

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Дослідження методів та засобів захисту від подвійних замкнень на
землю повітряних ліній»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-20м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка освітня
програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Гасич В.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., професор каф. ЕСС

Рубаненко О. Є.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Опонент:

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Вінниця ВНТУ - 2021 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

_____ 2021 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

_____ Гасичу Владиславу Володимировичу _____

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Дослідження методів та засобів захисту від подвійних замкнень на землю повітряних ліній

керівник роботи к.т.н., проф каф. ЕСС Рубаненко О.О.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2021 року № 277

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2021 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Номінальна напруга системи 110 кВ, трансформатор ТД-10000/110 потужністю 10 МВт та номінальною напругою 110/10 кВ; ввідний вимикач ВР0 та фідерні вимикачі типу Evolis номінальною напругою 10 кВ; відстань від шин підстанції до підприємства 1 км та потужністю на першому фідері 2 МВт, другому фідері 3 МВт та третьому фідері 4 МВт

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Загальні відомості про розподільні електричні мережі. 2. Релейний захист та автоматика мереж 6-35 кВ. 3. Математичне моделювання струмів та напруг під час однофазних та подвійних замкнень в розподільних електричних мережах. 4. Комп'ютерні моделі розподільних електричних мереж в пакеті прикладних програм для

числового аналізу MATLAB. 5. Методологічні основи оцінки ефективності інвестиційних проектів і впровадження нової техніки у системах електропостачання на залізничному транспорті. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
 5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Діаграми пошкоджуваності електричних мереж 6-35 кВ. 2. Схема розподілу повних струмів. 3. Схема комп'ютерної моделі РЕМ 10 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Рубаненко О. О., к.т.н., доц. професор кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Бондаренко Є. А. д.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 24 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	
2	Загальні відомості про розподільні електричні мережі	07.09.21	12.09.21	
3	Релейний захист та автоматика мереж 6-35 кВ	13.09.21	05.10.21	
4	Математичне моделювання струмів та напруг під час однофазних та подвійних замкнень в розподільних електричних мережах	06.10.21	20.10.21	
5	Комп'ютерні моделі розподільних електричних мереж в пакеті прикладних програм для числового аналізу MATLAB	21.10.21	30.10.21	

6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.21	10.11.21	
7	Техніко-економічна частина	11.11.21	16.11.20	
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	

Студент

(підпис)

_____ Гасич В. В. _____

Керівник роботи

(підпис)

_____ О. О.Рубаненко _____

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	9
ANNOTATION	10
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	11
ВСТУП	12
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОЗПОДІЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ	14
1.1 Дослідження режимів нейтралі в розподільних мережах напругою 6-35 кВ	14
1.2 Дослідження пошкоджуваності електричних мереж 6-35 кВ	19
Висновки до першого розділу.....	20
2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА МЕРЕЖ 6-35 кВ	21
2.1.1 Загальні відомості про релейного захист розподільних електричних мереж. Класифікація	21
2.1.2 Релейний захист мережах 6–35 кВ з ізольованою нейтраллю ..	22
2.1.3 Релейний захист повітряних ліній 110-750 кВ.....	22
2.1.3.1 Максимальний струмовий захист.....	22
2.1.3.2 Струмова відсічка	31
2.1.3.3 Струмовий ступеневий захист	33
2.1.3.4 Струмовий направлений захист	34
2.1.3.5 Струмові диференційні захисти	35
2.1.3.6 Дистанційні захисти.....	35
2.2 Розрахунки уставок захистів ЛЕП.....	36
Висновки до другого розділу	41
3 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СТРУМІВ ТА НАПРУГ ПІД ЧАС ОДНОФАЗНИХ ТА ПОДВІЙНИХ ЗАМКНЕНЬ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ.....	42
3.1 Математичне моделювання струмів та напруг в розподільних електричних мережах під час замкнень фази на землю в	

одній точці.....	42
3.2 Математичне моделювання струмів та напруг в розподільних електричних мережах під час подвійних замкнень	44
3.2.1. Математичні моделі при заданих ЕРС генераторів.....	45
3.2.2. Математичні моделі параметрів режимів КЗ в розподільних електричних мережах.....	53
3.2.2.1. Замкнення на землю фази А ЛЕП 1 та фази В ЛЕП 2.....	53
3.2.2.2. Замкнення перед та за силовим трансформатором	55
3.2.2.3. Розрахунок струмів та напруг під час металевого замкнення на землю фази В ЛЕП 1 та фази С ЛЕП 2.....	57
Висновки до третього розділу	64
4 КОМП'ЮТЕРНІ МОДЕЛІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ В ПАКЕТІ ПРИКЛАДНИХ ПРОГРАМ ДЛЯ ЧИСЛОВОГО АНАЛІЗУ MATLAB	65
4.1 Опис досліджуваного фрагменту схеми розподільної електричної мережі (РЕМ)	65
4.2 Спрощена комп'ютерна модель РЕМ.....	68
4.2.1 Спрощена схема комп'ютерної моделі РЕМ та її опис	68
4.2.2 Результати моделювання з використанням спрощеної комп'ютерної моделі РЕМ.....	70
Висновки до четвертого розділу.....	72
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	73
5.1 Розрахунок економічного ефекту від впровадження сучасних захистів від замкнень в розподільних електричних мережах	74
Висновки до п'ятого розділу	80
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	81
6.1 Задачі розділу	81
6.2 Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією реле	81

6.3 Організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу при ремонті та експлуатації реле. Розрахувати параметри заземлювального пристрою розподільної установки 330кВ.....	84
6.4 Обґрунтувати основні заходи протипожежного захисту для приміщення релейного захисту	89
6.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи обладнання ПС 110/10 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	92
6.5.1 Дослідження безпеки роботи обладнання ПС 110/10 кВ в умовах дії іонізуючого випромінювання.....	94
6.5.2 Дослідження безпеки роботи обладнання ПС-110/10 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	95
6.6 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи обладнання ПС-110/10 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	97
Висновки до шостого розділу	98
ВИСНОВКИ	100
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	101
Додаток А. Антиплагіат	106
Додаток Б. Технічне завдання	107
Додаток В. Аналіз впливу параметрів ЛЕП 10 кВ в місці КЗ на струми в ЛЕП.....	111
Додаток Г. Конструктивні особливості повітряних і кабельних розподільчих електричних мереж.....	118
Додаток Г. Дослідження пошкоджуваності електричних мереж 6-35 кВ.....	126
Додаток Д. Загальні відомості про релейний захист.....	130
Додаток Е. Математичне моделювання струмів та напруг в розподільних електричних мережах під час замкнень фази на землю	

в одній точці за допомогою симетричних складових.....	156
Додаток Є. Ілюстративний матеріал	168

АНОТАЦІЯ

Гасич Владислав Володимирович «Дослідження методів та засобів захисту від подвійних замкнень на землю в повітряних лініях». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця : ВНТУ. 2021. – с. Бібліогр.:45. Рис.: 59. Табл.:15.

В магістерській кваліфікаційній роботі досліджено режими нейтралі в розподільних мережах напругою 6-35 кВ. Розглянуто конструктивні особливості повітряних і кабельних розподільчих електричних мереж. Досліджено пошкоджуваності електричних мереж 6-35 кВ. Досліджено основні типи релейний захист повітряних ліній 110-750 кВ.

Виконано розрахунки струмів та напруг під час однофазних та подвійних замкнень в розподільних електричних мережах. Обґрунтовано економічний ефекту від впровадження сучасних захистів від замкнень в розподільних електричних мережах.. У розділі охорони праці було визначено умови безпеки при роботі в релейному залі в електроустановці.

Ключові слова: коротке замкнення, релейний захист, розподільна електрична мережа, подвійні замкнення, пошкодження.

ANNOTATION

Gasych Vladyslav Volodymyrovych "Research of methods and means of protection against double earth faults in overhead lines". Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU. 2021. - p. Bibliogr:45. Fig.:59. Table:15.

In the master's qualification work the modes of neutral in distribution networks with voltage of 6-35 kV are investigated. The design features of air and cable distribution electrical networks are considered. Damage of 6-35 kV electric networks was investigated. The main types of relay protection of 6-750 kV overhead lines have been studied.

Calculations of currents and voltages during single-phase and double short circuits in distribution electric networks are performed. The economic effect of the introduction of modern protection against short circuits in the distribution electrical networks is substantiated. In the section of labor protection the safety conditions at work in the relay hall in the electrical installation were determined.

Keywords: short circuit, relay protection, distribution electric network, double short circuits, damages.

СКОРОЧЕННЯ ТА УМОВНІ ПОЗНАКИ

РЕМ – розподільні електричні мережі

КЗ – коротке замикання

ОЕС – об'єднана енергосистема України

ЛЕП – лінія електропередачі

КЛЕП – кабельна лінія електропередачі

ПЛЕП – повітряна лінія електропередачі

РЗ – релейний захист

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

МСЗ – максимальний струмовий захист

СВ – струмова відсічка

ДЗ – диференційний захист

ВЧ – високочастотний захист

ВСТУП

Короткочасні режими електричних розподільних мереж обумовлені, як правило виникненням і наступною ліквідацією коротких замикань (КЗ), пофазних відключень і увімкненням вимикачів і інших комутаційних пристроїв.

Виникають режими складного пошкодження (одночасні КЗ і розрив фаз), наприклад ,в числі однофазного автоматичного повторного включення, яка застосовується на лініях середньої напруги при однофазних КЗ,а також при автоматичному шунтуванні різних фаз установки поперечно ємнісного компенсатора при КЗ поблизу місця її установки.

Показники надійності систем електропостачання в цілому значною мірою визначаються рівнем надійності розподільних електричних мереж напругою 6-35 кВ. За даними різних літературних джерел аварійність в мережах напругою 6-35 кВ є дуже високою.

Тому дослідження пошкоджуваності в цих мережах і засобів захисту мереж від них в наш час актуальною задачею.

Тому дослідження пошкоджуваності в цих мережах і засобів захисту мереж від них в наш час актуальною задачею.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської дипломної роботи є вдосконалення методів селективного захисту мереж з ізольованою нейтраллю.

Відповідно до мети в магістерській дипломній роботі поставлені і вирішуються наступні задачі:

1. Дослідити режими нейтралі та пошкоджуваності розподільних електричних мереж .
2. Проаналізувати види та особливості релейного захисту розподільних електричних мереж.
3. Розробити математичні моделі струмів і напруг в розподільних мережах підчас замкнень.

4. Розробити комп'ютерну модель подвійних замкнень MATLAB SIMULINK

5. Визначити економічний ефект від впровадження сучасних захистів від замкнень в розподільних електричних мережах

6. Розглянути заходи з охорони праці та цивільного захисту.

Об'єктом досліджень є процеси в розподільних електричних мережах під час замкнень.

Предметом дослідження є методи та засоби релейного захисту розподільних електричних мереж від замкнень.

Методи досліджень

В роботі було використана теорія електротехніки для дослідження струмів в розподільних електричних мережах під час їх пошкоджень, а також теорії релейного захисту для аналізу методів і засобів для захисту розподільних електричних мереж від замкнень.

Наукова новизна: отримав подальший розвиток метод визначення струмів КЗ в РЕМ під час подвійних замкнень, який шляхом використання симетричних складових дозволяє визначати струми складних несиметричних замкнень.

Практичне значення полягає у результатах розрахунків струмів в РЕМ під час подвійних замкнень з використанням розробленої комп'ютерної моделі РЕМ в пакеті MATLAB, що дає можливість враховувати ці результати для аналізу селективності роботи релейного захисту.

Апробація результатів роботи публікації. Основні результати роботи розглядалися та були схвалені на конференції [42.43].

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОЗПОДІЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

1.1 Дослідження режимів нейтралі в розподільних мережах напругою 6-35 кВ

Вибір способу заземлення нейтралі пов'язаний головним чином поведінкою системи під час замикань на землю. Переважна частина замикань виникає на ПЛ в результаті імпульсного перекриття при влученні блискавки з наступним переходом імпульсного перекриття в дуговий розряд. Прийнятий спосіб заземлення нейтралі винен у першу чергу забезпечити найбільш швидку ліквідацію дуги замикання на землю наскільки можна без порушення електропостачання споживачів. Вибір режиму заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ (або, інакше, способу заземлення нейтралі) - виключно важливе питання при проектуванні та експлуатації (реконструкції). Режим заземлення нейтралі у мережі 6-35 кВ визначає:

- струм у місці пошкодження та перенапруги на непошкоджених фази при однофазному замиканні;
- схему побудови релейного захисту від замикань на грішну землю;
- рівень ізоляції електрообладнання;
- вибір ОПН для захисту від перенапруг;
- безперебійність електропостачання;
- допустимий опір контуру заземлення підстанції;
- безпека персоналу та електрообладнання при однофазних замиканнях.

Режим заземлення нейтралі у мережі 6-35 кВ впливає на значне число технічних рішень, що реалізуються у конкретній мережі.

У мережах середньої напруги (з номінальною напругою до 69 кВ за зарубіжною класифікацією) застосовуються чотири режими заземлення нейтралі.

Тобто, всього у світі в мережах середньої напруги (до 69кВ), на відміну від мереж високої напруги (110кВ і вище), використовуються чотири можливі варіанти заземлення нейтральної точки мережі:

- ізольована (незаземлена);
- заземлена через дугогасний реактор;
- заземлена через резистор (низькоомний або високоомний);
- глухозаземлена.

Крім зазначених чотирьох режимів заземлення нейтралі у світі застосовується також комбінація (паралельне включення) дугогасного реактора та резистора. Наприклад, така комбінація зустрічається у повітряних мережах 20кВ Німеччини, де дугогасний реактор забезпечує гасіння короточасних однофазних перекриттів ізоляції на землю, а низькоомний резистор підключається до нейтралі мережі паралельно реактору тільки короточасно спеціальним однофазним силовим вимикачем. Резистор у такій схемі служить для селективного визначення фідера зі стійким однофазним замиканням на землю [1].

Для режиму з ізольованою нейтраллю нейтральна точка джерела (генератора або трансформатора) не приєднується до контуру заземлення. В Україні розподільні мережі 6-10 кВ живляться як правило від обмоток трансформаторів, які з'єднуються в трикутник (рис. 1.1), тому нейтральна точка фізично відсутня.

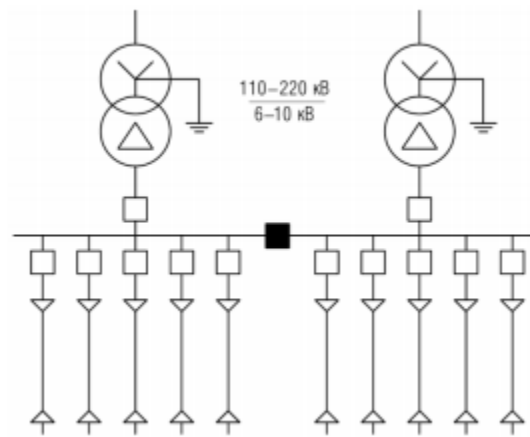


Рисунок 1.1 – Схема двох трансформаторної підстанції з ізольованою нейтраллю

В результаті аналізу можна зробити висновки, що перевагами режиму з ізольованою нейтраллю є:

- відсутність необхідності в негайному відключенні першого однофазного замикання на землю;
- малий струм в місці пошкодження (при малій ємності мережі на землю).

Недоліками цього режиму нейтралі є:

- можливість виникнення дугових перенапруг при переміжному характері дуги з малим струмом (одиниці-десятки ампер) в місці однофазного замикання на землю.

Нейтраль, заземлена через дугогасний реактор, також досить часто застосовується в Україні. Цей спосіб заземлення нейтралі, як правило, знаходить застосування в розгалужених кабельних мережах промислових підприємств і міст. При цьому способі нейтральну точку мережі отримують, використовуючи спеціальний трансформатор (рис. 1.2).

В Україні режим заземлення нейтралі через дугогасний реактор застосовується в основному в розгалужених кабельних мережах з великими ємнісними струмами.

Перевагами цього методу заземлення нейтралі є:

- відсутність необхідності в негайному відключенні першого однофазного замикання на землю;
- малий струм в місці пошкодження (при точній компенсації - налаштування дугогасного реактора в резонанс);

Недоліками даного режиму заземлення нейтралі є:

- виникнення дугових перенапруг при значному розладі компенсації;
- можливість виникнення багатократних ушкоджень при тривалому існуванні дугового замикання в мережі;

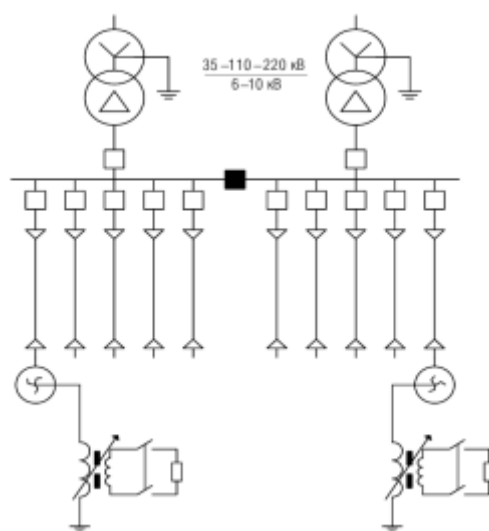


Рисунок 1.2 – Понижувальна підстанція із заземленою через дугогасний реактор нейтраллю на стороні 6-10 кВ

Можливість використання резистивного заземлення нейтралі в мережах середньої напруги в Україні введена згідно ПУЕ з 2017 року. У той же час, якщо оцінювати світову практику, то резистивне заземлення нейтралі - це найбільш широко застосовуваний спосіб (див. табл. 1.3).

Можливі два варіанти реалізації резистивного заземлення нейтралі: високоомне або низькоомне. При високоомному заземленні нейтралі резистор вибирається таким чином, щоб струм, створюваний ним в місці

однофазного пошкодження, дорівнював або був більшим ємнісного струму мережі. Це гарантує відсутність дугових перенапруг при однофазних замиканнях. Як правило, сумарний струм в місці пошкодження при високоомному заземленні нейтралі не перевищує 10 А. Тобто високоомним заземленням нейтралі є таке заземлення, яке дозволяє не вимикати однофазне замикання негайно. Відповідно високоомне заземлення нейтралі може застосовуватися тільки в мережах з малими власними ємнісними струмами до 5-7 А. В мережах з великими ємнісними струмами допустимим є застосування тільки низькоомного заземлення нейтралі.

