt{127,05^2 - 7,26^2} = 126,84 \text{ Ом} \quad (3.15)$$

Розрахуємо загальну індуктивність:

$$L_k = \frac{x_k}{2\pi f} = \frac{126,84}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} = 0,4 \text{ Гн} \quad (3.16)$$

В більшості випадків приймають схему заміщення симетричною, вважаючи:

$$r_1 \approx r'_2 = \frac{1}{2} r_k = 3,63 \text{ Ом}, \quad L_1 \approx L'_2 = \frac{1}{2} L_k = 0,2 \text{ Гн} \quad (3.17)$$

$$r'_2 = r_2 k^2 \Rightarrow r_2 = \frac{r'_2}{k^2} = \frac{3,63}{11^2} = 0,03 \text{ Ом} \quad (3.18)$$

$$L'_2 = L_2 k^2 \Rightarrow L_2 = \frac{L'_2}{k^2} = \frac{0,2}{1,21} = 0,001653 \text{ Гн}, \quad (3.19)$$

де r_1, L_1 – активний опір та індуктивність первинної обмотки трансформатора;

r'_2, L'_2 – наведений активний опір та індуктивність вторинної обмотки трансформатора.

Трансформатор ТМ-400/10. Трансформатор ТМ-400/10 має такі паспортні дані: $U_{1H}=10$ кВ, $U_{2H}=0,4$ кВ, $S_H=400$ кВА, $I_x=2,1$ %, $P_x=0,92$ кВт, $U_k=4,5$ %, $P_k=5,5$ кВт [30].

Група з'єднань обмоток трансформатора є Δ -11/Yg.

Для визначення параметрів схеми заміщення трансформатора необхідно розрахувати нижче приведені величини.

Визначимо номінальний струм первинної обмотки трансформатора:

$$I_{1H} = \frac{S_H}{\sqrt{3}U_{1H}} = \frac{400000 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 10000 \text{ V}} = 23,1 \text{ A} \quad (3.20)$$

Знайдемо фазний струм первинної обмотки трансформатора при з'єднанні за схемою "трикутник":

$$I_{1\phi} = \frac{I_{1H}}{\sqrt{3}} = 13,33 \text{ A} \quad (3.21)$$

Знайдемо фазну напругу первинної обмотки при з'єднанні за схемою "трикутник":

$$U_{1\phi} = U_{1H} = 10 \text{ кВ} \quad (3.22)$$

Знайдемо фазний струм холостого ходу трансформатора:

$$I_{x\phi} = I_{1\phi} \frac{I_x}{100} = 13,33 \text{ A} \cdot \frac{2,1}{100} = 0,28 \text{ A} \quad (3.23)$$

Визначимо потужність втрат холостого ходу на фазу:

$$P_{x\phi} = \frac{P_x}{m} = \frac{920 \text{ Вт}}{3} = 307 \text{ Вт}, \quad (3.24)$$

де m - число фаз первинної обмотки трансформатора.

Визначимо активний опір гілки намагнічування:

$$r_o = \frac{P_{x\phi}}{I_{x\phi}^2} = \frac{307 \text{ Вт}}{0,28^2 \text{ A}^2} = 3911,6 \text{ Ом} \quad (3.25)$$

Знайдемо реактивний опір кола намагнічування:

$$x_0 = \sqrt{Z_0^2 - r_o^2} = \sqrt{35714^2 - 3911,6^2} = 35500 \text{ Ом} \quad (3.26)$$

Визначимо індуктивність кола намагнічування:

$$L_0 = \frac{x_0}{2\pi f} = \frac{35500}{2 \cdot 3.14 \cdot 50} = 113 \text{ Гн} \quad (3.27)$$

Розрахуємо фазний коефіцієнт трансформації трансформатора:

$$\kappa_\phi = \frac{U_{2\phi}}{U_{1\phi}} = \frac{110000 \text{ В}}{10000 / \sqrt{3} \text{ В}} = 43,3 \quad (3.28)$$

Визначимо фазну напругу короткого замикання:

$$U_{\kappa.\phi.} = U_{1\phi} \frac{U_k}{100} = 10000 \frac{4,5}{100} = 450 \text{ В} \quad (3.29)$$

Знайдемо повний опір короткого замикання:

$$Z_k = \frac{U_{\kappa.\phi.}}{I_{\kappa.\phi.}} = \frac{450 \text{ В}}{13,33 \text{ А}} = 33,75 \text{ Ом} \quad (3.30)$$

Визначимо потужність втрат короткого замикання на фазу:

$$P_{\kappa.\phi.} = \frac{P_k}{m} = \frac{5500 \text{ Вт}}{3} = 1833 \text{ Вт} \quad (3.31)$$

Знайдемо активний опір короткого замикання:

$$r_k = \frac{P_{\kappa.\phi.}}{I_k^2} = \frac{1833 \text{ Вт}}{13,33^2 \text{ А}} = 10,31 \text{ Ом} \quad (3.32)$$

Знайдемо індуктивний опір короткого замикання:

$$x_k = \sqrt{Z_k^2 - r_k^2} = \sqrt{33,75^2 - 10,31^2} = 32,14 \text{ Ом} \quad (3.33)$$

Визначимо індуктивність:

$$L_k = \frac{x_k}{2\pi f} = \frac{32,14}{2 \cdot 3.14 \cdot 50} = 0,102 \text{ Гн} \quad (3.34)$$

В більшості випадків приймають схему заміщення симетричної, вважаючи:

$$r_1 \approx r'_2 = \frac{1}{2} r_k = 5,155 \text{ Ом}, \quad L_1 \approx L'_2 = \frac{1}{2} L_k = 0,051 \text{ Гн};$$

$$r'_2 = r_2 k^2 \Rightarrow r_2 = \frac{r'_2}{k^2} = \frac{5,155}{43,3^2} = 0,0027493 \text{ Ом};$$

$$L'_2 = L_2 k^2 \Rightarrow L_2 = \frac{L'_2}{k^2} = \frac{0,051}{43,3^2} = 27,2 \text{ мкГн}.$$

В якості джерела напруги ми обрали ідеальне джерело (напруга на затискачах цього джерела не залежить від величини струму, що протікає через нього) напругою 110 кВ (рис. 3.5). Внутрішній опір ідеального джерела напруги ми прийняли рівним нулю.

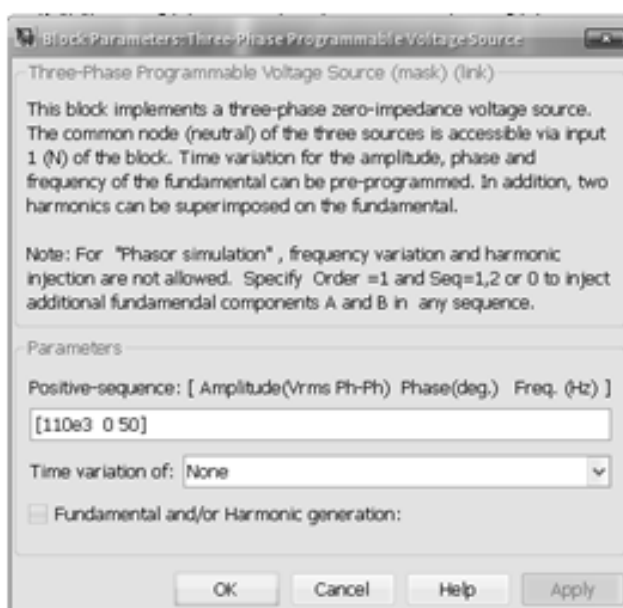


Рисунок 3.5 – Вікно параметрів джерела напруги

За результатами виконаних розрахунків було складено розрахункову схему мережі (рис. 3.6).

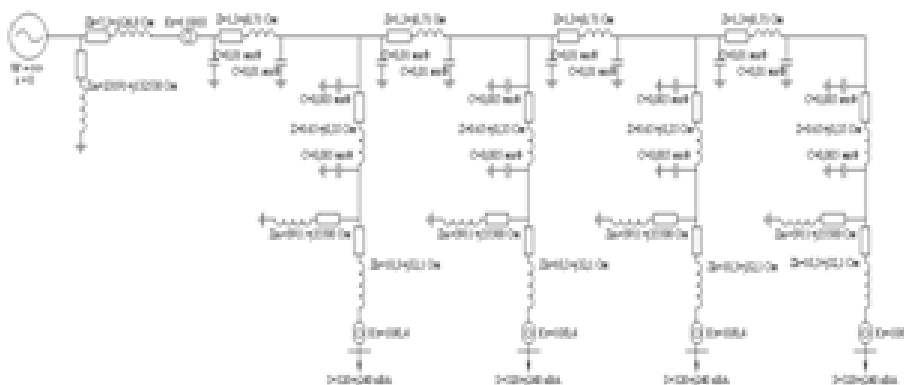


Рисунок 3.6 – Вигляд розрахункової схеми електромережі

3.4 Розрахунок нормальних і аварійних режимів електричної мережі

Усі розрахунки було виконано у програмному пакеті Matlab [31]. Зокрема, виконано виміри наступних величини на шинах напругою 10 кВ підстанції:

- величину амплітуди та фази фазних струмів і напруг;
- величину амплітуди та фази струмів напруг прямої, зворотної і нульової послідовностей.

Нормальний режим характеризується значенням напруги $U=8073,15$ В та струму $I=138,28$ А. Розрахунок аварійних режимів виконано у відносних одиницях. Для спрощення розрахунку базові величини ми обирали таким чином, щоб у нормальному режимі всі фазні струми та напруги у відносних одиницях (в.о.) були рівними одиниці. Відповідно, для цього випадку базову потужність задали рівною:

$$S_{\phi} = 3 \cdot \frac{I_{\phi \max}}{\sqrt{2}} \cdot \frac{U_{\phi \max}}{\sqrt{2}} = 3 \cdot \frac{138,28}{\sqrt{2}} \cdot \frac{8073,15}{\sqrt{2}} = 1674533 \text{ ВА} \quad (3.35)$$

Було виконано розрахунок наступних аварійних режимів [32]:

- 1) трифазного короткого замикання;
- 2) трифазного короткого замикання на землю ($R_g = 0,001$ Ом);
- 3) двофазного короткого замикання;
- 4) двофазного короткого замикання на землю ($R_g = 0,001$ Ом);
- 5) двофазного короткого замикання на землю ($R_g = 100$ Ом);
- 6) подвійного короткого замикання на землю ($R_g=0,001$ Ом);
- 7) подвійного короткого замикання на землю ($R_{g1}=0,001$ Ом, $R_{g2}=100$ Ом);
- 8) подвійного короткого замикання на землю ($R_g=100$ Ом).

Моделювання короткого замикання було виконано за допомогою елемента 3-Phase Fault (рис. 3.7), що представляє собою трифазний пристрій, який замикає фази між собою та на землю. Величина опору заземлення була встановлена рівною $R_g = 1$ МОм. Якщо замикання на землю не введено у вікні параметра блоку, то величина опору буде становити $R_{on} = 0,001$ Ом.

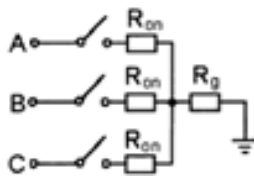


Рисунок 3.7– Вигляд схеми елемента 3-Phase Fault

Таблиця 3.1 – Значення амплітуди і фази фазних струмів та напруг

Струми КЗ	Фазні напруги						Фазні струми					
	Амплітуда			Фаза			Амплітуда			Фаза		
	А	В	С	А	В	С	А	В	С	А	В	С
Нормальний режим (СІ)												
	8073	8073	8073	-1	-121	119	138	138	138	-35	-155	85
Нормальний режим (в.о.)												
	1	1	1	-1	-121	119	1	1	1	-35	-155	85
Трифазне												
К1	0,68	0,68	0,68	-24	-144	96	26,62	26,62	26,62	-53	-173	67
К3	0,88	0,88	0,88	-11	-131	109	11,74	11,74	11,74	-39	-159	81
К4	0,91	0,91	0,91	-9	-129	111	9,21	9,21	9,21	-37	-157	83
Трифазне на землю												
К1	0,68	0,68	0,68	-24	-144	96	26,62	26,62	26,62	-53	-173	67
К3	0,88	0,88	0,88	-11	-131	109	11,74	11,74	11,74	-39	-159	81
К4	0,91	0,91	0,91	-9	-129	111	9,21	9,21	9,21	-37	-157	83
Двофазне коротке замикання АВ												
К1	0,9	0,61	1	-25	-124	119	23,22	26,91	1	-24	158	85
К3	0,98	0,84	1	-11	-125	119	10,22	10,14	1	-12	173	85
К4	0,99	0,68	1	-9	-124	119	8,01	7,97	1	-11	176	85
Двофазне АВ на землю (опір заземлення на землю 0,001 Ом)												
К1	0,65	0,52	1,44	3	-171	116	24	22	0,98	-26	161	84
К3	0,9	0,66	1,35	11	-149	114	10,66	9,89	0,96	-17	179	84
К4	0,94	0,68	1,31	11	-144	113	8,34	7,86	0,95	-17	-177	85
Двофазне АВ на землю (опір заземлення на землю 100 Ом)												
К1	0,87	0,59	1,04	-23	-128	119	23,32	22,81	1	-24	158	85
К3	0,95	0,83	1,04	-9	-128	119	10,8	10,07	1	-13	174	85
К4	0,98	0,86	1,04	-7	-127	118	8,09	7,91	1	-11	-177	85
Подвійне АВ (опір заземлення на землю 0,001 Ом)												
К1-К3	0,4	1,01	1,52	9	-157	129	14,54	10,87	1,04	-25	158	89
К1-К4	0,36	1,11	1,55	11	-156	132	12,68	8,73	1,04	-24	174	88
К3-К4	0,8	0,78	1,35	11	-148	118	9,41	8,01	0,97	-20	177	85
Подвійне АВ (опір заземлення на землю 0,001 і 100 Ом)												
К1-К3	0,21	1,46	1,68	30	-155	139	6,26	1,72	1	-14	-155	82
К1-К4	0,21	1,46	1,68	30	-155	139	6,26	1,70	1	-15	-155	83
К3-К4	0,47	1,22	1,54	23	-152	132	4,78	1,62	0,98	-22	-152	81
Подвійне АВ (опір заземлення на землю 100 Ом)												
К1-К3	0,96	0,96	1,08	2	-126	118	1,46	1,45	0,99	-23	-146	85
К1-К4	0,95	0,97	1,07	2	-126	118	1,46	1,44	0,99	-23	-146	85
К3-К4	0,97	0,96	1,07	2	-126	118	1,42	1,44	0,99	-24	-146	85

Таблиця 3.2 – Значення амплітуди і фази струмів та напруг прямої, зворотної та нульової послідовностей

Струми КЗ	Напруги послідовностей						Струми послідовностей					
	Амплітуда			Фаза			Амплітуда			Фаза		
	V1	V2	V0	V1	V2	V0	I1	I2	I0	I1	I2	I0
Нормальний режим (СІ)												
	8073	0	0	-1	0	0	138	0	0	-35	0	0
Нормальний режим (в.о.)												
	1	0	0	-1	0	0	1	0	0	-35	0	0
Трифазне												
K1	0,68	0	0	-24	0	0	26,62	0	0	-53	0	0
K3	0,88	0	0	-11	0	0	11,74	0	0	-39	0	0
K4	0,91	0	0	-9	-0	0	9,21	0	0	-37	0	0
Трифазне на землю												
K1	0,68	0	0	-24	0	0	26,62	0	0	-53	0	0
K3	0,88	0	0	-11	0	0	11,74	0	0	-39	0	0
K4	0,91	0	0	-9	-0	0	9,21	0	0	-37	0	0
Двофазне АВ												
K1	0,82	0,23	0	-11	-87	0	13,79	12,84	0	-52	7	0
K3	0,94	0,1	0	-6	-73	0	6,37	5,37	0	-39	20	0
K4	0,96	0,07	0	-5	-71	0	5,1	4,11	0	-37	22	0
Двофазне АВ на землю (опір заземлення на землю 0,001 Ом)												
K1	0,82	0,22	0,45	-11	-88	112	14,1	12,53	0,87	-51	5	-70
K3	0,94	0,09	0,37	-6	-74	102	6,68	5,06	0,71	-38	19	-80
K4	0,95	0,07	0,33	-5	-72	98	5,4	3,81	0,65	-36	21	-84
Двофазне АВ на землю (опір заземлення на землю 100 Ом)												
K1	0,82	0,23	0,04	-11	-87	120	13,32	12,81	0,09	-52	6	-63
K3	0,94	0,10	0,04	-6	-73	119	6,40	5,34	0,08	-39	20	-63
K4	0,96	0,07	0,04	-5	-71	118	5,14	4,07	0,08	-37	22	-64
Подвійне АВ (опір заземлення на землю 0,001 Ом)												
K1-K3	0,91	0,12	0,57	-6	-92	150	7,93	6,78	1,12	-47	2	-32
K1-K4	0,93	0,1	0,62	-6	-93	155	6,76	5,68	1,21	-45	1	-27
K3-K4	0,95	0,08	0,36	-5	-79	119	5,73	4,24	0,69	-39	14	-63
Подвійне АВ (опір заземлення на землю 0,001 і 100 Ом)												
K1-K3	0,99	0,03	0,83	-3	-96	166	2,95	1,76	1,61	-21	-3	-16
K1-K4	0,99	0,03	0,83	-3	-96	166	2,94	1,76	1,61	-21	-3	-16
K3-K4	0,99	0,03	0,83	-3	-101	156	2,44	1,20	1,18	-26	-8	-26
Подвійне АВ (опір заземлення на землю 100 Ом)												
K1-K3	1	0	0,08	-2	-40	121	1,3	0,19	0,15	-27	53	-60
K1-K4	1	0	0,08	-2	-42	122	1,29	0,19	0,15	-27	52	-60
K3-K4	1	0	0,07	-2	-37	117	1,28	1,18	0,14	-27	56	-64