Перевагами резистивного заземлення нейтралі є:

- відсутність дугових перенапруг високої кратності і багатократних ушкоджень в мережі, ферорезонансних процесів;
- відсутність необхідності у відключенні першого однофазного замикання на землю (тільки для високоомного заземлення нейтралі);

Недоліками резистивного режиму заземлення нейтралі є:

- збільшення струму в місці пошкодження;
- необхідність у відключенні однофазних замикань (тільки для низькоомного заземлення) [41];

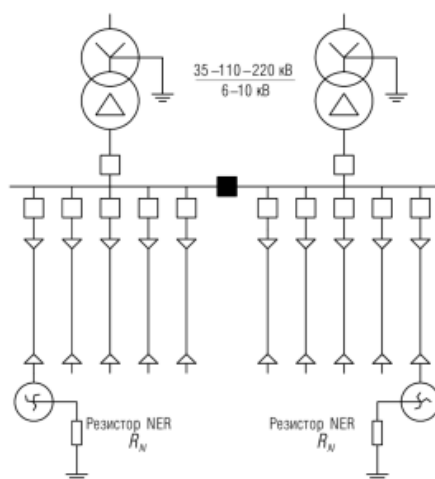


Рисунок 1.3 – Знижувальна підстанція із заземленою через резистор нейтраллю на стороні 6-10 кВ

1.2 Дослідження пошкоджуваності електричних мереж 6-35 кВ

Показники надійності систем електропостачання в цілому значною мірою визначаються рівнем надійності розподільних електричних мереж напругою 6-35 кВ. За даними різних літературних джерел аварійність в мережах напругою 6-35 кВ, працюючих в режимі з ізольованою або резонансно-заземленою нейтраллю, значною мірою пов'язана з внутрішніми перенапруженнями.

Найбільш типовими внутрішніми перенапруженнями в мережах 6-35 кВ являються:

- комутаційні, виникаючі в результаті спрацювання комутуючих апаратів, викликані технологічними перемиканнями;
- аварійні, можливі із-за перехідних процесів при перекритті ізоляції в результаті удару блискавки (у повітряних лініях) або при нестійкому (що перемежається) горінні дуги в місці однофазного замикання на землю в мережі з ізольованою нейтраллю (переважно в кабельних лініях);
- резонансні в мережах з дугогасильними реакторами. Резонансні перенапруження можуть виникнути в нейтралі і фазах мережі з дугогасильним реактором внаслідок резонансу в контурі, що складається з його індуктивності і місткості мережі на землю;
- різноманітні ферорезонансні.

Аналіз матеріалів автоматичної реєстрації і досвіду експлуатації мереж 6-35 кВ дозволяють зробити наступні висновки:

- перенапруження від дуги, що перемежається, викликають ушкодження ослабленої ізоляції в інших точках мережі;
- відшукування і усунення місць з ослабленою ізоляцією звичайне досить скрутні, оскільки при цьому потрібні багатократні відключення одних і тих же елементів мережі;
- значну долю ушкоджень в мережах складають ушкодження опорних і прохідних ізоляторів і комутаційних апаратів;

- питома пошкоджуваність комутаційних апаратів від внутрішніх перенапружень досить висока і всього в 3 рази нижче, ніж від грозових перенапружень.

Головними причинами замикань на землю є:

– в повітряних мережах: ушкодження опор ліній, перекриття і ушкодження ізоляції на опорах, ушкодження кабельних муфт під час переходу повітряних ліній в кабельні;

– в кабельних мережах ушкодження ізоляції на підстанціях, ушкодження кінцевих і сполучних муфт, ушкодження при земляних роботах в районі траси кабелю, ушкодження в кабелях.

Найуразливішим елементом електричної мережі при дії внутрішніх перенапружень є кабелі, зокрема місця з'єднання їх один з одним і з іншими елементами мережі. Тому значна доля ушкоджень пов'язана з перенапруженнями при однофазних замиканнях на землю в кабельних мережах (за даними - 77 % числа ушкоджень).

Висновки до першого розділу:

1. Робота електричних мереж напругою від 3 кВ до 35 кВ в основному застосовують з ізольованою нейтраллю, або глухо заземленою нейтраллю через дугогасний реактор або резистор.

2. Заземлення нейтралі через дугогасний реактор застосовується в основному в розгалужених кабельних мережах з великими ємнісними струмами.

3. Основні пошкодження в мережах напругою 6-35 кВ, працюючих в режимі з ізольованою нейтраллю, значною мірою пов'язані з внутрішніми перенапруженнями.

2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА МЕРЕЖ 6-35 кВ

2.1.1 Загальні відомості про релейний захист розподільних електричних мереж

Складність сучасної електроенергетичної системи (ЕЕС), визначається великою кількістю електроустановок (наприклад генераторів, трансформаторів, ліній, двигунів, електровозів, електропечей та ін.), різних схем первинних (головних) і вторинних (вимірювальних, контрольних, управлінських та ін.) електричних з'єднань і особливостей технологічного процесу. Розглянемо головні особливості режимів роботи електричних мереж:

1. У кожен момент часу вироблення електроенергії має відповідати її споживанню, що забезпечується безперервністю і взаємозв'язком процесів виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії (зі збільшенням споживання електричної потужності має збільшуватися її вироблення, і навпаки).

2. Велика швидкість поширення електромагнітних збурень в електричних мережах, для ліквідації аварій у яких мають застосовуватися тільки автоматичні пристрої. Перехідні процеси в елементах електричних мереж часто супроводжуються відхиленнями параметрів електроенергії від допустимих значень параметрів нормальних експлуатаційних режимів.

Ненормальні режими призводять до збільшення струму, зниження напруги, відхилення частоти. Найбільш частим ненормальним режимом є перевантаження устаткування, викликане збільшенням струму понад номінальне значення. Якщо струм, що проходить по обладнанню, перевищує номінальне значення, то виділяється додаткове тепло, температура струмопровідних частин та ізоляції через деякий час перевершує допустиму величину, що призводить до швидкого зносу ізоляції та її пошкодження. Для

попередження пошкодження обладнання при перевантаженні необхідно вжити заходів до розвантаження або вимикання частини споживачів.

Небезпечно для ізоляції підвищення напруги може виникнути при односторонньому вимиканні або вмиканні довгої лінії. При зниженні частоти і напруги створюється небезпека для нормальної роботи споживачів і стійкості енергосистем, а підвищення напруги і струму загрожує можливими пошкодженнями обладнання та ліній.

Ненормальні режими часто є попередниками аварійних режимів, які, як наслідок, призводять до економічних втрат і збитків. Для забезпечення нормальної роботи електричних мереж необхідно швидше проводити виявлення і відділення місця пошкодження від непошкоджених ділянок, відновлюючи, таким чином, нормальні умови роботи електричних мереж і споживачів. У зв'язку з цим виникає необхідність у створенні і застосуванні ефективних автоматичних пристроїв, що виконують певні операції і захищають електричні мережі та їхні елементи від небезпечних наслідків пошкоджень і ненормальних режимів.

Ліквідацію аварійних режимів здійснює релейний захист (РЗ), який тісно пов'язаний з пристроями автоматики для швидкого відновлення нормального режиму.

2.1.2 Релейний захист мережах 6–35 кВ з ізолюваною нейтраллю

У мережах 6–10 кВ з ізолюваною нейтраллю (у тому числі і з нейтраллю, заземленою через дугогасильний реактор) мають бути передбачені пристрої релейного захисту від багатofазних замикань і однофазних замикань на землю.

2.1.3 Релейний захист повітряних ліній 110 кВ

2.1.3.1 Максимальний струмовий захист

Принципова схема МСЗ показана на рис. 2.1. Вимірним органом МСЗ є реле максимального струму КА. Це реле спрацьовує за струму у первинному колі і відповідно – у вторинному, більшому від струму спрацювання реле – уставки реле. Після спрацювання реле КА замикає свої контакти і подає живлення на обмотку реле часу КТ, що затримує спрацювання захисту. Затримка необхідна для забезпечення селективної роботи МСЗ. Реле часу спрацьовує та з витримкою часу подає живлення на послідовно увімкнені обмотки реле – вказівного КН та проміжного КЛ. Вказівне реле КН сигналізує про спрацювання МСЗ. Реле КН залишається у спрацьованому стані навіть після припинення живлення його обмотки, тобто після повернення схеми у вихідний (доаварійний) стан після спрацювання. Якір реле можна повернути у вихідне положення тільки вручну. Це необхідно для того, щоби обслуговуючий персонал міг встановити, який саме захист спрацював, тому що вся схема після вимкнення пошкодження повернеться у вихідний (доаварійний) стан. Реле КЛ призначене для розмноження контактів (якщо потрібно комутувати одночасно декілька кіл) та для комутації кіл зі значними струмами. Наприклад, для спрацювання електромагніту вимкнення вимикача 10 кВ потрібен струм 1–4 А. Тому реле КЛ виконують з багатьма потужними контактами. Після спрацювання проміжне реле замикає свої контакти КЛ, що подають (через замкнені блок-контакти увімкненого вимикача Q) живлення на електромагніт вимкнення вимикача УАТ, тоді електромагніт спрацьовує, вимикач Q вимикається. Щоб запобігти згорянню котушки електромагніту вимкнення УАТ за рахунок тривалого протікання по ній струму (після вимкнення КЗ. – у разі злипання якоря, контактів проміжного реле КЛ), – послідовно в колі живлення електромагніту УАТ передбачені блок-контакти вимикача Q. Ці блок-контакти розмикаються після вимкнення вимикача, ТА – трансформатор струму. ТС в вторинних колах відіграє велику роль тим, що він перетворює значення струму до

такого значення, що можна виміряти, наприклад 1 або 5 А. До вторинної обмотки ТС приєднуються вимірювальні прилади та релейний захист [44].

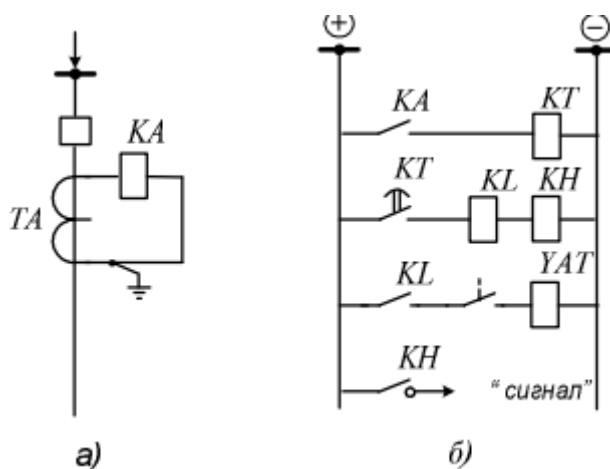


Рисунок 2.1 – Принципова схема МСЗ

Розрахунок МСЗ зводять до визначення:

- первинного струму спрацювання;
- вторинного струму спрацювання, залежно від прийнятої схеми захисту та типу реле;
- часу спрацювання.

Для захистів із залежною витримкою часу – вибору характеристики спрацювання. Крім розрахунку основних параметрів спрацювання МСЗ перевіряють трансформатори струму, а також термічну стійкість лінії під час протікання струму КЗ протягом вибраного часу спрацювання МСЗ. Параметрами спрацювання МСЗ є струм та час спрацювання. Вибір часу спрацювання МСЗ можна виконувати з незалежною або залежною від величини струму витримкою часу. Селективність МСЗ А1 та А2 (рис. 2.2) забезпечують так: час спрацювання захисту, розташованого ближче до джерела живлення (захист А1), має бути меншим за час спрацювання захисту, віддаленого від джерела живлення

(захист А2), на величину Δt , що називають ступенем селективності. Ця умова буде забезпечуватись, коли:

$$t_1 = t_2 + \Delta t.$$

де t_1, t_2 – час спрацювання захистів відповідно А1 та А2.

У разі КЗ на лінії Л2 (рис. 2.2) спрацьовують вимірні органи двох захистів – А1 та А2, але за рахунок того, що t_1 є більшим від t_2 , швидше спрацює захист А2 і вимкне вимикач Q2.

Після вимкнення пошкодженої лінії вимикачем Q2 вимірний орган захисту А1 повернеться у вихідний стан і непошкоджена лінія Л1 не вимкнеться. Ступінь селективності залежить від таких факторів:

$$\Delta t = t_{Q2} + t_{n1} + t_{n2} + t_{in1} + t_{зан}.$$

де t_{Q2} – час спрацювання вимикача Q2 (0,05–0,3 с); t_{n1}, t_{n2} – похибки у часі дії захистів відповідно А1 та А2 (для реле серії РТ-80 похибка становить 0,05–0,1 с; для реле РТВ становить: 0,3 с – для незалежної частини характеристики, 0,8–1 с – для залежної частини характеристики); t_{in1} – інерційна похибка в дії захисту А1 з індукційним реле, що внаслідок сили інерції деякий час продовжує працювати навіть після вимкнення КЗ захистом А2 на попередньому об'єкті (лінія Л2).

Значення ступеня селективності Δt захистів з електромеханічними та напівпровідниковими реле, зазвичай, є в межах 0,4–1 с. Для цифрових захистів ступінь селективності Δt можна зменшити до 0,3 с. Якщо захист попереднього об'єкта (для лінії Л1 попереднім об'єктом є лінія Л2, рис. 2.2) виконаний без витримки часу, то приймають $\Delta t = 0,4$ с. Також для узгоджуваних МСЗ можна приймати: $\Delta t = 0,4$ с – за застосування реле часу типу ЭВ-120 (шкала 3,5 с) та ЭВ-110 (шкала до 1,3 с); $\Delta t = 0,6$ с – за

застосування реле часу типу ЭВ-130. Для узгоджуваних МСЗ з реле типу РВМ-12 та РВМ-13 приймають $\Delta t = 0,5-0,6$ с.

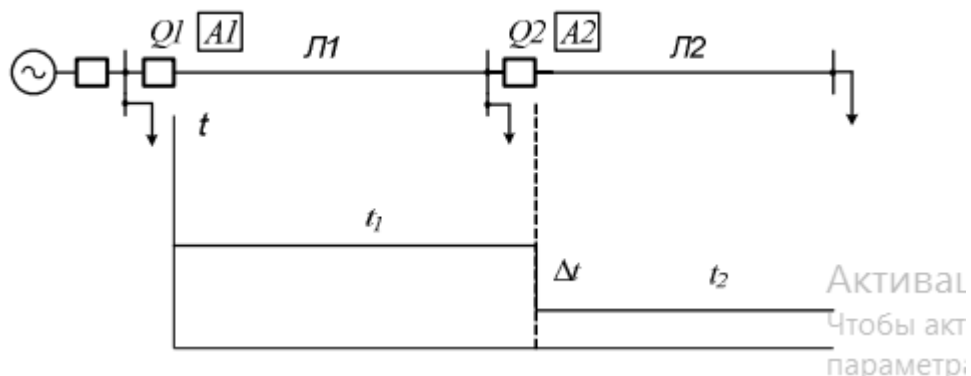


Рисунок 2.2 – Ділянка мережі за ступінчастим принципом

Отже, вибирають час спрацювання максимальних струмових захистів послідовних ділянок мережі (рис. 2.2) за ступінчастим принципом. Починають вибирання із найвіддаленішої від джерела живлення ділянки. Час спрацювання МСЗ цієї ділянки вибирають на ступінь селективності більшим від максимального часу спрацювання захисту об'єктів, що живляться від підстанції, яку своєю чергою живить ця лінія. Час спрацювання МСЗ наступної ділянки вибирають на ступінь селективності більшим від часу спрацювання захисту попередньої ділянки. Тобто час спрацювання МСЗ послідовних ділянок мережі збільшують з наближенням до джерела живлення. Отже, для вибору часу спрацювання МСЗ мережі з одностороннім живленням необхідно користуватись таким правилом: час спрацювання МСЗ наступної ділянки мережі (ближчої до джерела живлення) вибирають на ступінь селективності більшим від часу спрацювання МСЗ попередньої ділянки мережі (віддаленого від джерела живлення). Крім МСЗ зі ступінчатою характеристикою витримки часу (нижче – незалежною витримкою часу) на практиці застосовують МСЗ із залежною від струму характеристикою витримки часу (нижче – залежною витримкою часу). Для МСЗ із залежною витримкою часу час спрацювання залежить від величини

струму. За різних струмів КЗ, зокрема і в різних місцях, лінії, що захищають, час спрацювання МСЗ з залежною витримкою часу буде різний. Для цього використовують спеціальні реле, наприклад, реле серії РТ-80, цифрові реле з залежною характеристикою, в яких, чим більший струм, тим менший час спрацювання.

Визначають ступінь селективності Δt , користуючись такими правилами: – якщо в захистах з залежною витримкою часу застосовані реле РТ-80 чи РТ90 - приймають $\Delta t = 0,6$ с, якщо застосовані реле РТВ – $\Delta t = 0,7$ с; – коли узгодження захистів за часом здійснюють за струмами спрацювання у залежній частині характеристик реле, то Δt для реле РТВ приймають 1 с.

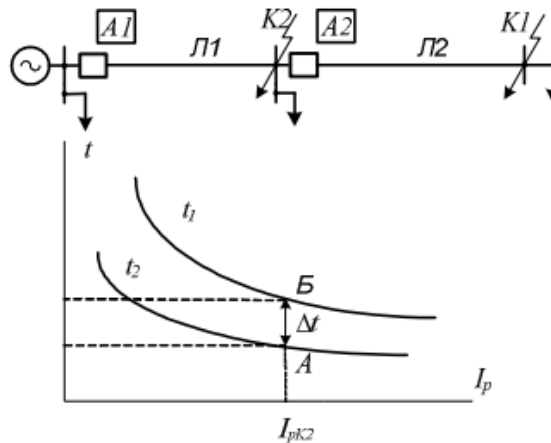


Рисунок 2.3 – Узгодження МСЗ із залежною характеристикою спрацювання для послідовних ділянок ліній з одностороннім живленням

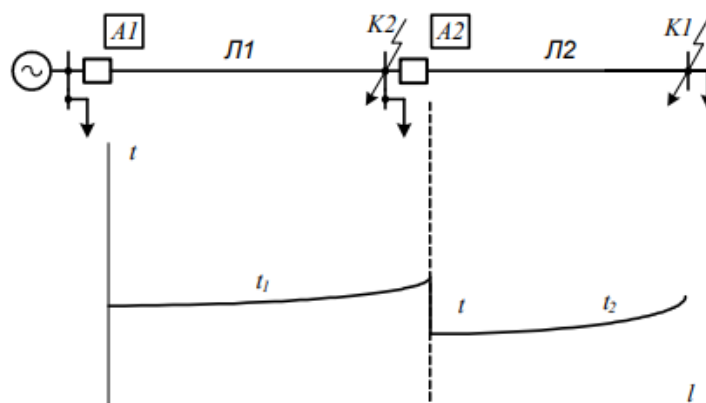


Рисунок 2.4 – Характеристики залежних видів струму витримки часу МСЗ послідовних ділянок ліній з одностороннім живленням

Як відзначено вище, для МСЗ із залежною витримкою часу час спрацювання залежить від струму. Тому із збільшенням струму КЗ, зокрема, і за рахунок наближення місця КЗ до джерела живлення, час спрацювання такого МСЗ є дещо меншим, ніж за застосування МСЗ із незалежною характеристикою витримки часу. Це ілюструється на рис. 2.4.

Вибір струму спрацювання Уставка МСЗ за струмом вибирають з умови забезпечення таких вимог:

- не спрацювання захисту під час виникнення після аварійних перевантажень;
- узгодження за чутливістю з захистами суміжних ліній;
- узгодження дії МСЗ з електромагнітами вимкнення та додатковими реле (останнє – для схем захистів на змінному оперативному струмі з де шунтуванням електромагнітів вимкнення).

Струм спрацювання МСЗ вибирають з умови відведення від робочого максимального струму лінії. Зазвичай, розрахунковими є після аварійні режими, що супроводжуються значними перевантаженнями. Так, під час КЗ на лінії Л2 (рис. 2.2) спрацьовують пускові органи захистів А1 та А2. Після селективного вимкнення цього пошкодження захистом А2 пусковий орган А1 повинен повернутись у вихідне положення. Тому струм повернення пускового органа МСЗ А1 повинен бути більшим від струму, який протікає через лінію Л1 після вимкнення пошкодження захистом А2. Під час КЗ понижується напруга на шинах підстанції і двигуни, що живляться від цієї підстанції, загальмовуються. Після вимкнення КЗ та відновлення напруги на шинах підстанції двигуни починають само запускатись. У такому разі в лінії Л1 (рис. 2.2), що живить підстанцію, зростає струм, який досягає значення, більшого від робочого максимального струму – струм само запуску $I_{с.зап}$ (рис.

2.5). З врахуванням вищенаведеного струм повернення вимірного органа МСЗ лінії Л1 (рис. 2.2) визначають з виразу:

$$I_{нов.р} = \frac{k_{від} + k^{(3)}_{сх} + k_{с.зап} + I_{роб.макс}}{k_{ТА}}$$

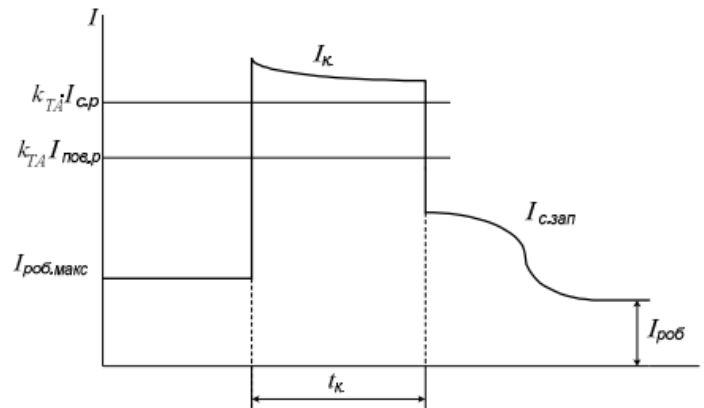


Рисунок 2.5 – Зміна струму в лінії під час та після вимкнення КЗ

Враховуючи, що коефіцієнт повернення реле $k_{нов} = \frac{I_{нов.р}}{I_{с.р}}$, розраховують відповідно вторинний та первинний струми спрацювання МСЗ за виразами:

$$I_{с.р}^{III} = \frac{k_{від} + k^{(3)}_{сх} + k_{с.зап} + I_{роб.макс}}{k_{ТА} \cdot k_{нов}};$$

$$I_{с.з}^{III} = \frac{k_{від} + k_{с.зап} + I_{роб.макс}}{k_{нов}}.$$

Якщо МСЗ захищає послідовні лінії, його необхідно узгоджувати за чутливістю, щоби захист лінії, яка розташована ближче до джерела живлення не був чутливіший, ніж захист лінії, більш віддаленої від джерела живлення. Тому за цією умовою струм спрацювання МСЗ становить:

$$I_{c.з}^{III} = k_{від} \cdot \frac{I_{c.з(N-1)}^{III}}{k_p}$$

Відповідно до визначення k_p та струму спрацювання, як приклад, для схеми мережі (рис.2.6) отримано для МСЗ лінії Л1 такі розрахункові вирази для коефіцієнта струморозподілу k_p :

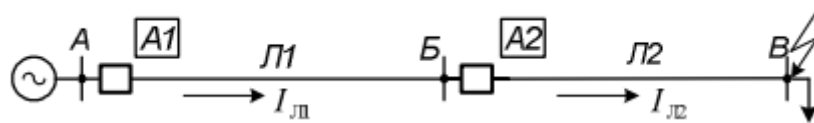


Рисунок 2.6 – Схема для визначення коефіцієнта струморозподілу k_p

– для мережі (рис 2.6):

$$k_p = \frac{I_{Л2}}{I_{Л1}} = 1.$$

З двох умов вибирають більше значення розрахованого струму спрацювання МСЗ.

Чутливість МСЗ оцінюють коефіцієнтом чутливості, який розраховують за мінімального струму двофазного КЗ у кінці лінії за формулою:

$$k_{ч} = \frac{I_{роб.мін}^{(2)}}{I_{с.р}^{III}}$$

Якщо МСЗ виконує функції основного захисту, коефіцієнт чутливості повинен бути більшим за 1,5. Коли МСЗ виконує функції резервного захисту

суміжної лінії (більше віддаленої від джерела живлення), чутливість МСЗ оцінюють за мінімальним струмом двофазного КЗ в кінці цієї суміжної лінії. Коефіцієнт чутливості в цьому разі повинен бути не меншим 1,2.

Отже, розглянутий вище максимальний струмовий захист має такі особливості:

- захист захищає від між фазних КЗ лінії електропередача з одностороннім живленням;
- забезпечує селективне вимкнення пошкодженого об'єкта тільки в радіальній мережі;
- у зв'язку з вибором часу спрацювання МСЗ за принципом збільшення в міру наближення до джерела живлення, може виникати недопустимо великий час спрацювання МСЗ ділянок ліній, близьких до джерела живлення, де струми КЗ особливо великі;
- достатня чутливість МСЗ забезпечується не завжди, особливо за використання МСЗ як резервного;
- у системах електропостачання промислових підприємств, міст та сільського господарства напругою 10 кВ та нижче МСЗ є основним захистом [7].

2.1.3.2 Струмова відсічка

Основні органи струмової відсічки (СВ) є ті самі, що і для МСЗ (рис. 2.1), за винятком того, що в логічній частині схеми пристрою відсутній орган витримки часу – реле часу КТ (рис. 2.1).

Принцип роботи СВ аналогічний до принципу роботи МСЗ. Проте в роботу СВ вводять затримку часу порядку 0,06–0,1 с для узгодження роботи захисту з дією розрядників, що спрацьовують під час атмосферних розрядів, коли блискавка влучає в лінію і на її проводах виникає значна перенапруга. За спрацювання розрядника через нього короткочасно протікатиме також і струм лінії від джерела живлення. У такому разі струмова відсічка працювати

не повинна. Не спрацювання струмової відсічки досягають за рахунок встановлення спеціального вихідного проміжного реле КЛ, наприклад, РП-231, що має затримку часу на спрацювання.

На рис. 2.7 зображена схема мережі та зміна струму КЗ залежно від віддаленості місця КЗ від початку лінії, де 1, 2 – залежності максимального та мінімального струмів КЗ.

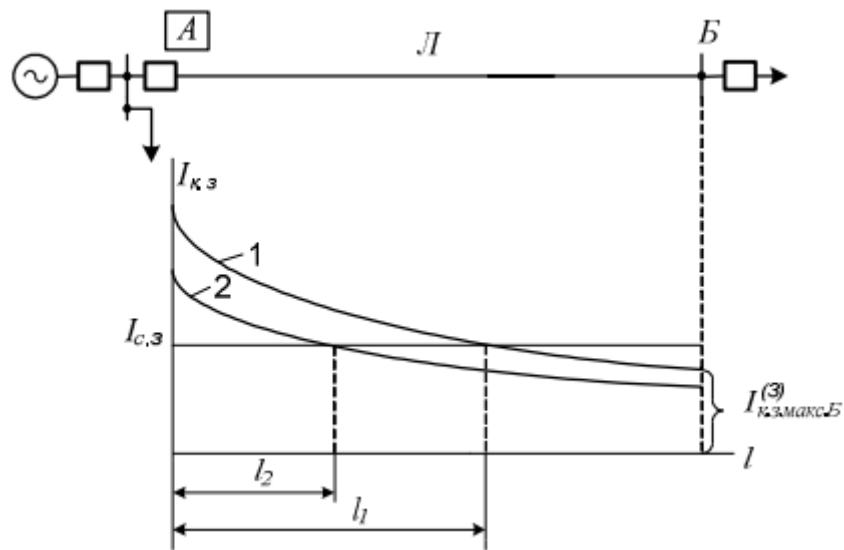


Рисунок 2.7 – Вибір струму спрацювання струмової відсічки без витримки часу

Параметром спрацювання СВ є струм спрацювання. Струм спрацювання СВ відводять від максимального струму в місці встановлення захисту за трифазного КЗ у кінці лінії:

$$I'_{с.з} = k_{від} \cdot I_{к.з.макс.Б}^{(3)}$$

де $k_{від}$ – коефіцієнт відведення, що враховує похибку розрахунків, похибку реле, вплив аперіодичної складової, необхідний запас тощо.

Залежно від типу реле вимірного органа СВ, для $k_{від}$ приймають значення: 1,2–1,3 – для реле РТ-40; 1,4– 1,5 – для реле РТ-80; 1,5–1,6 – для реле РТМ.

2.1.3.3 Струмовий ступеневий захист

Захист зі ступеневою характеристикою витримки часу - це поєднання струмових відсічок і МСЗ, що забезпечує надійний захист усієї лінії. Такий захист може бути дво- і триступневим. У двоступеневому - перший ступінь - це струмова відсічка бєї витримки часу, а друга - МСЗ. В триступневому - перший ступінь бєї витримки часу, другий ступінь - відсічка з витримкою часу, третій ступінь – МСЗ.

Параметри спрацювання першого ступеня:

$$I_{c.з.2}^I = I_{к1макс}^{(3)} \cdot K_{від};$$

$$I_{c.з.3}^I = I_{к2макс}^{(3)} \cdot K_{від}.$$

Параметри спрацювання другого ступеня:

$$I_{c.з.2}^{II} = I_{c.з.1}^I \cdot K_{від};$$

$$I_{c.з.3}^{II} = I_{c.з.2}^I \cdot K_{від};$$

$$t_2^{II} = t_3^{II} = t_1^I + \Delta t = 0,5 \dots 0,6, c.$$

Струм спрацювання третього ступеня вибирається як і для МСЗ:

$$t_3^{III} = t_2^{III} + \Delta t.$$

При КЗ на початку лінії діє першій ступінь, в кінці лінії-другий ступінь, третій ступінь є резервним захистом при пошкодженнях на попередніх ділянках [8].

2.1.3.4 Струмовий направлений захист

У загальному випадку струмові направлений захист - це струмовий ненаправлений захист, обладнаний органом напрями потужності В розподільчих мережах до 35 кВ захист виконується двофазним і є основним захистом від багатофазних КЗ В мережах з глухо заземленою нейтраллю він використовується як захист від багатофазних КЗ Контакти вивідного реле струму з'єднується послідовно з контактами реле напрями потужності. Це запобігає неправильному спрацюванні захисту при ввімкненні на струм непошкодженої фази. Орган напрями потужності може бути спільним для усіх або частини ступенів.

Максимальний струмовий направлений захист в поєднанні з ненаправленим забезпечують селективність спрацювання в мережі, що складається з ланцюжка одинарних ліній в простій кільцевій мережі з одностороннім живленням або з діагональними лініями, які з'єднують джерело живлення з іншими підстанціями. Даний захист застосовується як основний переважно в кільцевих мережах з однією точкою живлення до 35 кВ, якщо витримки часу не перевищують допустимі величини. В мережах з іншими напругами він використовується в основному як резервний. Вимоги до чутливості такі ж самі як ненаправленого струму захисту.

Струмовий направлений захист із ступінчатою характеристикою витримки часу. Цей захист створюється з поєднанням струмових направлених відсічок з максимальним струмовим направленим захистом. Наявність органу напрями потужності дозволяє при виборі струмів спрацювання враховувати лише ті режими, при яких потужність направлена

від шин в лінію. Струмовий направлений захист із ступінчатою характеристикою витримки часу забезпечує зв'язку з зустрічно-ступеневим принципом вибору витримки часу третього Це обмежує застосування третьої ступені як окремого захисту [8].

2.1.3.5 Струмові диференційні захисти

Диференційні струмові захисти ЛЕП – це захисти з абсолютною селективністю (реагують на пошкодження тільки тієї лінії електропередачі, що захищають), в яких використовують принцип порівняння струмів початку та кінця лінії, що захищають.

2.1.3.6 Дистанційні захисти

Як вже було відзначено, чутливість та селективність струмових захистів здебільшого не забезпечуються. Так, струмова відсічка не має чіткої зони спрацювання, її зона дії залежить від режиму роботи енергосистеми.

Крім того, за мінімальних режимів чутливість струмової відсічки може бути недостатньою. МСЗ не завжди задовольняє вимоги чутливості та селективності, особливо за виконання функції дальнього резервування. Крім того, для забезпечення селективності витримка часу МСЗ зростає по мірі наближення до джерела живлення, де рівень струмів КЗ особливо великий – тому вона може мати, у деяких випадках, недопустимо велику витримку часу. У мережах складної конфігурації застосування струмових захистів взагалі недопустиме, оскільки вони не задовольняють вимоги селективності та чутливості, особливо в мережах з напругою 110 кВ і вище. Тому для таких мереж застосовують спеціальні захисти – дистанційні захисти [7].

Дистанційний захист – це захист із відносною селективністю, вимірний орган якого реагує на величину, що визначається відношенням комплексу напруги до комплексу струму. Ця величина, здебільшого, не залежить від

режиму роботи енергосистеми і пропорційна комплексному імпедансу ланки, що захищають, від місця встановлення захисту до місця пошкодження. Цей імпеданс для ліній електропередачі, своєю чергою, пропорційний відстані ("дистанції") від місця встановлення захисту до місця пошкодження, що надало відповідну назву захисту.

2.2 Розрахунки уставок захистів ЛЕП

Розрахунок параметрів РЗ режиму №1. Визначимо ступінь селективності між двома суміжними максимальними струмовими захистами з затримкою часу 1 і 2 (рис. 2.12) для випадків: а) захисти мають незалежну від струму характеристику часу спрацьовування; б) захисти мають обмежено залежну від струму характеристику часу спрацьовування.

Вихідні дані:

1. Час спрацьовування захисту t з незалежною характеристикою рівна 1,4 с.

2. Час спрацьовування в незалежній від струму частині обмежено залежної характеристики захисту 1 дорівнює 1 с. Ці захисти мають індукційні реле, які можуть продовжувати працювати за інерцією після відключення КЗ їх інерційна помилка $t_{п.о} = 0.14$ секунд [11].

3. Час відключення вимикача захисту, і час з моменту подачі імпульсу в котушку відключення до розриву струму КЗ контактами вимикача, $t_{в.в} = 0,1$ секунд.

Рішення. Для забезпечення селективної дії захисту 2, встановленої ближче до джерела живлення, по відношенню до захисту 1 необхідно, щоб за КЗ праворуч від вимикача захисту і будь-яких значень струму КЗ час дії захисту 2 був більший, ніж захисту 1 на час ступеня селективності Δt , тобто:

$$t_{32} = t_{31} + \Delta t.$$

Ступінь селективності для захисту із незалежною характеристикою часу спрацьовування становить суму часів; $\Delta t_{p.в1}$ - похибки реле часу захисту 1 у бік збільшення часу спрацьовування; $\Delta t_{p.в2}$ - похибки реле часу захисту 2 у бік зменшення часу спрацьовування часу $t_{в.в}$ і часу запасу $t_{зап} = 0,1$ с. враховує неточність регулювання реле і розкид часу $t_{в.в}$ [12], тобто:

$$\Delta t_{нез} = \Delta t_{p.в1} + \Delta t_{p.в2} + t_{в.в} + t_{зап}$$

Для зниження витримок часу пристроїв релейного захисту рекомендується [13] в умовах експлуатації по можливості знижувати ступінь селективності (не в збиток надійності) у вигляді фактичного врахування похибок реле часу, $t_{в.в}$ і заміни наявних реле на реле часу з меншими межами шкали. Відомо, що більші межі шкали реле часу спрацьовування, тим більші їх помилки [11,14].