У табл. 3.1-3.2 приведено результати вимірів. Трифазне коротке замикання і трифазне коротке замикання на землю можна легко визначити за відсутністю струму зворотної послідовності I_2 , двофазне коротке замикання можна визначити за відсутністю струму нульової послідовності I_0 та за наявністю струму зворотної послідовності I_2 . Режими двофазного короткого замикання на землю та подвійного замикання можна визначити за наявністю струмів зворотної I_2 та нульової послідовності I_0 .

Таблиця 3.3 – Амплітуди та фази фазних струмів та напруг при 2-фазному КЗ на землю у точці К4 та подвійному КЗ на землю у точках К3 та К4

Струми КЗ	Фазні напруги						Фазні струми					
	Амплітуда			Фаза			Амплітуда			Фаза		
	А	В	С	А	В	С	А	В	С	А	В	С
Двофазне АВ на землю (опір заземлення на землю 0,001 Ом)												
К4	0,94	0,68	1,31	11	-144	113	8,34	7,86	0,95	-17	-177	85
Подвійне АВ (опір заземлення на землю 0,001 Ом)												
К3-К4	0,8	0,78	1,35	11	-148	118	9,41	8,01	0,97	-20	177	85

Таблиця 3.4 – Амплітуди та фази струмів та напруг прямої, зворотної та нульової послідовностей при 2-фазному КЗ на землю у точці К4 та подвійному КЗ на землю у точках К3 та К4

Струми КЗ	Напруги послідовностей						Струми послідовностей					
	Амплітуда			Фаза			Амплітуда			Фаза		
	V1	V2	V0	V1	V2	V0	I1	I2	I0	I1	I2	I0
Двофазне АВ на землю (опір заземлення на землю 0,001 Ом)												
К4	0,95	0,07	0,33	-5	-72	98	5,41	3,82	0,66	-37	22	-84
Подвійне АВ (опір заземлення на землю 0,001 і 100 Ом)												
К3-К4	0,95	0,08	0,36	-5	-79	119	5,73	4,24	0,69	-39	14	-63

Аналіз табл. 3.3 і 3.4 показує, що відрізнити 2-фазне коротке замикання на землю від подвійного замикання на землю за струмом або напругою неможливо.

За результатами виконаних розрахунків було визначено відмінні риси режиму 2-фазного короткого замикання на землю та режиму подвійного замикання на землю, а саме:

- режим 2-фазного короткого замикання на землю:
- струми у фазах А та В не є рівними між собою, але різниця між ними незначна;

- напруги у фазах А та В не є рівними між собою;
- струм і напруга у фазі А більша за струм і напругу у фазі В;
- при збільшенні опору замикання на землю струми фаз А та В зменшуються незначно;
- при збільшенні опору замикання на землю струми та напруги прямої послідовності зменшуються незначно, струми та напруги зворотної послідовності збільшуються незначно, струми та напруги нульової послідовності зменшуються досить суттєво;
- режим подвійного замикання на землю:
- в режимі подвійного замикання на землю струми у фазах А і В не є рівними між собою та відрізняються залежно від співвідношення опору замикання на землю у місцях ушкоджень;
- в режимі подвійного замикання на землю напруги у фазах А та В не є рівними між собою;
- в режимі подвійного замикання на землю струм у фазі А більший за струм у фазі В, але напруга у фазі А менша за напругу у фазі В;
- при збільшенні опору замикання на землю струми та напруги прямої, зворотної та нульової послідовностей зменшуються досить суттєво.

Виходячи з цих особливостей було запропоновано дві експериментальні формули:

$$F(I) = \frac{I_a - 1}{I_b - 1} \quad (3.36)$$

$$G(U, I) = \frac{U_b(I_a - 1)}{U_a(I_b - 1)} \quad (3.37)$$

Перша формула характеризує невелику різницю у струмах фаз А і В при 2-фазному короткому замиканні на землю, друга формула характеризує відношення $U_a \geq U_b$, $I_a \geq I_b$ при 2-фазному короткому замиканні на землю.

Для збільшення точності використаємо у розрахунку нову точку К2 (табл. 3.5-3.6).

Таблиця 3.5 – Величини функцій $F(I)$, $G(U, I)$ для опорів заземлення
 $R_g = 0,001, 1 \text{ і } 3 \text{ Ом}$

	$R_g = 0,001 \text{ Ом}$			$R_g = 1 \text{ Ом}$			$R_g = 3 \text{ Ом}$		
	$I_{\max}$	$F(I)$	$G(U, I)$	$I_{\max}$	$F(I)$	$G(U, I)$	$I_{\max}$	$F(I)$	$G(U, I)$
Двофазне коротке замикання на землю									
K1	24,13	1,11	0,89	24,06	1,08	0,87	23,94	1,09	0,84
K2	14,82	1,11	0,84	14,81	1,08	0,83	14,75	1,08	0,87
K3	10,65	1,10	0,81	10,65	1,08	0,84	10,63	1,09	0,85
K4	8,36	1,09	0,79	8,36	1,09	0,81	8,34	1,09	0,84
Подвійне коротке замикання на землю									
K+-K2	17,67	1,24	2,15	14,42	1,3	1,58	10,21	1,16	1,33
K1+K3	14,55	1,36	3,43	12,33	1,31	2,48	9,22	1,26	1,78
K1+K4	12,67	1,52	4,69	11,03	1,47	3,33	8,51	1,39	2,23
K2+K3	12,32	1,23	1,44	10,52	1,18	1,31	8,02	1,15	1,16
K2+K4	10,81	1,36	2,04	9,49	1,32	1,78	7,51	1,26	1,48
K3+K4	9,42	1,21	1,18	8,32	1,19	1,13	6,67	1,13	1,03

Таблиця 3.6 – Величини функцій $F(I)$, $G(U, I)$ для опорів заземлення
 $R_g = 10, 50 \text{ і } 100 \text{ Ом}$

	$R_g = 10 \text{ Ом}$			$R_g = 50 \text{ Ом}$			$R_g = 100 \text{ Ом}$		
	$I_{\max}$	$F(I)$	$G(U, I)$	$I_{\max}$	$F(I)$	$G(U, I)$	$I_{\max}$	$F(I)$	$G(U, I)$
Двофазне коротке замикання на землю									
K1	24,72	1,07	0,78	23,41	1,04	0,72	23,33	1,08	0,68
K2	14,62	1,08	0,88	14,36	1,04	0,83	14,32	1,03	0,84
K3	10,54	1,08	0,91	10,36	1,05	0,91	10,31	1,03	0,88
K4	8,27	1,08	0,92	8,15	1,06	0,92	8,10	1,04	0,93
Подвійне коротке замикання на землю									
K1+K2	4,95	1,07	1,07	1,93	0,98	0,98	1,48	0,99	0,99
K1+K3	4,82	1,15	1,24	1,88	1,02	1,02	1,47	1,02	1,03
K1+K4	4,75	1,23	1,41	1,88	1,05	1,06	1,47	1,04	1,05
K2+K3	4,43	1,05	0,98	1,87	0,96	0,95	1,42	0,98	0,97
K2+K4	4,36	1,12	1,14	1,87	0,97	0,96	1,45	0,98	0,96
K3+K4	4,02	1,03	0,95	1,86	0,94	0,92	1,45	0,96	0,95

Аналізуючи табл. 3.5-6.6, були отримані наступні особливості режимів корот-кого замикання:

1) для режиму двофазного короткого замикання на землю:

$$F(I) \leq 1,1; G(U, I) < 1;$$

2) для режиму подвійного короткого замикання на землю:

$$- F(I) > 1,1 \text{ та } G(U, I) > 1 \text{ при } I_{\max} \geq \min(I_{K3}^{(1,1)}),$$

де $I_{\max}$ – максимальний струм із струмів фаз А і В;

$\min(I_{\text{кз}}^{(1,1)})$ – мінімальний струм з можливих струмів двофазних коротких замикань на землю (він є рівним струму 2-фазного короткого замикання в кінці лінії).