За умовою даної задачі при часі спрацьовування захисту 1, що дорівнює 1,4 с, слід прийняти реле часу 1 і 2 з межами шкали 0,25 - 3,5 с, у яких похибка $\Delta t_{p.в} = \pm 0,006$ с. У цьому випадку:

$$\Delta t = 0,06 + 0,006 + 0,1 + 0,1 = 0,32, с.$$

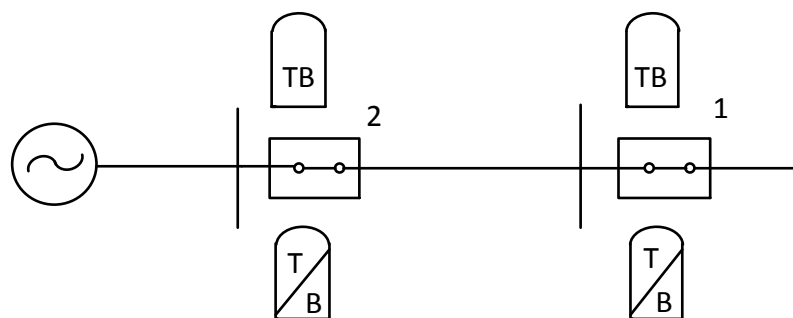


Рисунок 2.8 – Схема ділянки радіальної мережі, максимальні струмові захисти з незалежною і обмежено залежною характеристикою часу спрацьовування

Якщо прийняти реле часу з межами шкали 0,5 - 9 с, у яких $\Delta t_{p.с} = \pm 0,125$ с, то:

$$\Delta t = 0,125 + 0,125 + 0,1 + 0,1 = 0,45, \text{ с.}$$

Якщо витримки часу перебувають у межах до 1,3 с, то слід прийняти реле з межами часу 0,1—1,3 с у яких $\Delta t_{p.с} = \pm 0,03$ с то в цьому випадку:

$$\Delta t = 0,03 + 0,03 + 0,1 + 0,1 = 0,26, \text{ с.}$$

Для захисту з обмежено залежною характеристикою часу спрацьовування ступінь $\Delta t_{зав}$ у незалежній частині характеристики визначається за формулою, у якій, крім зазначених вище часів, враховується також інерційна помилка реле, тобто:

$$\Delta t_{зав} = \Delta t_{p1} + \Delta t_{p2} + t_{e.с} + t_{зан} + t_{i.с}.$$

де Δt_{p1} і Δt_{p2} - похибки реле струму захистів 1 і 2 (рис. 2.8). відповідно у бік збільшення та зменшення часу спрацьовування.

Реле типу РТ-81 на уставці 1 з незалежною від струму частини характеристики має похибку $\Delta t_p = \pm 0,15$ с [11], реле типу РТВ на будь-якій уставці за часом мають похибку в незалежній частині характеристики $\Delta t_p = \pm 0,15$ с.

За умовою даної задачі для реле РТ-81:

$$\Delta t_{зав} = 0,15 + 0,15 + 0,1 + 0,15 + 0,1 = 0,65, \text{ с.}$$

У реле типу РТВ $t_{i.0} = 0$ і, отже, $\Delta t_{зав} = 0,5$ с.

Якщо захист 1 є швидкодіючим, то слід прийняти $\Delta t_{p.B1} = 0$ і $\Delta t_{p1} = 0$.

Розрахунок параметрів РЗ режиму №2. На рис. 2.9 наведено схему живлення радіальних мереж 35 і 10 кВ від понижувальної підстанції 110/35/10 кВ.

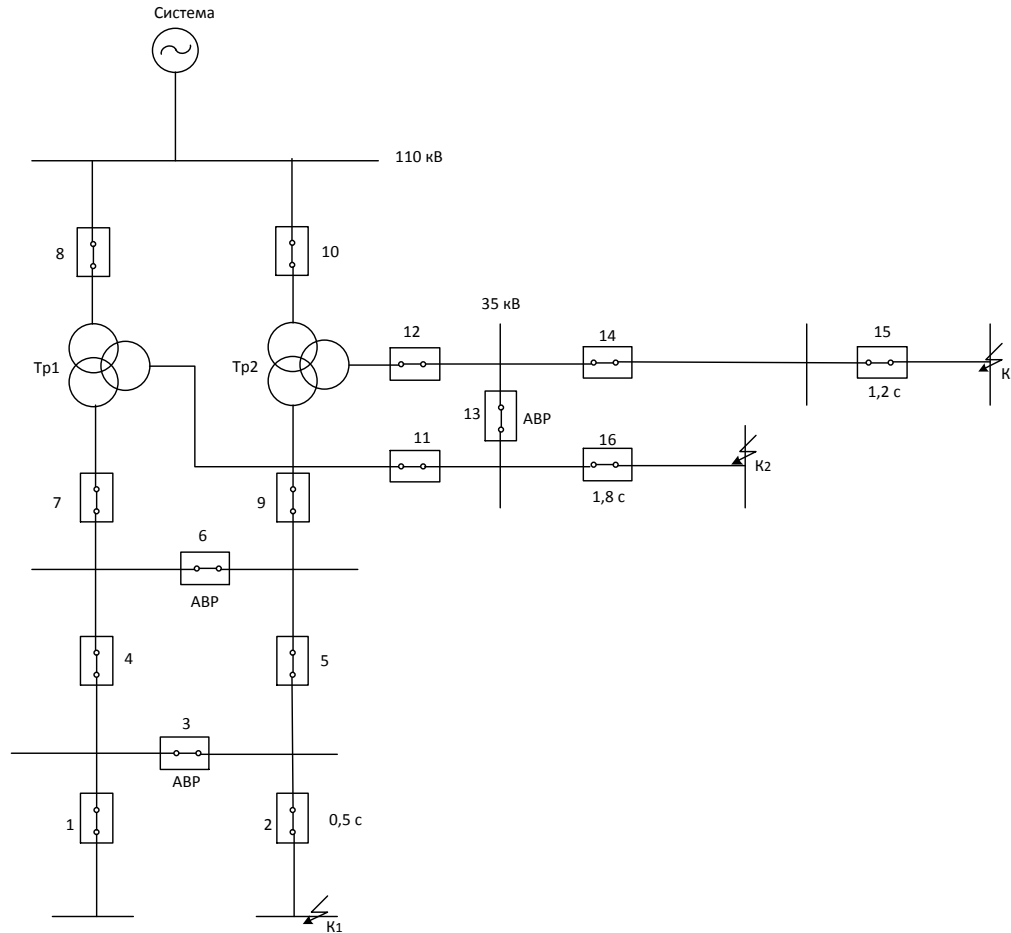


Рисунок 2.9 – Схема живлення радіальних мереж 35 і 10 кВ

Визначити витримки часу максимальних струмових захистів мереж 10 та 35 кВ та трансформаторів Тр₁ та Тр₂.

Вихідні дані:

1. При КЗ у точках К₁, К₂ та К₃ починають одночасно працювати послідовно включені захисту.

2. Усі захисту узгоджені за чутливістю.

3. Захисти 1-5 виконані з вторинним реле прямої дії типу РТВ з обмежено залежною від струму характеристикою часу дії, захисту 6-16 мають незалежну від струму характеристику часу дії.

4. На всіх секційних вимикачах є автоматика включення резервного живлення (АВР) двосторонньої дії, у нормальному режимі вони вимкнені.

5. Витримки часу захистів 1 і 3 у незалежній частині характеристики $t_1 = t_2 = 0,5$ с, захистів 15 і 16 $t_{15} = 1,2$ с і $t_{16} = 1,8$ с. Час вимкнення вимикачів $t_{в.в} = 0,1$ с.

Рішення. У розрахунку № 1 показано, що ступінь селективності в незалежній частині характеристики реле типу РТВ при $t_{о.в} = 0,1$ с, $\Delta t_{зав} = 0,5$ с і для захисту з незалежною характеристикою часу дії $\Delta t_{нез} = 0,32 \div 0,45$ с. У цій задачі приймаємо $\Delta t_{нез} = 0,4$ с.

Розгляд захисту починаємо з мережі 10 кВ. Захист 3 повинен бути відбудований до часу в незалежній частині своєї характеристики від захисту 1 і 2:

$$t_3 = t_1 + \Delta t_{зав} = 0,5 + 0,5 = 1, \text{ с.}$$

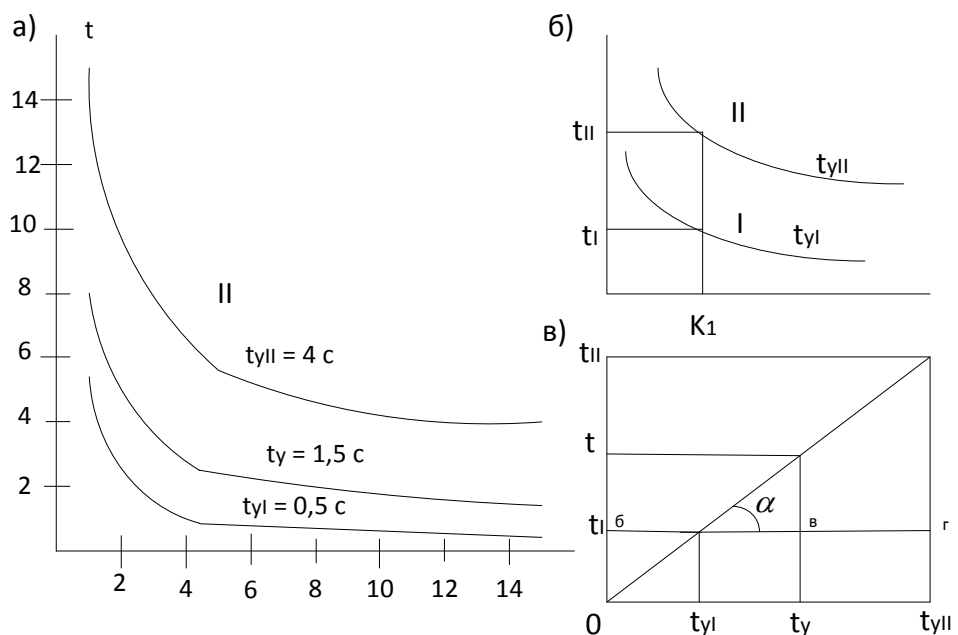


Рисунок 2.10 – а) характеристики спрацьовування реле РТ-81/1 при вставка 4,1,5 і 0,5 с; б і в – для визначення проміжної характеристики реле

Аналогічно захисти 4 і 5 узгоджуються за часом із захистом 3:

$$t_4 = t_5 = t_3 + \Delta t_{заб} = 1 + 0,5 = 1,5, \text{ с.}$$

Ступінь селективності між двома захистами з різними характеристиками часу дії визначаємо за формулою:

$$\Delta t = \Delta t_{p1} + \Delta t_{p.в2} + t_{в.в} + t_{зан};$$
$$\Delta t = 0,06 + 0,15 + 0,1 + 0,1 = 0,41, \text{ с.}$$

Ступінь селективності обчислено з умови застосування реле часу з межами уставок 0,25-3,5 с. Таким чином:

$$t_6 = t_5 + \Delta t = 1,5 + 0,4 = 1,9, \text{ с.}$$

Визначаємо витримку часу захисту з незалежною характеристикою часу дії:

$$t_{14} = t_{15} + \Delta t_{нез} = 1,2 + 0,4 = 1,6, \text{ с};$$
$$t_{13} = t_{16} + \Delta t_{нез} = 1,8 + 0,4 = 2,2, \text{ с};$$
$$t_{11} = t_{12} = t_{13} + \Delta t_{нез} = 2,2 + 0,4 = 2,6, \text{ с};$$
$$t_7 = t_9 = t_6 + \Delta t_{нез} = 1,9 + 0,4 = 2,3, \text{ с};$$
$$t_8 = t_{10} = t_{11} + \Delta t_{нез} = 2,6 + 0,4 = 3, \text{ с.}$$

Висновки до другого розділу:

1. РЗ в мережах 6 - 35 кВ з ізольованою нейтраллю в основному передбачені пристрої релейного захисту від багатофазних замикань і однофазних замикань на землю.

2. До основних захистів мереж 10 кВ відносять максимально струмовий захист і струмову відсічку.

3 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СТРУМІВ ТА НАПРУГ ПІД ЧАС ОДНОФАЗНИХ ТА ПОДВІЙНИХ ЗАМКНЕНЬ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

3.1 Математичне моделювання струмів та напруг в розподільних електричних мережах під час замкнень фази на землю в одній точці за допомогою симетричних складових

Основні розрахункові відношення при КЗ в одній точці та при розрахунках несиметричних КЗ за допомогою симетричних складових необхідно скласти схеми заступні в загальному випадку всіх послідовностей (прямої, зворотної та нульової). При цьому опори окремих елементів схем виражаються в іменованих чи відносних одиницях;

у схемі нульової послідовності враховується з'єднання обмоток трансформаторів і заземлення їх нейтралі.

Відношення для схем окремих послідовностей, наведених на рис. 3.1:

$$U_{1K} = E_{\Sigma} - Z_{1\Sigma} \cdot I_{1K}; U_{2K} = -Z_{2\Sigma} \cdot I_{2K}; U_{0K} = -Z_{0\Sigma} \cdot I_{0K}, \quad (3.1)$$

де U_{1K} , U_{2K} , U_{0K} , I_{1K} , I_{2K} , I_{0K} – напруга та струм різних послідовностей в місці КЗ; E_{Σ} – результуюча ЕРС; $Z_{1\Sigma}$, $Z_{2\Sigma}$, $Z_{0\Sigma}$ – результуючі опори різних послідовностей відносно місця КЗ (включають в себе перехідні опори в місці КЗ, враховані як симетричні елементи схеми).

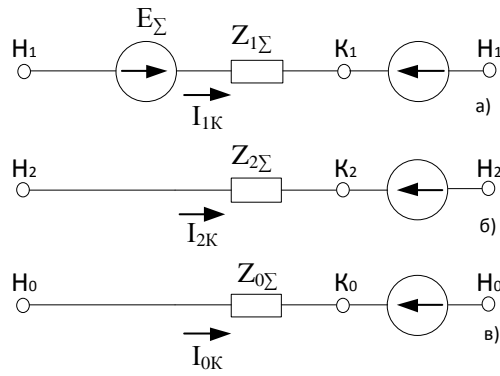


Рисунок 3.1 – Схеми заступні прямої (а) зворотної (б) і нульової послідовності при КЗ

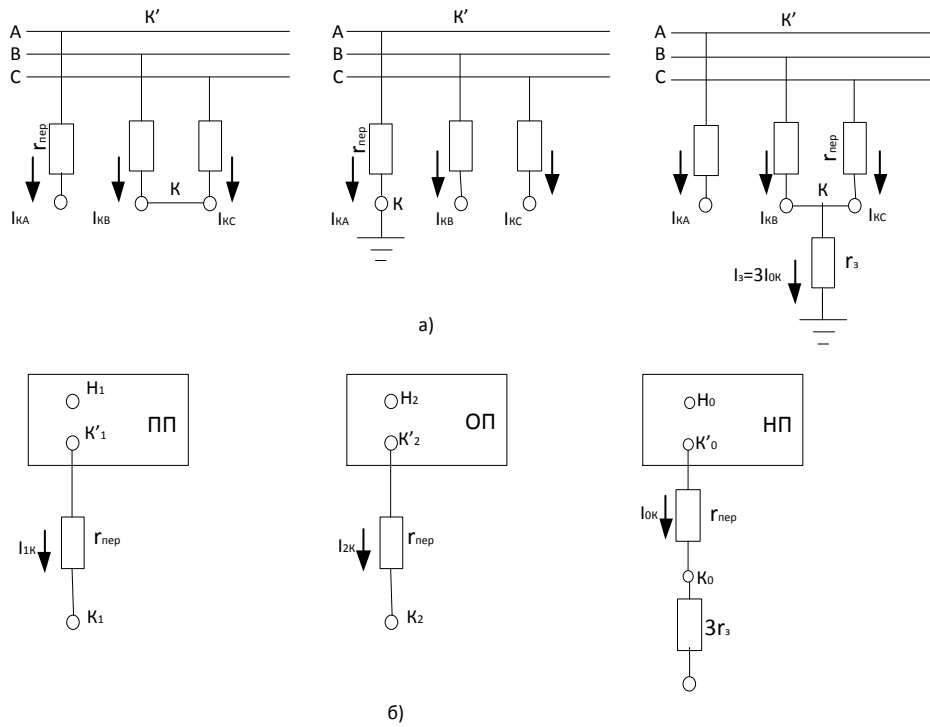


Рисунок 3.2 – Схеми для КЗ через перехідний опір для фазних величин (а) і симетричних складових (б)

Таблиця 3.1 – Граничні умови в місці КЗ

Особлива Фаза	Вид несиметрії			
	КЗ		Розрив фаз	
A B C	Замикання на землю однієї фази	A B C	Розрив двох фаз	B i C C i A A i B
A B C	Замикання на землю двох фаз	B i C C i A A i B	Розрив однієї фази	A B C
A B C	Замикання між двома фазами	B i C C i A A i B	–	
A B C	Замикання між двома фазами на стороні Д трансформатора У/Д-11 (при приведенні на стороні У)	C i A A i B B i C	–	

Граничні умови	
Для струмів	Для напруг
$I_1 = I_2 = I_0$ $a^2 I_1 = a I_2 = I_0$ $a I_1 = a^2 I_2 = I_0$	$U_1 + U_2 + U_0 = 0$ $a^2 U_1 + a U_2 + U_0 = 0$ $a U_1 + a^2 U_2 + U_0 = 0$
$I_1 + I_2 + I_0 = 0$ $a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 0$ $a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 0$	$U_1 = U_2 = U_0$ $a^2 U_1 = a U_2 = U_0$ $a U_1 = a^2 U_2 = U_0$
$I_1 + I_2 = 0; I_0 = 0$ $a^2 I_1 + a I_2 = 0; I_0 = 0$ $a I_1 + a^2 I_2 = 0; I_0 = 0$	$U_1 = U_2$ $a^2 U_1 = a U_2$ $a U_1 = a^2 U_2$
$I_1 = I_2; I_0 = 0$ $a^2 I_1 = a I_2; I_0 = 0$ $a I_1 = a^2 I_2; I_0 = 0$	$U_1 + U_2 = 0$ $a^2 U_1 + a U_2 = 0$ $a U_1 + a^2 U_2 = 0$

3.2 Математичне моделювання струмів та напруг в розподільних електричних мережах під час подвійних замкнень

3.2.1. Математичні моделі при заданих ЕРС генераторів (енергосистем)

Розрахункові вирази для обчислення струмів та напруг при двох одночасних КЗ в мережах з великими і малими струмами замикання на землю можуть бути складені за заданими ЕРС генераторів і з використанням методу накладання. Схеми окремих послідовностей мереж будь-якої складності при двох не симетриях в загальному випадку можуть бути приведені до елементарної схеми у вигляді зірки або трикутника з ЕРС у всіх вітках у схемі прямої послідовності (рис. 3.3). У схемі на рис. 3.3,а ЕРС E_K , E_L , і E_S можуть бути виражені через параметри схеми на рис. 3.3, б наступним чином [20]:

$$E_K - E_L = [(Z_b - Z_c)E_a - Z_a(E_b + E_c)] / [Z_a + Z_b + Z_c]; \quad (3.2,а)$$

$$E_S - E_K = [(Z_c + Z_a)E_b - Z_b(E_c + E_a)] / [Z_a + Z_b + Z_c]; \quad (3.2,б)$$

$$E_L - E_S = [(Z_a + Z_b)E_c - Z_c(E_a + E_b)] / [Z_a + Z_b + Z_c]; \quad (3.2,в)$$

Одне з рівнянь (3.2) є похідним від двох інших, тому ці рівняння мають багато рішень. Прийmemo одну з ЕРС зірки, що дорівнює наперед заданому значенню, наприклад, $E_S = 0$. Для схеми на рис. 3.3, а нижче поданий висновок розрахункових виразів для деяких випадків двох одночасних КЗ: розрахунки виразів для інших випадків розраховуються аналогічно.

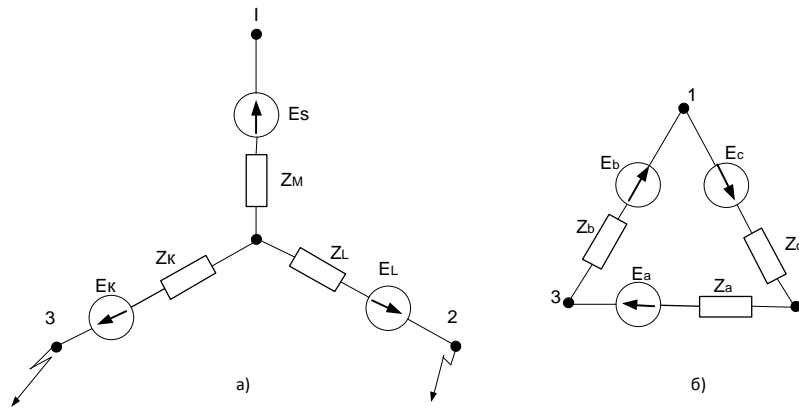


Рисунок 3.3 – Елементарні схеми у вигляді зірки (а) і трикутника (б)

Замикання на землю фази В у точці К та фази С у точці L у мережі із заземленою нейтраллю [22, 21] (рис. 3.4). Виходячи із схеми, наведеної на рис. 3.4, з урахуванням граничних умов (див. табл. 3.1) маємо:

$$a^2 I_{1K} = a I_{2K} = I_{0K}; \quad a I_{1L} = a^2 I_{2L} = I_{0L}; \quad (3.3)$$

$$I_{1M} = a I_{0K} + a^2 I_{0L}; \quad I_{2M} = a^2 I_{0K} + a I_{0L};$$

$$I_{0M} = I_{0K} + I_{0L}. \quad (3.4)$$

В (3.3) і (3.4) симетричні складові струмів віднесені до фази А, прийнятої за основну. Обходом контурів ONV0 та ONW0 схеми на рис. 3.4 отримаємо:

$$a^2 (E_{SA} + E_{KA}) = Z_{1M} I_{1MB} + Z_{2M} I_{2MB} + Z_{0M} I_{0M} + Z_{1K} I_{1KB} + Z_{2K} I_{2KB} + Z_{0K} I_{0K}; \quad (3.5)$$

$$a (E_{SA} + E_{LA}) = Z_{1M} I_{1MC} + Z_{2M} I_{2MC} + Z_{0M} I_{0M} + Z_{1L} I_{1LC} + Z_{2L} I_{2LC} + Z_{0L} I_{0L}; \quad (3.6)$$

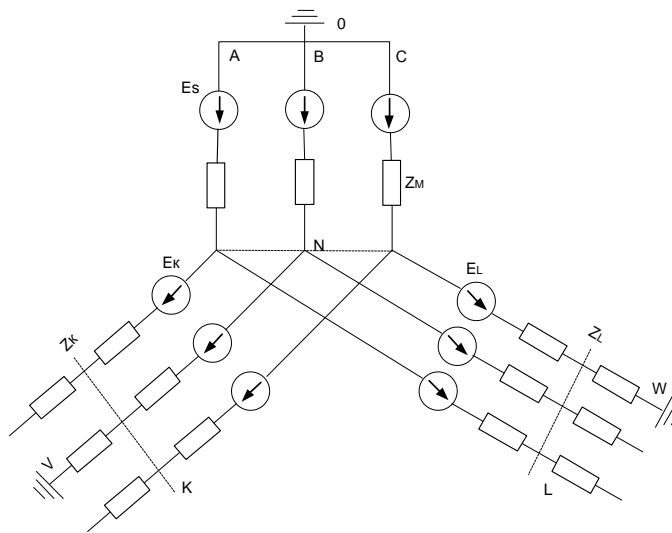


Рисунок 3.4 – Розрахункова схема з замиканням на землю фази В в точці К і фази С в точці L

При складанні (3.5) та (3.6) перехідні опори r_K і r_L , у місцях замикання на землю К і L враховані в складі опорів Z_K та Z_L (рис. 3.4).

Використовуючи (3.3) та (3.4), з (3.5) та (3.6) після перетворення маємо:

$$a^2(E_{SA} + E_{KA}) = Z_{\sum KK} I_{0K} + aZ_{\sum ML} I_{0L}; \quad (3.7)$$

$$a(E_{SA} + E_{LA}) = a^2 Z_{\sum MK} I_{0K} + Z_{\sum LL} I_{0L}. \quad (3.8)$$

В (3.7) і (3.8):

$$Z_{\sum KK} = Z_{1M} + Z_{2M} + Z_{0M} + Z_{1K} + Z_{2K} + Z_{0K};$$

$$Z_{\sum LL} = Z_{1M} + Z_{2M} + Z_{0M} + Z_{1L} + Z_{2L} + Z_{0L};$$

$$Z_{\sum ML} = Z_{1M} + aZ_{2M} + a^2 Z_{0M};$$

$$Z_{\sum MK} = Z_{1M} + aZ_{2M} + a^2 Z_{0M}.$$

(3.9)

Розраховуючи разом (3.7) і (3.8) для випадку, коли в схемі на рис. 3.4 $E_K = E_L = 0$ і $E_S = E_r$ (тоді ЕРС генераторів однакова), отримаємо:

$$\begin{aligned} I_{0K} &= a^2 \left(Z_{\Sigma LL} - Z_{\Sigma ML} \right) E_{rA} / \Delta; \\ I_{0L} &= a \left(Z_{\Sigma KK} - Z_{\Sigma MK} \right) E_{rA} / \Delta. \end{aligned} \quad (3.10)$$

де

$$\Delta = Z_{\Sigma KK} Z_{\Sigma LL} - Z_{\Sigma MK} Z_{\Sigma ML}. \quad (3.11)$$

Для випадку, коли опори прямої та зворотної послідовностей можуть бути рівними, розрахункові вирази дуже спрощуються. При цьому з (3.9) видно, що $Z_{\Sigma ML}$ і $Z_{\Sigma MK}$ значно менше $Z_{\Sigma KK}$ і $Z_{\Sigma LL}$. При нехтуванні $Z_{\Sigma ML}$ і $Z_{\Sigma MK}$ (3.10) і (3.11) отримаємо:

$$I_{0K} \approx a^2 E_{rA} / Z_{\Sigma KK}; \quad I_{0L} \approx a E_{rA} / Z_{\Sigma LL}. \quad (3.12)$$

У зазначеному випадку при однакових кутах повних опорів $Z_{\Sigma KK}$ і $Z_{\Sigma LL}$ струми I_{0K} та I_{0L} зсунуті на 120° .

При цьому, як це впливає з (3.3), струми прямої послідовності в місцях пошкоджень і на окремих ділянках збігаються по фазі; струми зворотної послідовності у місцях ушкоджень зсунуті на 120° .

Якщо обмежитися визначенням суми струмів прямою і зворотної послідовностей ($I_{12} = I_1 + I_2$), то при однакових опорах прямої та зворотної послідовностей розрахунки струмів на окремих ділянках дуже спростяться. Це ясно з наступних співвідношень, які впливають з (3.3):

$$I_{12KA} = -I_{0K}; I_{12KB} = 2I_{0K}; I_{12KC} = -I_{0K}; \quad (3.13)$$

$$I_{12LA} = -I_{0K}; I_{12LC} = 2I_{0K}; I_{12LB} = -I_{0K}. \quad (3.14)$$

З (3.13) і (3.14) видно, що в місцях пошкоджень сумарні струми прямої і зворотної послідовності I_{12} збігаються по фазі або зміщенні на 180^0 один до одного і до струмів нульової послідовності. Відповідно, якщо визначати сумарні струми прямої та зворотної послідовності окремих ділянок накладенням двох складових, а саме розподілом струмів, що приходять до точки К при відсутності струмів у точці L, і струмів, що приходять до точки L за відсутності струмів у точці К, для цих складових збережуться співвідношення (3.13) і (3.14), тобто в розрахунку значно зменшиться кількість операцій з комплексними величинами.

Замикання на землю фази В точці К і фази С точці L в мережі з малим струмом замикання на землю [23, 21]. Для цього випадку використовується розрахункова схема на рис. 3.11 при обліку заземлення в точці О. Для струмів у місцях пошкоджень правильні (3.3) та (3.4) з тією відмінністю, що у схемі на рис. 3.4 $I_{KB} = -I_{LC}$, отже:

$$a^2 I_{1K} = a I_{2K} = I_{0K} = -a I_{1L} = -a^2 I_{2L} = -I_{0L}. \quad (3.15)$$

З (3.15) видно, що симетричні складові струмів у місцях пошкоджень К і L взаємозалежні. Для струмів, що проходять по межі ON (рис. 3.4), маємо:

$$\begin{aligned} I_{1M} &= I_{1K} + I_{1L} = (a - a^2) I_{0K}; \\ I_{2M} &= I_{2K} + I_{2L} = (a^2 - a) I_{0K}; \\ I_{0M} &= I_{0K} + I_{0L} = 0. \end{aligned} \quad (3.16)$$

Таким чином, струми нульової послідовності проходять тільки по ділянках NV і NW. Обходом контуру ONVWNO (рис. 3.4) маємо:

$$a^2(E_{SA} + E_{KA}) - a(E_{LA} + E_{SA}) = Z_{1M}I_{1MB} + Z_{2M}I_{2MB} + Z_{1K}I_{1KB} + Z_{2K}I_{2KB} + Z_{0K}I_{0K} - (Z_{1L}I_{1LC} + Z_{2L}I_{2LC} + Z_{0L}I_{0L} + Z_{1M}I_{1MC} + Z_{2M}I_{2MC}). \quad (3.17)$$

Вирішивши (3.17) для струмів нульової послідовності $I_0 = I_{OK} = -I_{OL}$. з урахуванням (3.15) та (3.16), отримаємо:

$$I_0 = \frac{(a^2 - a)E_{SA} + a^2E_{KA} - aE_{LA}}{3(Z_{1M} + Z_{2M}) + Z_{1K} + Z_{2K} + Z_{1L} + Z_{2L} + Z_{0K} + Z_{0L}}. \quad (3.18)$$

Для мережі складної конфігурації $Z_{0\Sigma} = Z_{0K} + Z_{0L}$ являє собою результуючий опір нульової послідовності між точками K і L. При збігу ЕРС по модулю і фазі (3.18) $E_K = E_L = 0$ і $E_S = E_r$.

Визначивши струми окремих послідовностей у місцях пошкоджень з урахуванням (3.15), можна розподілом цих струмів знайти струми окремих ділянках схеми. При цьому визначення суми струмів прямої і зворотної послідовності I_{12} відповідно до (3.13) і (3.14) дуже спрощує розрахунок.

Розрахункові висловлювання під час використання методу накладання. Стосовно двох одночасних КЗ можуть бути складені розрахункові вирази, що базуються на застосуванні методу накладання у двох формах:

- 1) накладання на режим КЗ в одній точці (режим I) наступного додаткового режиму, обумовленого появою КЗ в другій течії (режим II);
- 2) накладання на попередній режим навантаження (режим I) наступного додаткового режиму з двома одночасними КЗ (режим II).

У мережах складної конфігурації з великою кількістю генеруючих джерел застосування методу накладання більш зручно, ніж розрахунок за

заданими ЕРС генераторів. Метод накладання дозволяє розглядати будь-які два пошкодження не тільки при одночасній їх появі, але і в тому випадку, якщо вони йдуть одне за одним. Нижче дано вказівки лише визначення струмів і напруг додаткового режиму II у припущенні, що відомі величини, що характеризують вихідний режим I (навантажувальний режим чи режим КЗ лише у точці).

Слід зазначити, що розглядаються розрахункові вирази лише у випадках двох несиметричних КЗ. Для випадків несиметричного КЗ в одному місці і трифазного КЗ (з землею і без землі) в іншому місці розрахункові вирази не наводяться, оскільки струми при цих пошкодженнях можна розраховувати дуже просто за допомогою комплексних схем, складених для одного місця пошкодження, розглядаючи трифазне КЗ в окремих послідовностях як нульові точки симетричних навантажувальних опорів.

Розрахункові вирази для випадків поєднань двох одночасних несиметричних КЗ в мережах із заземленими нейтралями виводяться нижче при використанні зазначеної вище першої форми методу накладання.

Вирази під час використання другої форми (накладення па попередній навантажувальний режим) є окремими випадками загальних співвідношень, наведених в параграфі 4.4 [19].

Накладення режиму КЗ в одній точці (I) додаткового режиму (II) при КЗ в другій точці [24,21]. Основні співвідношення. Даний спосіб забезпечує велику простоту рішень у більшості випадків двох одночасних ушкоджень, а тому викладено нижче докладно та ілюстровано прикладами.

Розрахункові вирази для режиму II складені для еквівалентної схеми у вигляді зірки з трьома фіксованими точками (рис. 3.5,б та в): нульова точка системи O та точки пошкодження K і L. Схема у вигляді зірки для режиму I (рис. 3.5,б) відповідає випадку однакових ЕРС генераторів; при різних ЕРС схема прямої послідовності містить ЕРС (див. рис. 3.3, а).

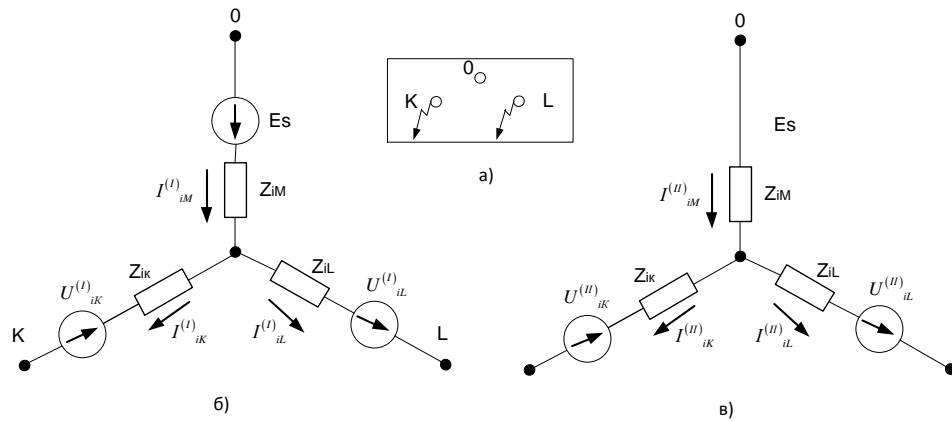


Рисунок 3.5 – Первинна схема (а) і еквівалентні схеми різних послідовностей в режимах I (б) та II (в) при використанні принципу накладання

Для схем окремих послідовностей додаткового режиму II (рис. 3.5, в) можуть бути складені наступні рівняння для падінь напруги:

$$U_{iK}^{(II)} = -Z_{iKK} I_{iK}^{(II)} - Z_{iM} I_{iL}^{(II)}; \quad (3.19)$$

$$U_{iL}^{(II)} = -Z_{iM} I_{iK}^{(II)} - Z_{iLL} I_{iL}^{(II)}. \quad (3.20)$$

де i -індекс послідовності ($i = 1, 2, 0$); Z_{iKK} і Z_{iLL} - власні опори, що включають перехідні опори в місцях пошкодження; Z_{iM} - взаємні опори, причому:

$$Z_{iKK} = Z_{iM} + Z_{iK}; \quad Z_{iLL} = Z_{iM} + Z_{iL}. \quad (3.21)$$

Приймається, що у вихідному режимі I має місце КЗ у точці (рис. 3.5, б). При цьому умови в режимі II для точки К правильні граничні умови для струмів і напруг, що відповідають пошкодженню в цій точці, а L правильні лише граничні умови для струмів. Рішенням (3.19) і (3.20), складених для окремих послідовностей, спільно з граничними умовами для місць КЗ при

різних поєднаннях видів КЗ в точках К і L можуть бути знайдені відповідні розрахунковими виразами для визначення струмів КЗ.

3.2.2. Математичні моделі параметрів режимів КЗ в розподільних електричних мережах

3.2.2.1 Замкнення на землю фази А ЛЕП 1 та фази В ЛЕП 2

Замикання на землю фази А в точці К та фази В в точці L. У першу чергу розраховуються струми та напруги при замиканні фази А у точці К (режим I). Результуюча схема у вигляді зірки цього режиму дана на рис. 3.5, б для випадку, коли ЕРС генераторів однакові. Для результуючої схеми у вигляді зірки режиму II (рис. 3.5,в) можуть бути складені рівняння падіння напруги у вигляді (3.19) і (3.20), для кожної з послідовностей. Складемо три рівняння (3.19) для точки К і три рівняння (3.38) для точки L, помножуючи (3.20) для зворотної та нульової послідовності відповідно на a^2 і a і представляючи ліві частини цих рівнянь у вигляді $U_i^{(II)} = U_i - U_i^{(I)}$.