За результатами розрахунків отримали $(I_{\text{кз}}^{(1,1)}) = 8,01 \text{ у.о.} = 8,01 I_{\text{н}}$.

Максимальне значення функції $\max(F(I))=1,1$ для режиму 2-фазного короткого замикання на землю визначено при короткому замиканні на початку лінії (йому відповідає точка К1).

Отже, щоб відрізнити 2-фазне коротке замикання на землю від подвійного замикання на землю необхідно розрахувати наступні параметри:

- струм 2-фазного короткого замикання в кінці лінії;
- значення функції $F(I)$ при 2-фазному короткому замиканні на землю без перехідного опору ($R_g = 0,001 \text{ Ом}$) на початку лінії.

Використовуючи отримані результати, було побудовано алгоритм визначення 2-фазного короткого замикання на землю і подвійного замикання на землю для досліджуваної мережі (рис. 3.8). Використання цього алгоритму є проблемним, оскільки необхідно попередньо обчислювати три граничні значення.

Враховуючи те, що при збільшенні опору замикання на землю в режимі 2-фазного короткого замикання на землю струми та напруги зворотної послідовності збільшуються дуже мало, а в режимі подвійного короткого замикання на землю струми та напруги зворотної послідовності зменшуються досить суттєво, було виконано спробу дослідити вплив на функції $F(I)$, $G(U, I)$ співвідношення I_1/I_2 .

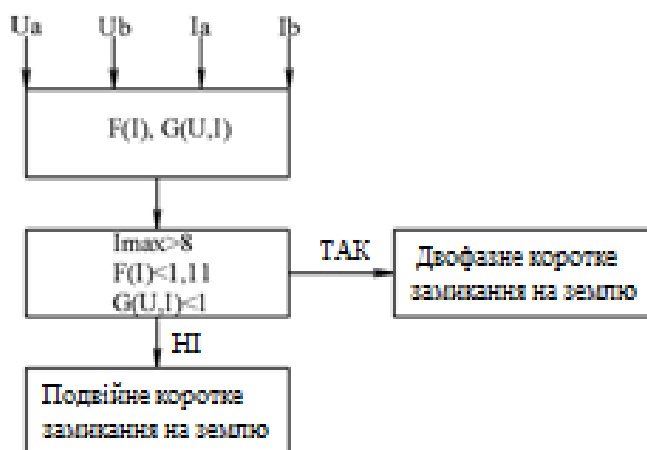


Рисунок 3.8 - Алгоритм визначення 2-фазного КЗ на землю і подвійного замикання на землю для досліджуваної мережі

Було запропоновано дві експериментальні формули:

$$G(I) = \frac{I_1}{I_2} F(I) = \frac{I_1}{I_2} \frac{(I_a - 1)}{(I_b - 1)} \quad (3.38)$$

$$J(U, I) = \frac{I_1}{I_2} G(U, I) = \frac{I_1}{I_2} \frac{U_b (I_a - 1)}{U_a (I_b - 1)} \quad (3.39)$$

Результати вимірювань приведено в табл. 3.7-3.8.

Таблиця 3.7 – Величини функцій $H(I)$, $J(U, I)$ для опорів заземлення 0,001; 1; 3 Ом

	Rg = 10 Ом			Rg = 50 Ом			Rg = 100 Ом		
	I _{max}	F(I)	G(U,I)	I _{max}	F(I)	G(U,I)	I _{max}	F(I)	G(U,I)
Двофазне коротке замикання на землю									
K1	24,11	1,22	0,98	24,04	1,23	0,97	23,93	1,21	0,93
K2	14,84	1,35	1,01	14,81	1,34	1,04	14,75	1,32	1,04
K3	10,67	1,42	1,04	10,65	1,43	1,07	10,61	1,41	1,12
K4	8,35	1,52	1,11	8,35	1,52	1,14	8,32	1,48	1,16
Подвійне коротке замикання на землю									
K1+K2	17,69	1,42	2,48	14,43	1,44	2,03	10,11	1,54	1,76
K1+K3	14,55	1,61	4,01	12,35	1,62	3,07	9,21	1,71	2,38
K1+K4	12,67	1,81	5,56	11,01	1,83	4,15	8,55	1,87	3,02
K2+K3	12,32	1,54	1,78	10,52	1,57	1,71	8,02	1,63	1,65
K2+K4	10,81	1,73	2,58	9,47	1,75	3,34	7,51	1,81	2,11
K3+K4	9,42	1,63	1,58	8,32	1,66	1,59	6,67	1,71	1,58

Таблиця 3.8 – Величини функцій $H(I)$, $J(U, I)$ для опорів заземлення 10; 50; 100 Ом

	Rg = 10 Ом			Rg = 50 Ом			Rg = 100 Ом		
	I _{max}	F(I)	G(U,I)	I _{max}	F(I)	G(U,I)	I _{max}	F(I)	G(U,I)
Двофазне коротке замикання на землю									
K1	24,72	1,17	0,86	23,41	1,12	0,77	23,33	1,2	0,76
K2	14,62	1,27	1,04	14,36	1,17	0,98	14,32	1,17	0,95
K3	10,54	1,33	1,12	10,36	1,26	1,08	10,31	1,24	1,08
K4	8,27	1,42	1,23	8,15	1,33	1,18	8,10	1,28	1,17
Подвійне коротке замикання на землю									
K1+K2	4,95	1,82	1,82	1,93	3,87	3,85	1,48	6,68	6,68
K1+K3	4,82	1,98	2,13	1,88	4,06	4,07	1,47	6,92	6,94
K1+K4	4,75	2,15	2,44	1,88	4,17	4,22	1,47	7,05	7,08
K2+K3	4,43	1,91	1,81	1,87	3,96	3,88	1,42	6,77	6,75
K2+K4	4,36	2,06	2,08	1,87	4,06	4,03	1,45	6,94	6,91
K3+K4	4,02	1,95	1,82	1,86	3,96	3,87	1,45	6,81	6,76

Виконавши аналіз табл. 3.7-3.8, ми отримали наступні особливості режимів короткого замикання:

- для режиму 2-фазного короткого замикання на землю: $J(U,I) \leq 1,22$;
- для режиму подвійного короткого замикання на землю: $J(U,I) \geq 1,58$.

В якості граничного значення прийняли значення функції $J(U,I) = 1,4$.

На основі отриманих результатів було виконано побудову алгоритму визначення виду міжфазних замикань для мережі (рис. 3.9) та залежності функції $J(U,I)$ від опору заземлення R_g (рис. 3.10).

Аналіз рис. 3.10 показує, що досліджувати режими з $R_g > 100$ Ом не має сенсу, оскільки графіки режимів 2-фазного короткого замикання на землю та подвійного короткого замикання на землю розходяться.



Рисунок 3.9 – Алгоритм визначення виду міжфазних пошкоджень досліджуваної мережі



Рисунок 3.10 – Залежність функції $J(U,I)$ від величини опору R_g

Для точки короткого замикання отримано осцилограми таких режимів:

- режиму трифазного короткого замикання (рис. 3.11-3.14);
- режиму двофазного короткого замикання (рис. 3.15-3.18);
- режиму двофазного короткого замикання на землю ($R_g = 0,001 \text{ Ом}$) (рис. 3.19-3.22);
- режиму подвійного замикання на землю точок К1 та К3 ($R_g = 0,001 \text{ Ом}$) (рис. 3.23-3.26).

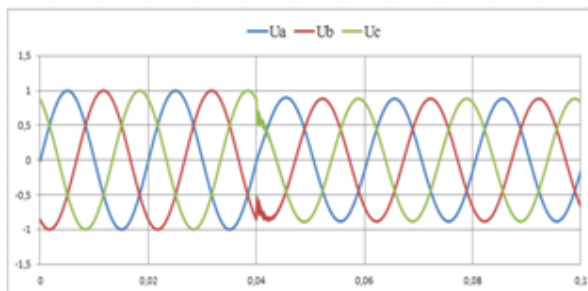


Рисунок 3.11 – Осцилограма фазних напруг на ПС при КЗ⁽³⁾

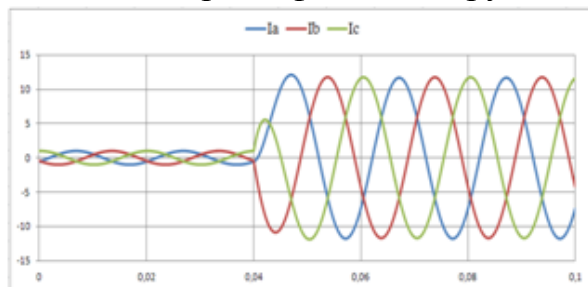


Рисунок 3.12 – Осцилограма струмів фаз на ПС при КЗ⁽³⁾

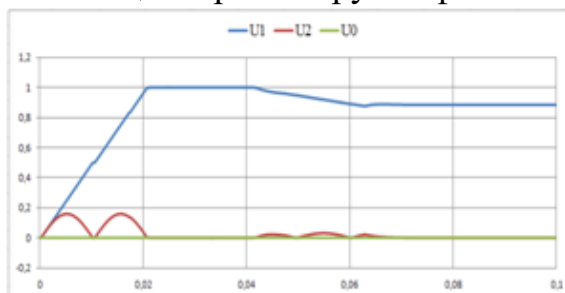


Рисунок 3.13 – Осцилограма напруг послідовностей на ПС при КЗ⁽³⁾

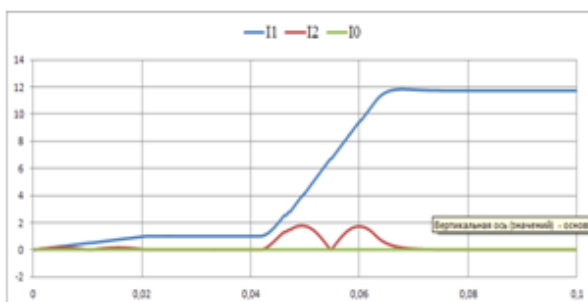


Рисунок 3.14 – Осцилограма струмів послідовностей на ПС при КЗ⁽³⁾

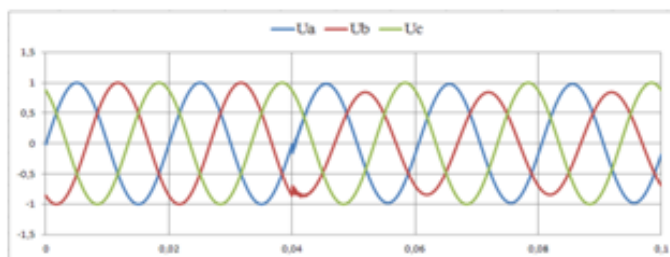


Рисунок 3.15 – Осцилограма фазних напруг на ПС при КЗ⁽²⁾

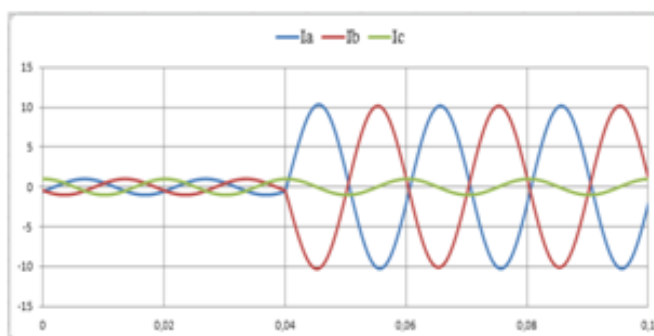


Рисунок 3.16 – Осцилограма струмів фаз на ПС при КЗ⁽²⁾

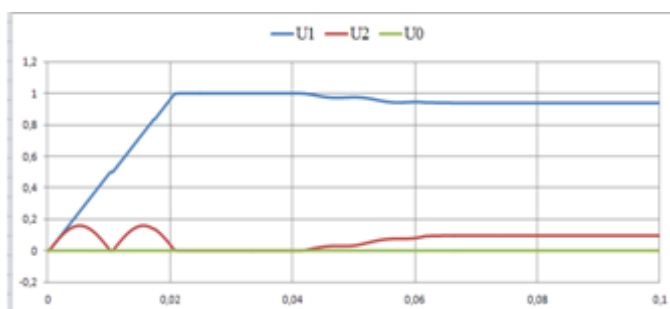


Рисунок 3.17 – Осцилограма напруг послідовностей на ПС при КЗ⁽²⁾

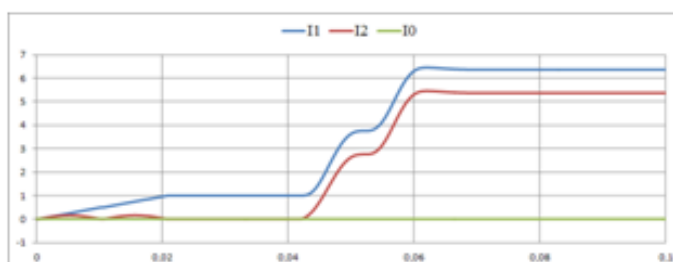


Рисунок 3.18 – Осцилограма струмів послідовностей на ПС при КЗ⁽²⁾

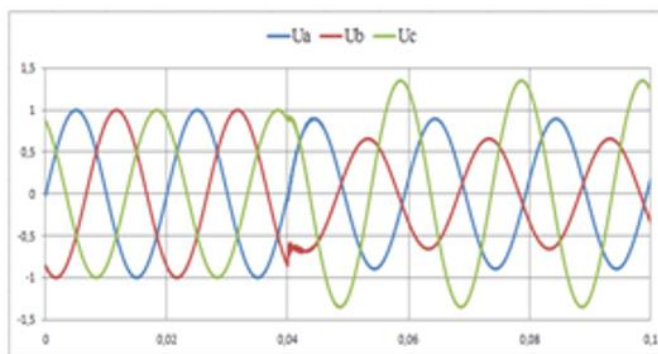


Рисунок 3.19 – Осцилограма фазних напруг на ПС при КЗ^(1,1)

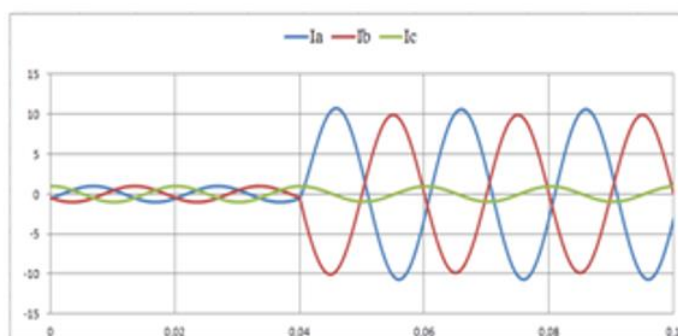


Рисунок 3.20 – Осцилограма струмів фаз на ПС при КЗ^(1,1)

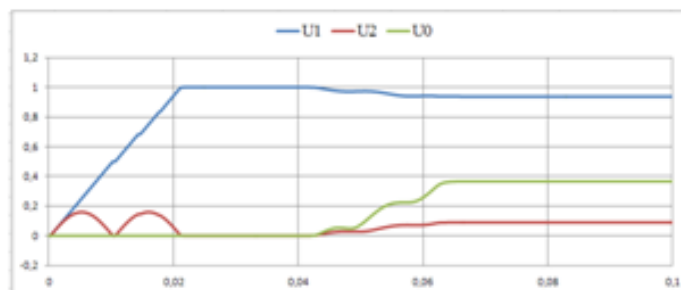


Рисунок 3.21 – Осцилограма напруг послідовностей на ПС при КЗ^(1,1)

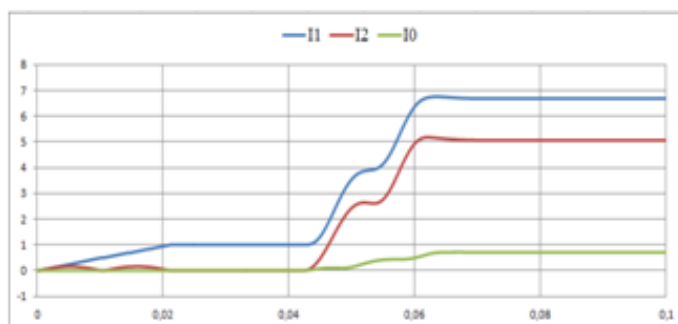


Рисунок 3.22 – Осцилограма струмів послідовностей на ПС при КЗ^(1,1)