При врахуванні граничних умов:

$$\begin{aligned}
 U_{1K} + U_{2K} + U_{0K} &= 0; \\
 U_{1K}^{(I)} + U_{2K}^{(I)} + U_{0K}^{(I)} &= 0; \\
 U_{1L} + a^2 U_{2L} + a U_{0L} &= 0; \\
 I_{1K}^{(II)} = I_{2K}^{(II)} = I_{0K}^{(II)}; \\
 I_{1L}^{(II)} = a^2 I_{2L}^{(II)} = a I_{0L}^{(II)} & \text{ (див.табл.3.1)}.
 \end{aligned}$$

Отримаємо:

$$0 = Z_{\sum KK} I_{1K}^{(II)} + Z_{\sum ML} I_{1L}^{(II)}; \tag{3.22}$$

$$U_{1L}^{(I)} + a^2 U_{2L}^{(I)} + a U_{0L}^{(I)} = Z_{\sum MK} I_{1K}^{(II)} + Z_{\sum LL} I_{1L}^{(II)}. \quad (3.23)$$

де

$$\begin{aligned} Z_{\sum KK} &= Z_{\sum 1KK} + Z_{\sum 2KK} + Z_{\sum 0KK}; \\ Z_{\sum LL} &= Z_{\sum 1LL} + Z_{\sum 2LL} + Z_{\sum 0LL}; \\ Z_{\sum ML} &= Z_{1M} + a Z_{2M} + a^2 Z_{0M}; \\ Z_{\sum MK} &= Z_{1M} + a Z_{2M} + a^2 Z_{0M}. \end{aligned} \quad (3.24)$$

Струми $I_{1K}^{(II)}$ і $I_{1L}^{(II)}$ визначаються спільним рішенням (3.22) і (3.23).

Після деяких перетворень з врахуванням граничних умов:

$$I_{1L}^{(II)} = a^2 I_{2L}^{(II)} = a I_{0L}^{(II)} = \frac{U_{1L}^{(I)} + a^2 U_{2L}^{(I)} + a U_{0L}^{(I)}}{Z_{\sum LL} - Z^{-1} \sum_{KK} \left[Z_{1M} (Z_{1M} - Z_{2M}) + Z_{2M} (Z_{2M} - Z_{0M}) + Z_{0M} (Z_{0M} - Z_{1M}) \right]}; \quad (3.25)$$

$$I_{1K}^{(II)} = I_{2K}^{(II)} = I_{0K}^{(II)} = -Z_{\sum ML} I_{1L}^{(II)} / Z_{\sum KK}; \quad (3.26)$$

У (3.25) входять $U_{1L}^{(I)}$, $U_{2L}^{(I)}$, $U_{0L}^{(I)}$ – складові напруги першого режиму (з замиканням на землю фази А в точці К) в місці L наступного замикання фази В на землю.

При замиканні в точці L фази також вірні (3.25) і (3.26), якщо поміняти оператори a і a^2 .

Струми на окремих ділянках в режимі II можуть бути знайдені накладенням двох складових: струму, отриманого розподілом струму замикання в точці К при відсутності струму в точці L, і струму замикання в точці L при відсутності струму в точці К. Для отримання повних струмів окремих послідовностей необхідно скласти струми, розраховані для режимів I та II.

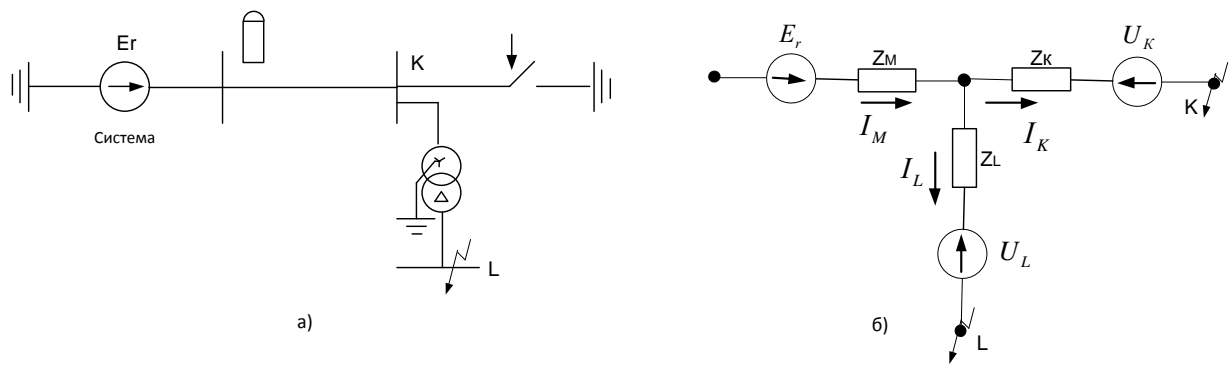


Рисунок 3.6 – Первинна схема (а) і схема заступні (б) для КЗ за трансформатором при одночасному спрацюванні коротко замикача

3.2.2.2 Замкнення перед та за силовим трансформатором

Замикання на землю однієї фази або замикання між двома фазами на стороні вищої напруги при одночасному замиканні між двома або трьома фазами на стороні нижчої напруги трансформатора зі з'єднанням У/Д-11. Маються на увазі випадки, коли для ліквідації пошкоджень за трансформатором за допомогою релейного захисту лінії живлення передбачається короткозамикач на стороні вищої напруги трансформатора (рис. 3.6, а). Виникає необхідність скласти розрахункові вирази при штучному замиканні та точці K , викликаному спрацюванням коротко замикача, і одночасно КЗ за трансформатором у точці L . Застосовується накладення на КЗ у точці K (режим I) додаткового режиму КЗ у точках K і L (режим II) (див. рис. 3.6, в). Розрахункові вирази дані тільки для режиму II при знехтуванні впливом навантаження підстанції. Граничні умови для різних випадків замикань між двома фазами у точці L наводяться з боку трикутника до сторони зірки (див. табл. 3.1).

При замиканні на землю фази А в точці K між фазами А і В в точці L (рис. 3.6, б) використовуються рівняння падіння напруги виду (3.19) і (3.20) для схем прямої і зворотної послідовності. Для схеми нульової послідовності маємо:

$$U_{0K}^{(II)} = -Z_{0KK} I_{0K}^{(II)}. \quad (3.27)$$

Склавши ліві та праві частини (3.19) та (3.27) з врахуванням граничних умов (див. табл. 3.1), отримаємо рівняння, що збігається з (3.22). При цьому у виразі для $Z_{\Sigma ML}$ [див. (3.24)] $Z_{0M} = 0$. Далі, помноживши (3.20) для зворотної послідовності на a^2 і склавши його з аналогічним рівнянням для прямої послідовності при врахуванні граничних умов, отримаємо за аналогією з (3.23):

$$U_{1L}^{(I)} + a^2 U_{2L}^{(I)} = (Z_{1M} + a^2 Z_{2M}) I_{1K}^{(II)} + (Z_{1LL} + Z_{2LL}) I_{1L}^{(II)}. \quad (3.28)$$

Сумісно розраховуючи (3.22) і (3.28), після деяких перетворень отримуємо:

$$I_{1L}^{(II)} = a^2 I_{2L}^{(II)} = \frac{U_{1L}^{(I)} + a^2 U_{2L}^{(I)}}{Z_{1LL} + Z_{2LL} - Z_{\Sigma KK}^{-1} [Z_{1M}^2 - Z_{1M} Z_{2M} + Z_{2M}^2]}; \quad (3.29)$$

$$I_{1K}^{(II)} = I_{2K}^{(II)} = I_{0K}^{(II)} = \frac{-(Z_{1M} + a Z_{2M}) I_{1L}^{(II)}}{Z_{\Sigma KK}}. \quad (3.30)$$

При замиканні на землю фази А в точці К між фазами В і С в точці L (рис. 3.6, б) зберігають силу співвідношення (3.29) і (3.30), якщо поміняти місцями оператори a і a^2 .

При замиканні на землю фази А в точці К між фазами С і А в точці L аналогічно попередньому отримаємо:

$$I^{(II)}_{1L} = a^2 I^{(II)}_{2L} = \frac{U^{(I)}_{1L} + U^{(I)}_{2L}}{Z_{1LL} + Z_{2LL} - Z^{-1}_{\Sigma KK} (Z_{1M} + Z_{2M})^2}; \quad (3.31)$$

$$I^{(II)}_{1K} = I^{(II)}_{2K} = I^{(II)}_{0K} = \frac{-(Z_{1M} + Z_{2M}) I^{(II)}_{1L}}{Z_{\Sigma KK}}. \quad (3.32)$$

При замиканні на землю фази А в точці К між трьома фазами в точці L можна використовувати комплексну схему заступні, складену за місцем замикання на землю в точці К, при врахуванні опору трансформатора Z_T як навантаження.

При замиканні між фазами В і С в точці К і різні замикання між фазами в точці L аналогічно попередньому отримаємо:

$$I^{(II)}_{1L} = \varepsilon_{2L} I^{(II)}_{2L} = \frac{U^{(I)}_{1L} + \varepsilon_{2L} U^{(I)}_{2L}}{Z_{1LL} + Z_{2LL} - (Z_{1KK} + Z_{2KK})^{-1} (Z_{1M}^2 + \varepsilon_M Z_{1M} Z_{2M} + Z_{2M}^2)}; \quad (3.33)$$

$$I^{(II)}_{1K} = -I^{(II)}_{2K} = -(Z_{1M} - \varepsilon_{2M} Z_{2M}) I^{(II)}_{1L} / (Z_{1KK} + Z_{2KK}). \quad (3.34)$$

В (3.33) і (3.34) при замиканні в точці L між фазами А і В: $\varepsilon_{2L} = a^2$, $\varepsilon_{2M} = a$, $\varepsilon_M = 1$; між фазами В і С: $\varepsilon_{2L} = a$, $\varepsilon_{2M} = a^2$, $\varepsilon_M = 1$; між фазами С і А: $\varepsilon_{2L} = 1$, $\varepsilon_{2M} = 1$, $\varepsilon_M = -2$.

При замиканні між фазами В і С в точці К і між трьома фазами в точці L можна безпосередньо використовувати комплексну схему заступні, складену за місцем пошкодження в точці К (див. дод Е рис Е.6,в), якщо розглядати опір трансформатора Z_T як навантаження [19].

3.2.2.3 Розрахунок струмів та напруг під час металевого замкнення на землю фази В ЛЕП 1 та фази С ЛЕП 2

Розрахувати струми при металевому замиканні на землю в точках К (фаза В) а L (фаза С) мережі 110 КВ з частковим заземленням нейтралей

трансформаторів (рис. 3.7, а); ЕРС $E_I = E_{II}$; опору прямої і зворотної послідовностей прийняті однаковими. Схеми заступні прямої, зворотної і нульової послідовностей з реактивними опорами (в омах), приведені до 115 кВ, дані на рис. 3.7, б і а.

В результаті перетворень отримаємо схеми у вигляді зірки на рис. 3.7, б. Відповідно до (3.6):

$$Z_{\Sigma_{KK}} = j(2 \cdot 20,6 + 27,7 + 2 \cdot 14,55 + 70) = j168, \text{ Ом};$$

$$Z_{\Sigma_{LL}} = j(2 \cdot 20,6 + 27,7 + 2 \cdot 7,65 + 11,2) = j95,4, \text{ Ом};$$

$$Z_{\Sigma_{ML}} = aZ_{\Sigma_{MK}} = a^2(Z_{0M} - Z_{1M}) = ja^2(27,7 - 20,6) = ja^2 \cdot 7,1, \text{ Ом}.$$

Підставивши обчислені величини в (3.10) і (3.11) і враховуючи (3.3), отримаємо:

$$I_{0K} = \frac{(-0,5 - j0,866) \cdot 95,4 - (-0,5 + j0,866) \cdot 7,1 \cdot \frac{115000}{\sqrt{3}}}{j(168 \cdot 95,4 - 7,1^2)} = -370 + j189 = 415 \angle 154^\circ, \text{ А};$$

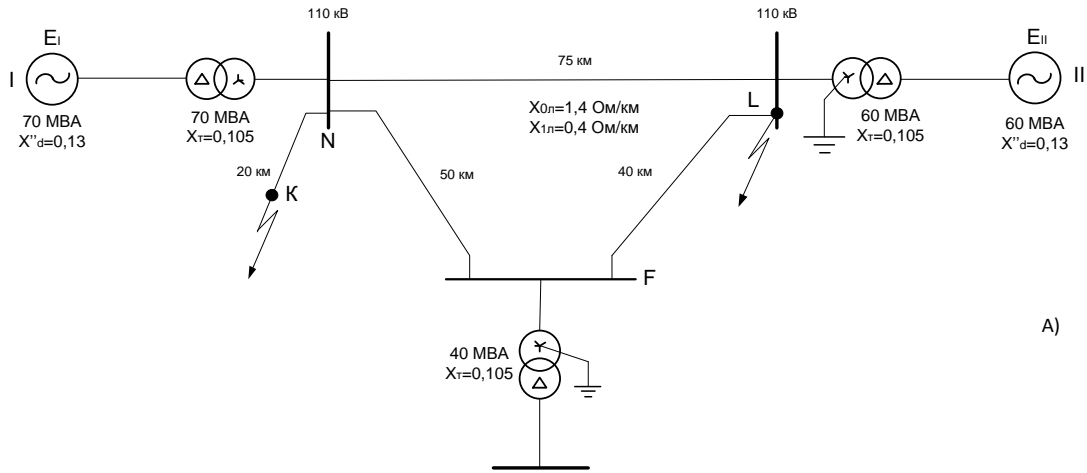
$$I_{0L} = \frac{(-0,5 + j0,866) \cdot 168 - (-0,5 - j0,866) \cdot 7,1 \cdot \frac{115000}{\sqrt{3}}}{j(168 \cdot 95,4 - 7,1^2)} = 625 + j334 = 710 \angle 28^\circ, \text{ А}.$$

При спрощених розрахунках відношенням (3.12) струмів, А:

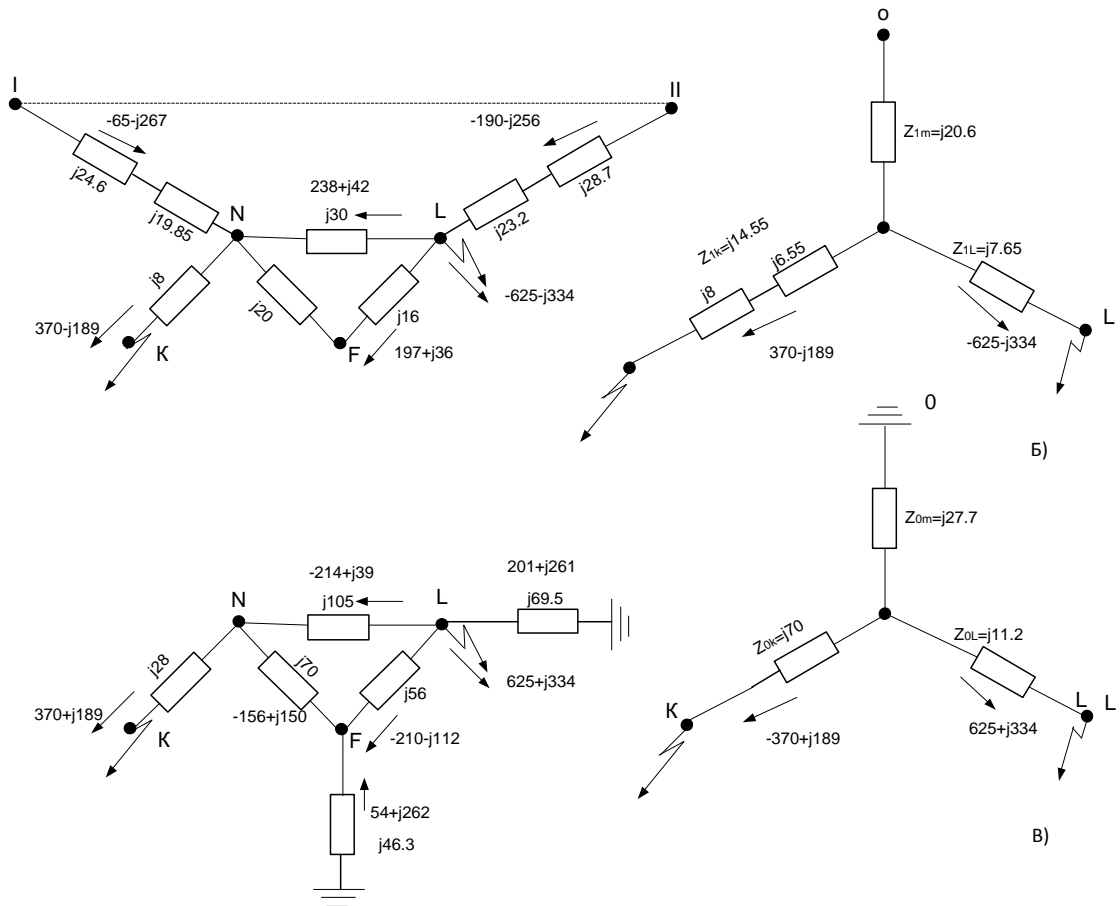
$$I_{0K} = \frac{a^2 \cdot 115000}{\sqrt{3} \cdot j168} = -344 + j198;$$

$$I_{0L} = \frac{a^2 \cdot 115000}{\sqrt{3} \cdot j95,4} = 610 + j352.$$

Струми I_{0K} і I_{0L} , розраховані за уточненим і наближеним виразом, мало відрізняються. Для визначення струмів нульової послідовності на ділянках схеми розподіляється струм I_{0K} при відсутності струму I_{0L} , а потім струм I_{0L} при відсутності струму I_{0K} .