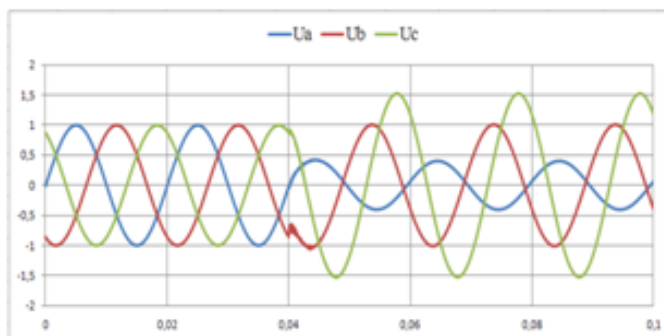


Рисунок 3.23 – Осцилограма фазних напруг на ПС при КЗ⁽¹⁺¹⁾

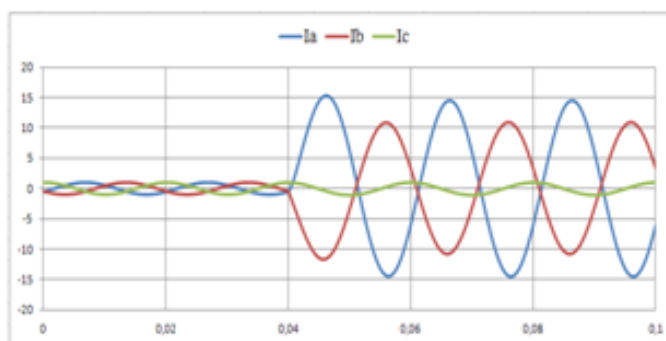


Рисунок 3.22 – Осцилограма струмів фаз на ПС при КЗ⁽¹⁺¹⁾

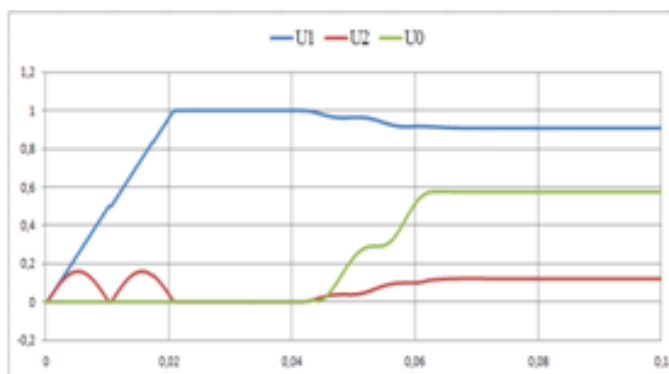


Рисунок 3.23 – Осцилограма напруг послідовностей на ПС при КЗ⁽¹⁺¹⁾

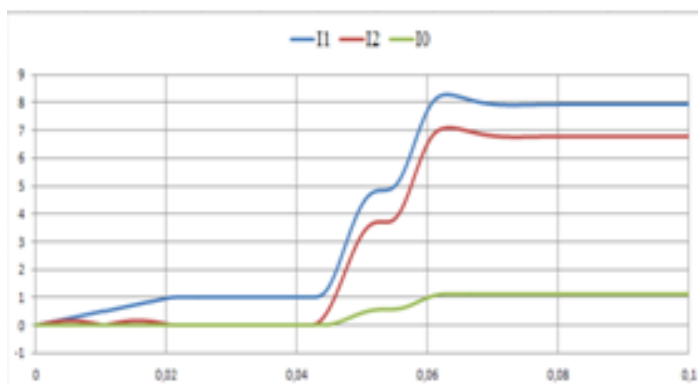


Рисунок 3.24 – Осцилограма струмів послідовностей на ПС при КЗ⁽¹⁺¹⁾

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях є системою забезпечення безпеки життя та здоров'я працівників у процесі трудової діяльності. Охорона праці виявляє та вивчає можливі причини виробничих нещасних випадків, професійних захворювань, аварій, вибухів, пожеж та розробляє систему заходів і вимог з метою усунення цих причин та створення безпечних і сприятливих для людини умов праці. З питаннями охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях нерозривно пов'язане й вирішення питань охорони навколишнього середовища. Складність завдань, що стоять перед охороною праці та безпекою в надзвичайних ситуаціях, вимагає використання досягнень і висновків багатьох наукових дисциплін, прямо чи опосередковано пов'язаних із завданнями створення здорових і безпечних умов праці. Оскільки головним об'єктом охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях є людина у виробничому процесі, то при розробці вимог виробничої санітарії використовуються результати досліджень низки медичних і біологічних дисциплін [33].

4.1 Вимоги до працюючих в електроустановках

Експлуатацію електроустановок має здійснювати спеціально підготовлений електротехнічний персонал.

Електротехнічний персонал організації поділяється на [34]:

- *адміністративно-технічний*, який організовує та бере безпосередню участь в оперативних перемиканнях, ремонтних, монтажних та налагоджувальних роботах в електроустановках. Цей персонал має права оперативного, ремонтного чи оперативно-ремонтного;

- *оперативний*, що здійснює оперативне управління електрогосподарством організації, структурного підрозділу, а також оперативне обслуговування електроустановок (огляд, проведення робіт у порядку поточної експлуатації, проведення оперативних перемикань, підготовку робочого місця, допуск та нагляд за працюючими);

- *ремонтний*, що виконує всі види робіт з ремонту, реконструкції та монтажу електрообладнання. До цієї категорії належить також персонал спеціалі-

зованих служб (випробувальних лабораторій, служб автоматики та контрольнo-вимірювальних приладів тощо), до обов'язків якого входить проведення випробувань, вимірювань, налагодження та регулювання електроапаратури тощо;

- *оперативно-ремонтний* - ремонтний персонал, спеціально навчений і підготовлений для виконання оперативних робіт на закріплених за ним установках.

Персонал організації, що здійснює експлуатацію електротехнологічних установок (електрозварювання, електроліз, електротермія тощо), а також складного енергонасиченого виробничо-технологічного обладнання, при роботі якого потрібне постійне технічне обслуговування та регулювання електро-апаратури, електроприводів, ручних електричних машин, переносних та переносних електроприймачів, переносного Електроінструмент, що має групу з електробезпеки II і вище, є електротехнологічним. У своїх правах та обов'язках електротехнологічний персонал прирівнюється до електротехнічного та підпорядковується у технічному відношенні енергослужбі організації.

Електротехнічному персоналу, що має групу з електробезпеки II - V включно, висуваються такі вимоги:

- особи, які не досягли 18-річного віку, не можуть бути допущені до самостійних робіт в електроустановках;
- особи з електротехнічного персоналу не повинні мати каліцтв та хвороб (стійкої форми), що заважають роботі в електроустановках;
- особи з електротехнічного персоналу після відповідної теоретичної та практичної підготовки повинні пройти перевірку знань з питань охорони праці в обсязі вимог, що визначаються професією та посадою, та мати посвідчення про перевірку знань з охорони праці при роботі в електроустановках (далі - посвідчення). За відсутності посвідчення або за наявності посвідчення з термінуванням перевірки знань, а також при не проходженні у встановлений термін медичного огляду працівник до роботи не допускається.

Періодична перевірка знань з питань охорони праці повинна проводитись у наступні терміни:

- 1 раз на рік - для електротехнічного персоналу, який безпосередньо обслуговує діючі електроустановки або виконує в них налагоджувальні, електромонтажні, ремонтні роботи або профілактичні випробування, а також для персоналу, який оформляє наряди, розпорядження та організує ці роботи;

- 1 раз на 3 роки - для інженерно-технічних працівників, які не належать до попередньої групи.

Ті, хто працює в електроустановках, повинні бути навчені практичним прийомам звільнення потерпілого від дії електричного струму, надання долікарської допомоги потерпілим при нещасних випадках [35].

4.2 Оперативне обслуговування та виконання робіт

Оперативне обслуговування електроустановок може здійснюватись оперативно-ремонтним персоналом, за яким закріплена дана електроустановка, та оперативно-виїзним персоналом, за яким закріплена група електроустановок.