A)



B)

B)

Рисунок 3.7 – Первинна схема (а) і заступні схеми прямої (б) і нульової (в) послідовності для розрахунку замикань на землю одної фази в двох точках

Аналогічним чином за схемою прямої послідовності проводиться розподіл суми струмів прямої і зворотної послідовності в окремих, наприклад в відношенні з (3.13) і (3.14) для фази А розраховують $I_{12KA} = -I_{0K} = +37 - j189 A$; $I_{12LA} = -I_{0L} = -625 - j334 A$. Розподіл цих струмів показаний на рис. 3.7, б. Повні струми в фазі А виконуються підсумовуванням струмів в схемі по рис. 3.7, б. Аналогічно визначаються струми I_{12B} і I_{12C} і повні струми фаз В і С. Результати розрахунку повних фазних струмів показані на рис. 3.8.

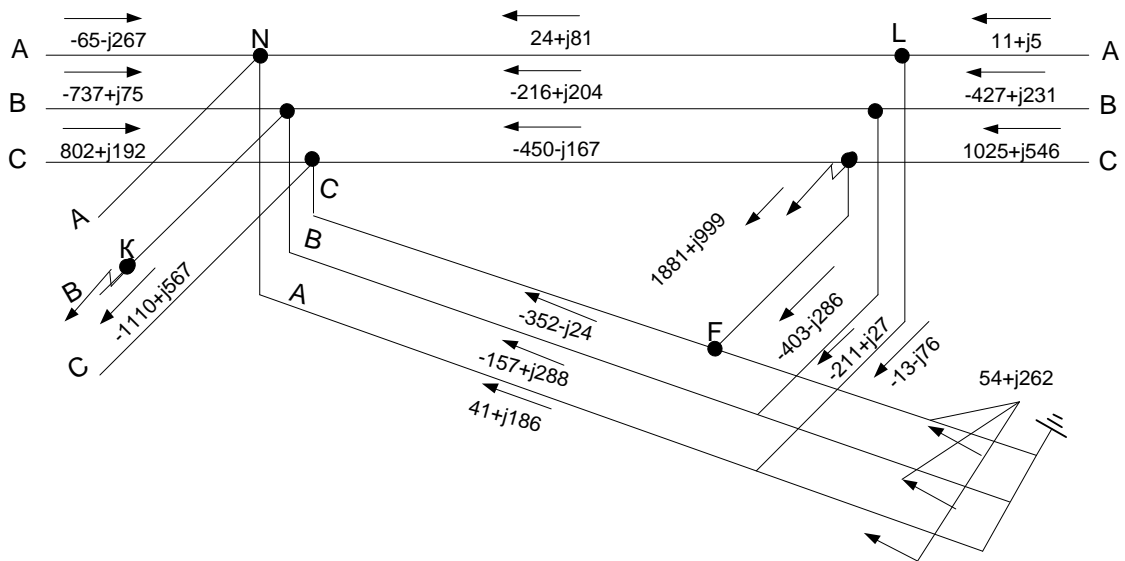


Рисунок 3.8 – розподіл повних струмів в схемі на рис. 3.7, а

Суми напруг прямої та зворотної послідовностей визначаються виходячи зі схем з струморозподілом на рис. 3.7, б (для U_{12A}).

Розрахуємо струми і напруги при металевому замиканні на землю в точках К (фаза В) і L (фаза С) мережі на рис. 3.7, а, але при ізолюваній

нейтралі всіх трансформаторів. Схема заступні прямої (зворотної) послідовності зберігається (рис. 3.7, б). Схема заступні нульової послідовності виходить шляхом відключення в схемі на рис. 3.7, в, віток F-O і L-O. При цьому опір щодо точок К і L:

$$Z_{0\Sigma} = Z_{0K} + Z_{0L} = j28 + j(70 + 56) \square j105 = j85, \text{ Ом};$$

$$I_{0K} = -I_{0L} = \frac{(a^2 - a) \cdot E_{rA}}{6Z_{1M} + 2(Z_{1K} + Z_{1L}) + Z_{0\Sigma}};$$

$$I_{0K} = \frac{-j\sqrt{3} \cdot 115000 / \sqrt{3}}{j[6 \cdot 20.6 + 2(14.55 + 7.65) + 85]} = -450, \text{ А.}$$

Розподіляючи знайдені струми нульової послідовності $I_{0K} = -I_{0L}$, а також суму струмів прямої і зворотної послідовності I_{12KF}, I_{12LF} (по фазах А, В, С), отримаємо повні фазні струми, наведені на рис. 3.9.

Визначимо напруги в точці К схеми на рис. 3.7, а відніманням з ЕРС генераторів падінням напруги на ділянках I - N і N - К. З огляду на, що струм нульової послідовності відсутній на ділянці I - N, а також $I_{12AK} = I_{12C} = -I_{0K} = 450$ А і $I_{12BK} = 2I_{0K} = -900$ А.

$$U_{12AK} = 115000 / \sqrt{3} - j44.45 \cdot 67 - j8 \cdot 450 = 66600 - j6550 \text{ В.}$$

$$U_{12BK} = a^2 \cdot 115000 / \sqrt{3} - j44.45(-755) - j8(-900) = -33300 - j16600 \text{ В.}$$

$$U_{12CK} = a \cdot 115000 / \sqrt{3} - j44.45 \cdot 688 - j8 \cdot 450 = -33300 + j23150 \text{ В.}$$

З врахуванням граничних умов для точки К:

$$U_{0K} = -U_{12BK} = 33300 + j16600 \text{ В};$$

$$U_{KA} = 99900 + j10050 \text{ В};$$

$$U_{KB} = 0;$$

$$U_{KC} = j39750B;$$

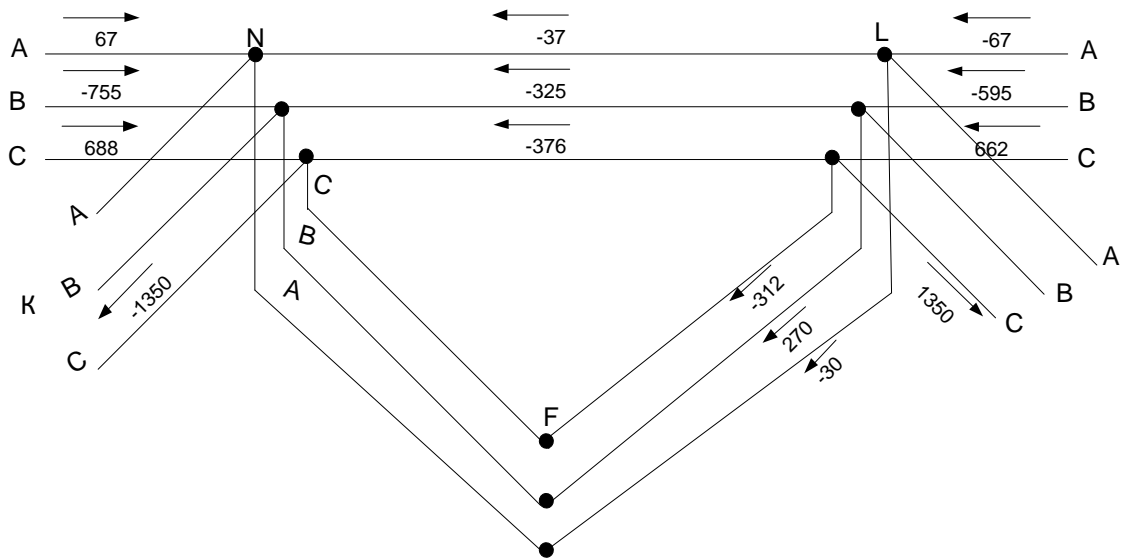


Рисунок 3.9 Розподіл повних струмів в схемі на рисунку 3.7, а

Розрахуємо струми у схемі, наведеній на рис. 3.6, а, в мережі 110 кВ для випадків замикання між двома і трьома фазами за трансформатором У/Д-11 (точка L) при одночасному замиканні на землю фази A або між фазами B і C на стороні вищої напруги (точка K), обумовленому включенням короткозамикача. Еквівалентна ЕРС $E_g = 115/\sqrt{3}$ кВ. Опір схеми заступні на рис. 3.6, б в омах, приведені до напруги 115 кВ:

$$Z_{1M} = Z_{2M} = j26;$$

$$Z_{0M} = j76;$$

$$Z_{1L} = Z_{2L} = Z_{0L} = j30;$$

$$Z_{1K} = Z_{2K} = Z_{0K} = 0;$$

$$Z_{0\Sigma} = Z_{0L} \square Z_{0M} - j30 \square j76 = j21,5.$$

Розрахунок виконується накладенням режимів 1 до II за рис. 3.5. Замикання на землю фази A в точці K при одночасному замиканні між фазами в точці L. Струми при замиканні на землю фази A в режимі I:

$$I_{1K}^{(I)} = I_{2K}^{(I)} = I_{0K}^{(I)} = E_r / \left(2Z_{1M} + Z_{0\Sigma} \right) = 115000 / \sqrt{3} / (2 \cdot 26 + 21.5) = -j905, A;$$

$$I_{1M}^{(I)} = I_{2M}^{(I)} = I_{1K}^{(I)} = -j905, A;$$

$$I_{0M}^{(I)} = 30(-j905) / (30 + 76) = -j256, A.$$

Напряга в місці наступного КЗ (L):

$$U_{1L}^{(I)} = U_{1K}^{(I)} = \left(Z_{2M} + Z_{0\Sigma} \right) I_{1K}^{(I)};$$

$$U_{2L}^{(I)} = -Z_{2M} I_{2K}^{(I)} = -Z_{1M} I_{1K}^{(I)}.$$

При замиканні між фазами А і В у точці L розрахункова напруга в (3.29):

$$U_{\text{розр.L}}^{(I)} = U_{1L}^{(I)} = a^2 U_{2L}^{(I)} = \left[(1 - a^2) Z_{2M} + Z_{0\Sigma} \right] I_{1K}^{(I)};$$

$$U_{\text{розр.L}}^{(I)} = \left[(1,5 + j0,866) j26 + j21,5 \right] (-j905) = 54000 + j20300, B.$$

А опір:

$$Z_{iLL} = Z_{iM} + Z_{iL}; Z_{iKK} = Z_{iM} \quad (i = 1, 2, 0).$$

З врахуванням цього з (3.29) і (3.30) маємо:

$$I_{1L}^{(II)} = I_{1L} = a^2 I_{2L} = 198 - j530, A;$$

$$I_{1K}^{(II)} = I_{2K}^{(II)} = I_{0K}^{(II)} = -198 + j35, A;$$

$$I_{1M}^{(II)} = I_{1K}^{(II)} + I_{1L}^{(II)} = -j495, A;$$

$$I_{2M}^{(II)} = I_{2K}^{(II)} + I_{2L}^{(II)} = 163 + j470, A;$$

$$I_{0M}^{(II)} = 30(-198 + j35) / (30 + 70) = -56 + j10, A.$$

При замиканні між фазами С і А в точці L в (3.31):

$$U_{розр.L}^{(I)} = U_{1L}^{(I)} + U_{2L}^{(I)} = Z_{0\Sigma} I_{1K}^{(I)} = 19400, B.$$

Підставляючи $U_{розр.L}^{(I)}$ в (3.31) з врахуванням приведених вище значень для опорі, знайдемо:

$$I_{1L}^{(II)} = I_{1L} = I_{2L} = -j260, A;$$

$$I_{1K}^{(II)} = I_{2K}^{(II)} = I_{0K}^{(II)} = j184, A;$$

$$I_{1M}^{(II)} = I_{2M}^{(II)} = I_{1K}^{(II)} + I_{1L}^{(II)} = -j76, A;$$

$$I_{0M}^{(II)} = 30 \cdot j184 / (30 + 70) = j52, A.$$

Висновки до третього розділу:

1. Розроблені математичні та комп'ютерні моделі, що дозволяють визначати струми в ЛЕП під час замкнень та дозволили визначити причини неселективної роботи найбільш широко розповсюдженого МСЗ.

2. Було розраховано симетричних складових струму, а також фазних величини при замиканні на землю.

4 КОМП'ЮТЕРНІ МОДЕЛІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ В ПАКЕТІ ПРИКЛАДНИХ ПРОГРАМ ДЛЯ ЧИСЛОВОГО АНАЛІЗУ MATLAB

4.1 Опис досліджуваного фрагменту схеми розподільної електричної мережі

На рисунку 4.1 зображено фрагмент схеми електричної системи напругою 110 кВ. на цій схемі електрична система підключена до шин 110 кВ електричної підстанції 110/10 кВ від яких відходять п'ять трифазних ліній електропередач проводом АС-240/39 позначених на рисунку W1...5. До шин 110 кВ приєднано трифазний вимикач типу ВГБ-110У1 який позначений на рисунку, як Q1. Вимикач 110 кВ (Q1) підключений до трифазного понижувального трансформатора напругою 110/10 кВ та потужністю 10 МВт типу ТД-10000/110 який позначений на рисунку, як Т1. Трансформатор на стороні 10 кВ підключений до трифазного ввідного вимикача напругою 10 кВ типу ВР0 який позначений на схемі, як Q2. Ввідний вимикач підключений до шин 10 кВ до яких також підключені три трифазні лінії. На цих лініях електропередачі застосовується провід А-50. Довжина цих ліній – 1 км. Ці лінії на схемі позначені, як W6..8. До трифазних ліній W6..8 відповідно підключені трифазні вимикачі Q3,Q4,Q5 Evolis. Це вакуумні вимикачі на напругу 10 кВ виготовлені фірмою Schneider Electric.

В кінці ліній 10 кВ підключене переважно двигуне навантаження. Розглядається аварійна ситуація, коли на ліній W6 на фазі А виникло однофазне замкнення на землю, а на лінії W7 виникло однофазне замикання на землю на фазі В.

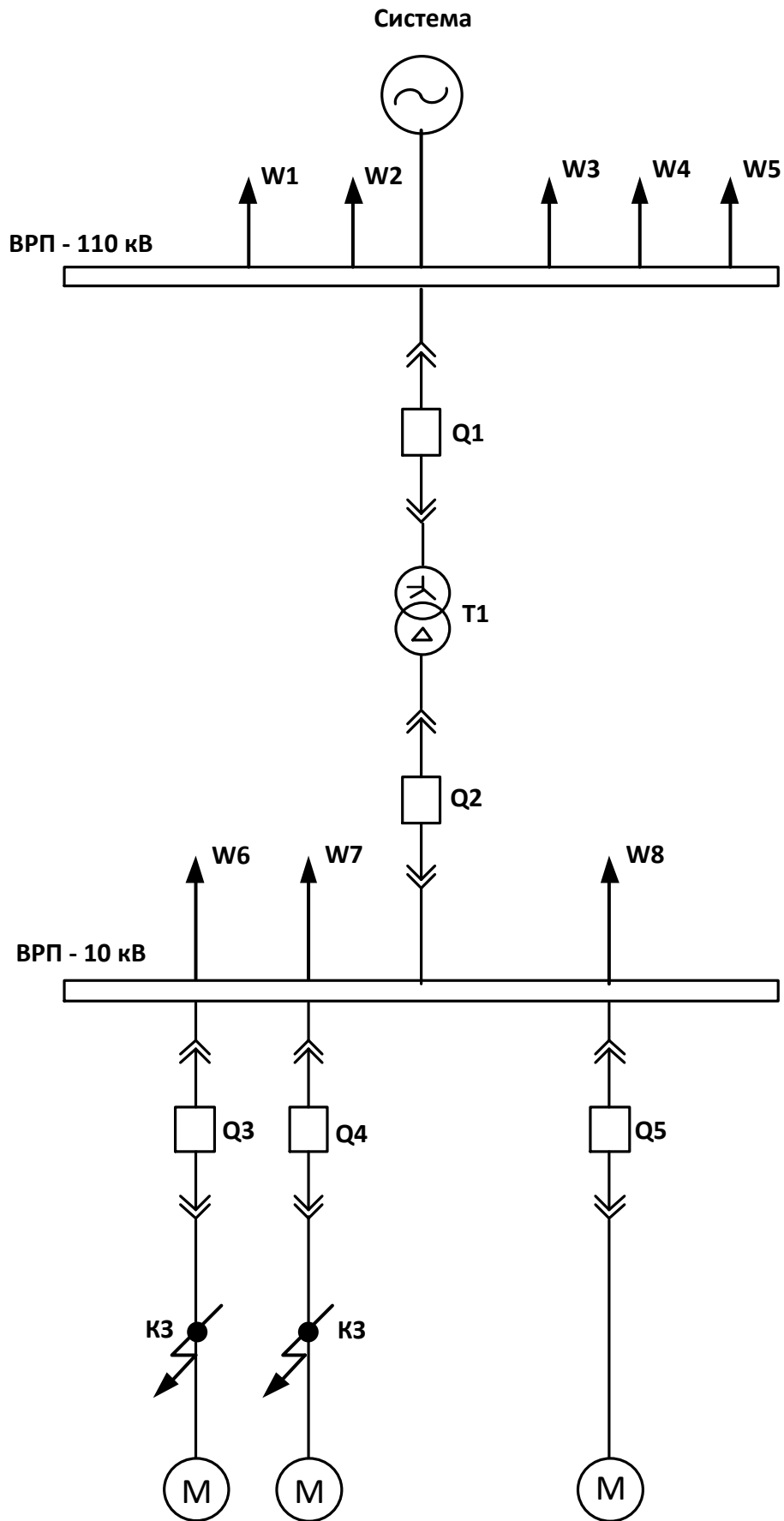


Рисунок 4.1 – Фрагмент схеми електричної системи напругою 110 кВ

Параметри марки проводу АС-240/39:

Площа поперечного перерізу алюмінієвої частини проводу складає 240 мм², площа сталюї частини — 39 мм². Електричний опір проводу на 1 км складає 0,1222 Ом [25].

Параметри марки проводу А-50:

Алюмінієвий провід перерізом 50 мм². Електричний опір проводу на 1 км складає 0,578 Ом [26].

Технічні характеристики бакового елегазового вимикача серії ВГБ-110У1 який підключений до шин 110 кВ наведений в таблиці 4.1 [27].