Огляд електроустановок може виконувати одноосібно [36]:

- *оперативно-ремонтний персонал*, що обслуговує цю електроустановку, має групу з електробезпеки не нижче III для електроустановок до 1000В та групу з електробезпеки IV для електроустановок вище 1000 В;

- *адміністративно-технічний персонал*, що має групу з електробезпеки V в електроустановках напругою вище 1000В та має групу з електробезпеки IV в електроустановках напругою до 1000В.

Право одноосібного огляду електроустановок адміністративно-технічного персоналу надається наказом чи розпорядженням керівника організації чи розпорядженням особи, відповідальної за електрогосподарство.

Огляд електроустановок неелектротехнічним персоналом та екскурсії за наявності дозволу керівництва організації можуть проводитись під наглядом працюючого, який має право одноосібного огляду.

Персоналу, має право одноосібного огляду, під час огляду електроустановок напругою до 1000В дозволяється відчиняти двері щитів, складання, пультів управління та інших пристроїв без дотику до відкритих струмоведучих частин.

При огляді електроустановок напругою вище 1000В одноосібно забороняється відчиняти двері приміщень, камер комірок, не обладнаних огорожами або бар'єрами, що перешкоджають наближенню менш допустимої відстані до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою.

Камери комірки в РП слід оглядати через оглядові вікна з порога чи стоячи перед бар'єром. Під час огляду забороняється виконувати будь-які роботи, проникати за огорожі та бар'єри.

При замиканні на землю в електроустановках напругою 6...35 кВ наближатися до виявленого місця замикання на відстань менше 4 м ЗРП і менше 8 м в ВРП і ПЛ допускається лише звільнення людей, які потрапили під напругу. При цьому слід користуватися електрозахисними засобами.

Операції з роз'єднувачами, відокремлювачами, вимикачами навантаження напругою вище 1000 В з ручними приводами необхідно виконувати в електроізолюючих рукавичках та ботах.

При знятті та встановленні запобіжників під напругою необхідно користуватися [37]:

- в електроустановках напругою вище 1000 В - електроізолюючими штангами, рукавичками, засобами індивідуального захисту обличчя та очей, а також спеціальними пристосуваннями до штанг при заміні запобіжників із землі;
- в електроустановках напругою до 1000 В - електроізолюючими кліщами або рукавичками та засобами індивідуального захисту обличчя та очей.

Під напругою без навантаження допускається знімати та встановлювати запобіжники на щоглових та стовпових підстанціях, а також на приєднаннях, у схемі яких відсутні комутаційні апарати, що дозволяють зняти напругу.

Під навантаженням допускається замінювати запобіжники у вторинних колах, запобіжники трансформаторів напруги та запобіжники пробкового типу в електроустановках напругою до 1000 В.

Двері приміщень електроустановок, камер, щитів та збірок, крім тих, в яких виконуються роботи, повинні бути зачинені на замки. Порядок зберігання та видачі ключів від приміщень електроустановок визначається наказом чи розпорядженням керівника організації. Для кожного приміщення електроуста-

новки має бути не менше двох комплектів ключів, один із яких є резервним. Ключі від приміщень електроустановок повинні перебувати на обліку оперативно-ремонтного персоналу. В електроустановках без оперативно-ремонтного персоналу ключі можуть бути на обліку адміністративно-технічного персоналу. Ключі повинні бути пронумеровані, зберігатися в замкнених ящиках і видаватися під розписку:

- працюючим, які мають право одноосібного огляду, - від усіх приміщень;
- при виконанні робіт за нарядом або за розпорядженням - виробнику робіт (спостерігачу) - від приміщень, в яких виконуються роботи.

4.3 Заходи безпеки життєдіяльності в електроустановках

З метою забезпечення нормальних умов праці і життєдіяльності технічного персоналу при роботі в приміщеннях електричних підстанцій необхідно застосовувати такі технічні захисні заходи: малу напругу, контроль пошкодження ізоляції, забезпечення недоступності струмопровідних частин, захисне заземлення і занулення, подвійна ізоляція і захисне відключення [38].

Мала напруга - це напруга не більше 42 В між фазами і відносно землі, що застосовується для зменшення небезпеки ураження електричним струмом. У виробничих умовах ПУЕ передбачають застосування двох малих напруг 12 і 36 або 42 В. Напруга до 42 В включно повинна застосовуватися в приміщеннях з підвищеною небезпекою і особливо небезпечних для живлення таких електроприймачів: ручних електрифікованих інструментів без подвійної ізоляції, переносних ламп, світильників місцевого стаціонарного освітлення з лампами накачування, світильників загального освітлення звичайної конструкції з лампами розжарювання, розміщених над підлогою на висоті менше 2,5 м. Напруга не вище 12 В повинна застосовуватися для живлення ручних переносних ламп в особливо небезпечних приміщеннях при особливо несприятливих умовах роботи: в обмежених умовах або при зіткненні працюючого з великими металевими заземленими конструкціями.

Електрична ізоляція - це шар діелектрика або конструкція, виконана з діелектрика, якими покривають поверхні струмопровідних елементів або якими струмопровідні елементи відокремлюють від інших частин.

В електроустановках застосовують такі види ізоляції:

робоча ізоляція - електрична ізоляція струмопровідних частин електроустановки, що забезпечує її нормальну роботу і захист від ураження електричним струмом;

додаткова ізоляція - електрична ізоляція, передбачена додатково до робочої ізоляції для захисту від ураження електричним струмом на випадок пошкодження робочої ізоляції;

посилена ізоляція - поліпшена робоча ізоляція, що забезпечує таку ж ступінь захисту від ураження електричним струмом, як і подвійна ізоляція.

Блокування безпеки - це пристрої, що запобігають потраплянню технічного персоналу і студентів під напругу внаслідок помилкових дій. В дипломній роботі було використано механічне, електричне і електромагнітне блокування.

Механічне блокування застосовується в електричних апаратах (рубильниках, пусках, автоматичних вимикачах), а також в комплектних розподільних пристроях.

Електрична блокування застосовується в технологічних електроустановках напругою до 1000 В і випробувальних стендах при будь-яких напругах. Блокування відключає напругу від електроустановки при відкриванні дверей огорожень і дверцят кожухів або при знятті кришок. Для відключення напруги служать блокувальні контакти, які можуть включатися безпосередньо в силове коло або в коло управління пускового апарату, якщо управління електроустановкою дистанційне.

Електромагнітне блокування (ЕМБ) вимикачів, роз'єднувачів і заземлювальних ножів широко застосовується при різних схемах з'єднання обладнання і забезпечує певну послідовність включення і відключення цих апаратів. ЕМБ дозволяє виключити виникнення небезпечних ситуацій: включення або відключення роз'єднувача під навантаженням, включення заземлювальних ножів на ділянку лінії під напругою, подачу напруги на заземлений ділянку лінії.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі вирішена актуальна наукова задача, зокрема, виконано дослідження методів визначення міжфазних замикань в мережі з резистивним заземленням нейтралі.

У ході цієї кваліфікаційної роботи було розглянуто розподільчу мережу з низькоомним заземленням нейтралі, а для дослідження обрано магістральну схему мережі з одностороннім живленням.

Усі розрахунки виконано у програмному пакеті Matlab, для яких використовувались нормальні режими та режими міжфазних замикань.

За результатами проведених досліджень перехідних процесів розроблено алгоритм та визначено види міжфазних замикань. В якості аналізованої інформації було використано фазні струми та напруги, струми та напруги прямої, зворотної і нульової послідовностей. Встановлено такі індикатори пошкоджень:

- відсутність струмів зворотної послідовності – режими трифазного короткого замикання та трифазного короткого замикання на землю;
- відсутність струмів нульової послідовності при присутності струмів зворотної послідовності – режим двофазного короткого замикання;
- наявність струмів зворотної та нульової послідовності, значення функції $J(U, I) < 1,4$ – режим двофазного короткого замикання на землю;
- присутність струмів зворотної та нульової послідовності, значення функції $J(U, I) > 1,4$ - режим подвійного короткого замикання на землю.

Відрізнити режим трифазного короткого замикання від режиму трифазного короткого замикання на землю не вдалося.

У кваліфікаційній роботі додатково було виконано розрахунок максимального струмового захисту, проведено техніко-економічну оцінку ефективності використання засобів пошуку пошкоджень в електричних мережах. Термін окупності засобу пошуку за приблизними розрахунками становить біля 4 місяців.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Титенков С.С., Пугачов А.А. Режими заземлення нейтралі в мережах 6–35 кВ і організація релейного захисту від однофазних замыкань на землю // Енерго-експерт. – 2010. – №2. – С. 36–43.
2. Романовський В. І. Аналіз замикань на землю в мережах 6 кВ для вибору оптимального способу заземлення нейтралі / В. І. Романовський, С. М. Лебедка // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2012. – № 1. – С. 101-104
3. Аналіз ефективності існуючих режимів нейтралі мереж 6–35 кВ в енергетиці / Б.С. Стогній, В.В. Масляник, В.В. Назаров [та ін.] // Технічна електродинаміка. – 2012. – № 3. – С. 37–41.
4. План розвитку об'єднаної енергосистеми України на 2017–2026 рр. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/Proekt-Planu-rozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-roky.pdf>.
5. «Укренерго». План розвитку системи передачі на 2020–2029 роки. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/11/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2020-2029-roky-.pdf>.
6. Мусієнко А.Г. Шляхи підвищення надійності роботи міських розподільних мереж напругою 6–10 кВ / А.Г. Мусієнко, В.Ф. Сивокобиленко, М.П. Дергільов // Електричні мережі і системи. – 2003. – № 3. – С. 18–26.
7. ПУЕ Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання)/ Наказ від 21.07.2017 № 476 Про затвердження Правил улаштування електроустановок
8. Оробчук Б., Іванків А. Адаптивна система керування режимами електропостачання. Актуальні питання розвитку агропромислового комплексу. ВП НУБІП України «Бережанський агротехнічний інститут». - Бережани, 2016 р.
9. Лебедка С. М. Підвищення ефективності засобів компенсації ємнісних струмів в електричних мережах 6–10 кВ [текст]/ С. М. Лебедка // Енергетика та енергетичні системи: Наук.-техн. зб. – 2010. – Вип.85. – С. 316-317.
10. Шалін О. І. Релейний захист від замикань на землю в мережах із резистивним заземленням нейтралі : підручник / Олексій Іванович Шалін. – [Б. м.] : «ПНП БОЛІД». – 156 с

11. Релейний захист та автоматика електричних станцій: електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Рубаненко О.Є., Рубаненко О.О., Гунько І.О. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 1251с.
12. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: навчальний посібник / В. П. Кідиба. – Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. – 504 с.
13. Розрахунок миттєвих лінійних струмів трифазної мережі з ізольованою нейтраллю. URL: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.09>
14. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матененко / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.
15. Оробчук Б., Продан П., Лещук А. Підвищення селективності роботи автоматики при тривалих коротких замиканнях / VII Міжнародна науково-технічна конференція „Світлотехніка й електроенергетика: історія, проблеми, перспективи” : Тернопіль, 2024 р. – С. 63-64
16. Матвієнко С. В. Моніторинг технічного стану електричних мереж з ізольованою нейтраллю на основі розподіленої системи RC-фільтрів з обмежувачами перенапруг та телеметрією напруг / С.В. Матвієнко, В.П. Янович, О.О. Рубаненко, В.В. Явдик // Збірник наукових праць ВНАУ: Серія техніка, енергетика, транспорт АПК. – 2018. – № 2. – С. 48 – 53.
17. Які бувають ушкодження повітряних ліній. URL: [https:// https://svitlovodsk.kazavtoy.cx.ua/articles/jaki-buvajut-ushkodzhennja-povitrjanih-linij.html](https://svitlovodsk.kazavtoy.cx.ua/articles/jaki-buvajut-ushkodzhennja-povitrjanih-linij.html)
18. Snringfield T. Fault location methods for overhead lines / Snringfield T., Marihart D, Stevens R. // Power Apparatus and System . – 2004. – v. 31.
19. Оробчук Б., Микуляк В., Волос Р. Зниження втрат електроенергії в розподільних мережах при застосуванні накопичувачів енергії. / VII Міжнародна науково-технічна конференція „Світлотехніка й електроенергетика: історія, проблеми, перспективи”: Тернопіль, 2024 р. – С. 61-62

20. Кутін В.М. Автоматизація процесу пошуку пошкоджень в повітряних мережах напругою 6–35 кВ. Автоматика 2006 ; XIII Міжнародна конференція з автоматичного управління., 25–28 вересня 2006 р. – Вінниця, 2006. – С. 119.
21. Пантелєєва І. (2021). Визначення місць пошкодження повітряних ліній електропередачі. Збірник наукових праць SCIENTIA. URL: <https://ojs.ukrlogos.in.ua/index.php/scientia/article/view/10498>
22. Fault location on distribution systems: an update on EPRI and DOE research. Tom Short. EPRI IEEE Distribution Subcommittee presentation, Orlando, FL, Jan. 10, 2007.
23. Ткач В. І. Вплив однофазних замикань на землю на експлуатаційні показники надійності повітряних ліній 6-10 кВ ПАТ "Чернігівобленерго" / В. І. Ткач, В. М. Безручко, Р. О. Буйний // Вісник Національного технічного університету "ХПІ". Сер. : Нові рішення в сучасних технологіях = Bulletin of the National Technical University "KhPI". Ser. : New solutions in modern technology : зб. наук. пр. – Харків : НТУ "ХПІ", 2019. – № 1. – С. 120-126.
24. Кутін В. М. Дистанційний метод визначення місця міжфазного короткого замикання в розподільній мережі 6–35 кВ з повітряними лініями електропередачі / Кутін В. М. Луцяк В. В. // Вісник КДПУ.– 2006. – № 3 (38), Ч. 2. – С. 75–76
25. Оробчук Б., Терновий В. Підвищення надійності роботи силового обладнання підстанцій. Актуальні питання розвитку агропромислового комплексу. ВП НУБІП України «Бережанський агротехнічний інститут». - Бережани, 2017 р.
26. Яндульський О.С. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронний ресурс] : навчальний посібник / О.С. Яндульський, О.О. Дмитренко; НТУУ «КПІ».– Електронні текстові дані (1 файл: 1,36 Мб). – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 103 с
27. Дмитренко О. О. Розрахунок параметрів спрацювання захистів за струмом електричних мереж 6–35 кВ: Методичні вказівки. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2014. - 49 с.
28. Експлуатація вимикачів. URL: <https://leg.co.ua/arhiv/podstancii/maloobemnyemaslyanye-vyklyuchateli-3-10-kv-13.html>

29. Толочко О.І. MATLAB, Simulink, Simpowersystem. Основи програмування: лабораторний практикум [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» з дисципліни «Пакети прикладних програм», ч. I, спеціалізація "Системи управління виробництвом і розподілом електроенергії" / О. І. Толочко; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 8241 кБ). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. – 226 с.
30. Розрахунок характеристик трансформаторів і електричних машин. Контрольні запитання, розрахункові завдання і методичні вказівки з дисципліни «Електричні машини» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. В.В. Шевченко, О.Ю. Юр'єва, А.В. Єгоров ; за ред. В.І. Мілих – Харків : НТУ «ХПІ», 2019. – 32 с.
31. Методичні вказівки до виконання комп'ютерних практикумів з дисципліни «Основи комп'ютерних технологій аналізу та синтезу електричних машин». Ч2.: «Використання комп'ютерних систем математичних розрахунків MATLAB та FEMM для аналізу електричних машин» для студентів електромеханічних спеціальностей / Уклад.: Ю.М. Васьковський, Ю.А. Гайдено, С.С. Цивінський. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 105 с.
32. Варецький Ю. О., Наконечний Т. І. Оцінка вищих гармонік в електричній мережі на основі непрямих вимірювань. Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи. 2007. № 687. С. 6 – 12.
33. Закон України «Про охорону праці». <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/>
34. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Третьякова Л.Д., Мітюк Л.О. Охорона праці і промислова безпека: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2010. - 425 с.
35. Методичний посібник для здобувачів освітнього ступеня «магістр» всіх спеціальностей денної та заочної (дистанційної) форм навчання «Безпека в надзвичайних ситуаціях» / В.С. Стручок –Тернопіль: ФОП Паляниця В.А., –156 с.
Отримано з <https://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/39196>
36. Кухаровський П. П. Електробезпека на виробництві та в побуті. Хмельницький: [б.в.], 2007. 240 с.

37. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2002. 46 с.
38. Серіков Я.О. Основи охорони праці: Навчальний посібник для студентів вищих закладів освіти. - Харків, ХНАМГ, 2007. - 227 с.
39. Оробчук Б.Я., Буняк О.А., Бабюк С.М., Сисак І.М., Вакуленко О.О. Методичні вказівки щодо виконання та оформлення дипломної роботи за ступенем «магістр». Тернопіль, ТНТУ імені Івана Пулюя, 2017 р.