Таблиця 4.1 – Технічні характеристики вимикача серії ВГБ-110У1

Номінальна / найбільша робоча напруга, кВ	110/126
Номінальний струм, А	2000
Номінальний струм вимикання, кА	40
Власний час вимикання не більше, с	0,035
Власний час увімкнення не більше, с	0,10
Повний час вимикання не більше, с	0,06
Номінальна частота, Гц	50
Вбудовані трансформатори струму	ТВ-110

Технічні характеристики ввідного вимикача серії ВР0 який підключений до низької сторони трифазного двох обмоткового трансформатора на напругу 10 кВ наведений в таблиці 4.2 [27].

Таблиця 4.2 – Технічні характеристики вимикача серії ВР0

Номінальна / найбільша робоча напруга, кВ	10/12
Номінальний струм, А	630
Номінальний струм вимикання, кА	12,5
Власний час вимикання не більше, с	0,029
Власний час увімкнення не більше, с	0,09
Повний час вимикання не більше, с	0,057
Номінальна частота, Гц	50
Струм термічної стійкості, кА, 3с	12,5

Технічні характеристики фідерних вимикачів серії Evolis. Це вакуумні вимикачі на напругу 10 кВ виготовлені фірмою Schneider Electric наведений в таблиці 4.3 [28].

Таблиця 4.3 – Технічні характеристики вакуумного вимикача Evolis

Номінальна / найбільша робоча напруга, кВ	10/12
Номінальний струм, А	630/2500
Номінальний струм вимикання, кА	12,5/31,5
Механический ресурс	1000
Коммутационный ресурс при токах отключения 25 кА	100
Номінальна частота, Гц	50

Технічні характеристики трифазного понижувального трансформатора напругою 110/10 кВ та потужністю 10 МВт типу ТД-10000/110 показані в таблиці 4.4 [29].

Таблиця 4.4 – Технічні характеристики трансформатора ТД-10000/110

Позн. на схемі	Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ			U _к , %			I _х , %
			ВН	СН	НН	ВН - НН	ВН-СН	СН-НН	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T1	ТД-10000/110	10	115	–	10,5	-	10.5		0,9

4.2 Спрощена комп'ютерна модель РЕМ

4.2.1 Спрощена схема комп'ютерної моделі РЕМ та її опис

На рисунку 4.3.1 і 4.3.2 показана спрощена комп'ютерна модель розподільчої мережі 10 кВ в програмному середовищі MATLAB.

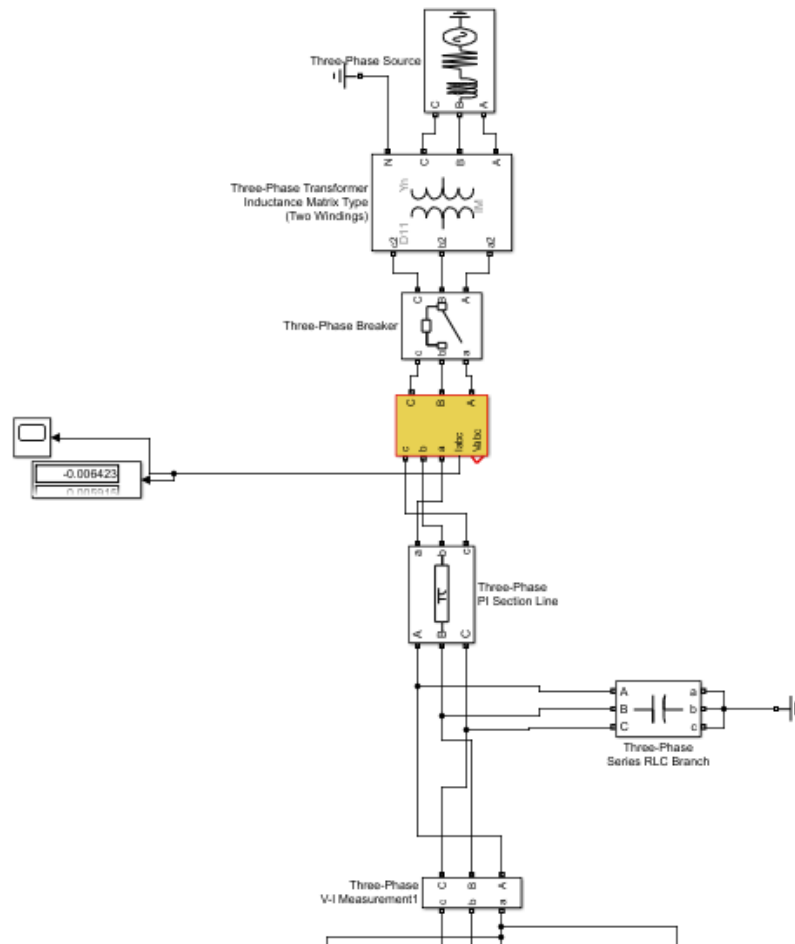


Рисунок 4.3.1 – Фрагмент комп'ютерної моделі мережі 10 кВ

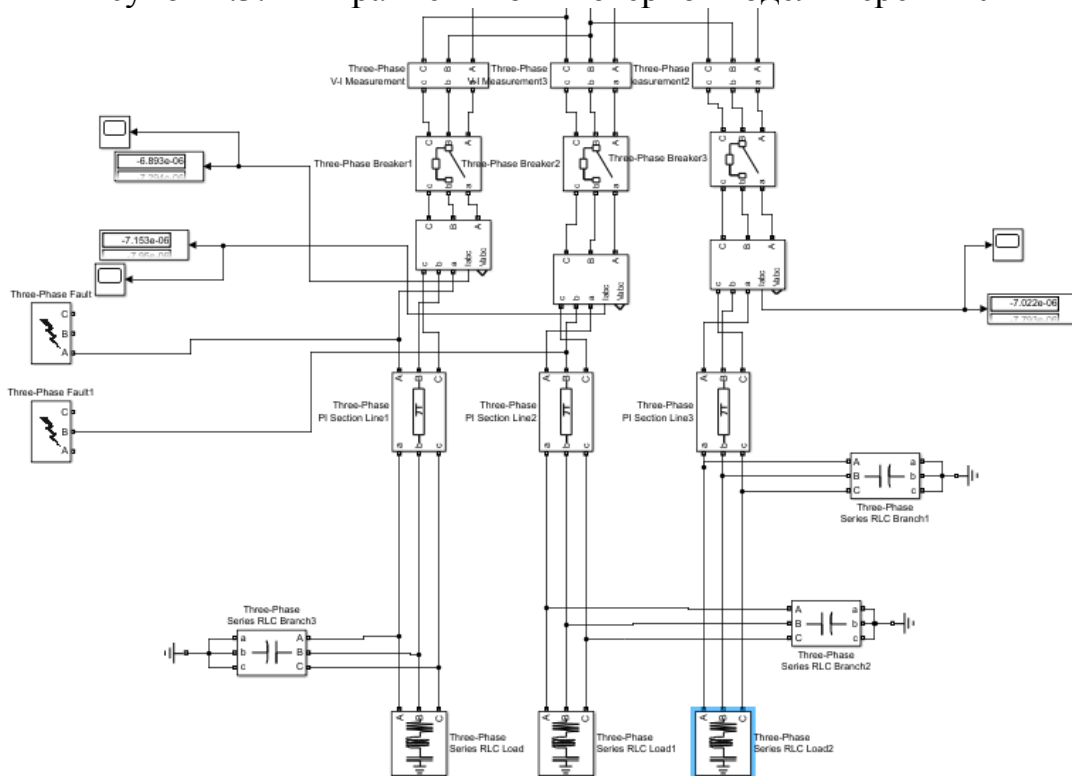


Рисунок 4.3.2 – Фрагмент комп'ютерної моделі мережі 10 кВ

На рисунку 4.3.1 і 4.3.2 зображено схему розподільчої мережі 10 кВ яка була представлена у вигляді комп'ютерної моделі. На ній показано систему 110 кВ, трансформатор понижувальний напругою 110/10 кВ, ввідний вимикач напругою 10 кВ до якого підключений вимірювальний прилад у вигляді амперметра і осцилографа. Від вимикача відходить лінія електропередачі довжиною 1 км і маркою проводу А-50. На рисунку 4.3.1 і 4.3.2 показаний елемент ємності між проводом і землею. Трифазна лінія 10 кВ приходить на шини 10 кВ і відходять на три різних лінії електропередачі на кожній лінії підключений свій вимикач типу Evolis від якого відходять лінії довжинами 1 км. До кожного фідерного вимикача увімкнено вимірювальний пристрій. Також показаний блок у вигляді короткозамикача який буде створювати КЗ на будь-якій з трьох ліній для того, щоб ми могли побачити як змінюється струм на фідерних і ввідному вимикачі. На кінці трьох фідерів увімкнено навантаження яке становить на лінії три 4 МВт, на другій лінії 2 МВт і на першій лінії 1 МВт.

4.2.2 Результати моделювання з використанням спрощеної комп'ютерної моделі РЕМ

Результати моделювання розподільчої електричної мережі 10 кВ показані на наступних рисунках:

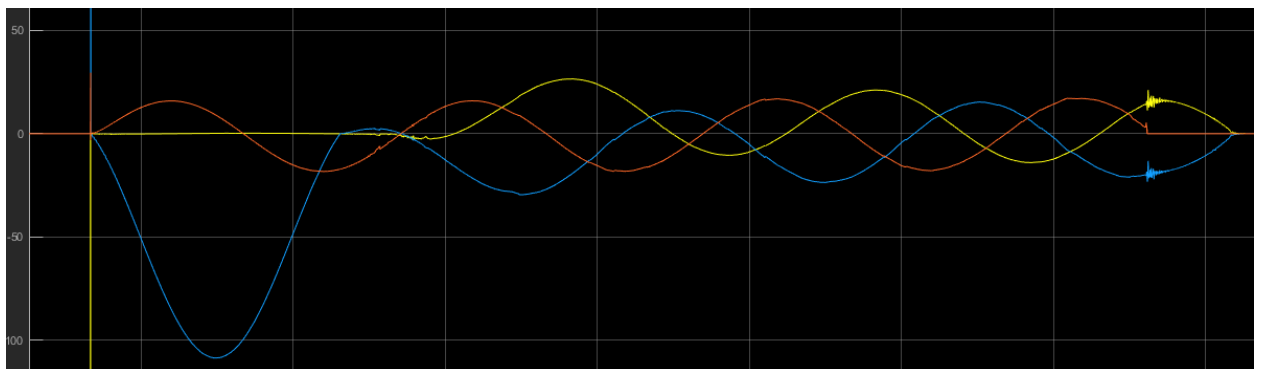


Рисунок 4.4 – Діаграма зміни струму при однофазному КЗ на землю фази В на другому фідері 10 кВ

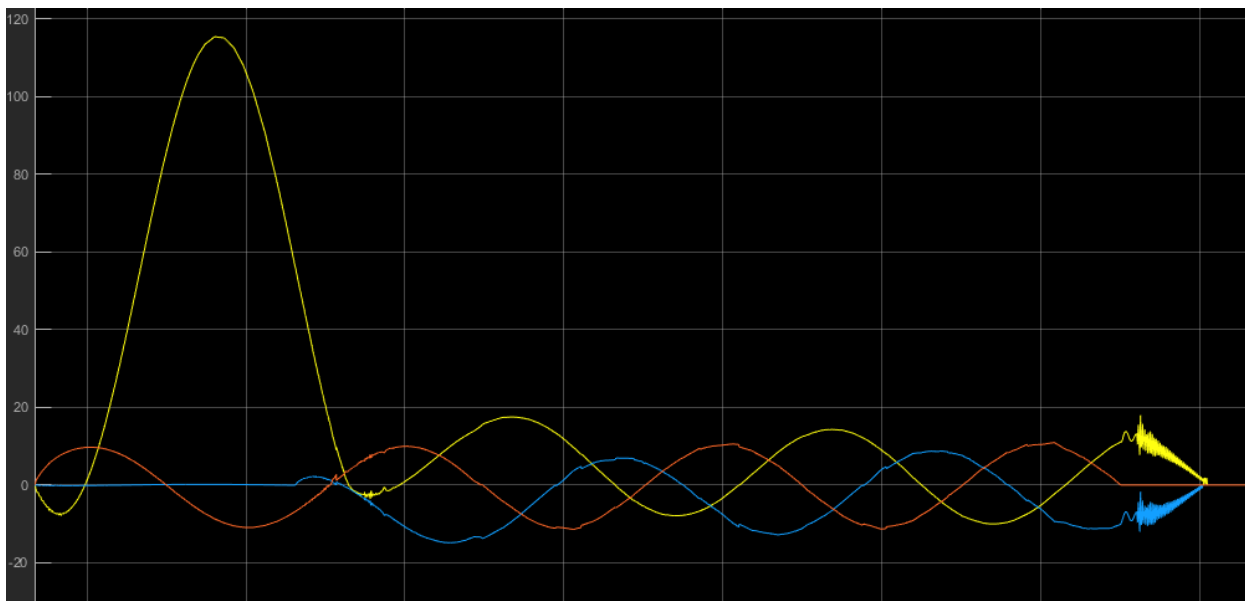


Рисунок 4.5 – Діаграма зміни струму при однофазному КЗ на землю фази А на першому фідері 10 кВ

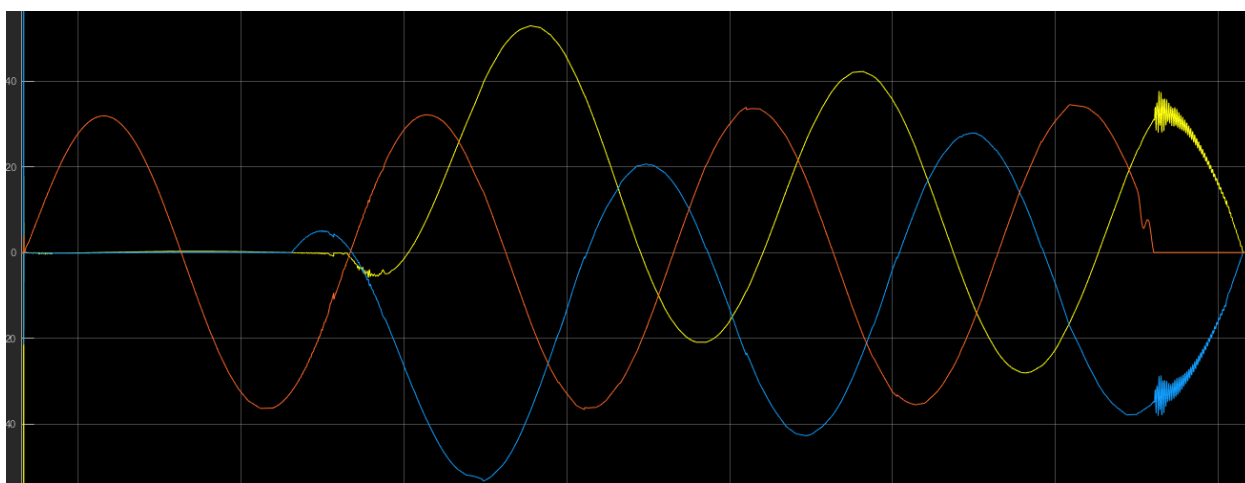


Рисунок 4.6 – Діаграма зміни струму при нормальній роботі третього фідера 10 кВ

Висновки до четвертого розділу:

1. В роботі була наведена комп'ютерна модель розподільчої мережі 10 кВ в програмі MATLAB;

2. Було проведено моделювання зміни струму на ввідному вимикачі і фідерних вимикачах на яких ми змінювали вид КЗ на різних фазах. Тому що в наш час проблемою розподільчих мереж 10 кВ є те що при однофазних КЗ на землю фідерні вимикачі на яких відбулось КЗ не завжди спрацьовують через низьких струм, а тому релейних захист спрацьовує тільки на ввідному вимикачі і відключає повністю все живлення на всіх фідерах.

5. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Стратегічні напрями розвитку залізничного транспорту передбачають широку програму реконструкції та розвитку пристроїв інфраструктури, у тому числі пристроїв енергопостачання. Дуже суттєвим напрямом розвитку мережі залізниць є електрифікація її ділянок. При розробці інвестиційних проектів з реконструкції, модернізації або впровадження інновацій важливим моментом, що забезпечує їх реалізацію, є їхнє техніко-економічне обґрунтування.

Економічне обґрунтування ефективності практичного використання нових технічних чи технологічних розробок ґрунтується на загальних методичних положеннях теорії економічної ефективності капітальних вкладень. Проте специфіка кожного науково-технічного рішення потребує і індивідуального підходу за його економічному обґрунтуванні.

У наступному підрозділі буде запропоновано методики економічної оцінки ефективності практичного впровадження найбільш типових проектних чи наукових досліджень в електроенергетиці.

5.1. Економічне обґрунтування впровадження вдосконалених схем захисту

Необхідність впровадження вдосконалених схем релейних захистів може бути викликана різними причинами:

- технічним переозброєнням енергетичних об'єктів – запровадженням нового обладнання, систем АСУ в управлінні енергетичними пристроями;
- невідповідністю технічних та функціональних характеристик існуючих захисту вимогам селективності, швидкодії та чутливості для режимів роботи енергетичних об'єктів чи мережі;
- фізичним зносом об'єктів;

– припинення випуску запасних частин для діючих схем захисту;
– збільшенням кількості відмов функціонування чи кількості ушкоджень діючих захистів.

Кожна з наведених причин викликає необхідність заміни чинного захисту та потребує індивідуального економічного обґрунтування доцільності цього заходу.

При цьому може використовуватися єдиний методичний підхід економічної оцінки, заснований на зіставленні витрат, необхідних для впровадження нового захисту та економічного ефекту, який буде отриманий при її використанні. Критерієм може бути як термін окупності, і величина річного наведеного економічного ефекту.

Витрати на впровадження нової РЗА традиційно, як і впровадження будь-якої нової техніки, включають вартість капітальних вкладень, необхідних для придбання або створення вдосконаленої схеми захисту ($K_{зах}$) та поточні річні витрати на її утримання та обслуговування ($C_{тек.зах}$).

Вартість нового захисту визначається за рівнем сучасних ринкових цін. Якщо пропонується до впровадження новий захист, який не має аналогів, то складається кошторисна вартість нового захисту, яка включає:

$$K_{зах} = \sum K_i + K_{мтж}. \quad (5.1)$$

де K_i – вартість i -елементів, які використовуються при створенні нової схеми захисту, $K_{мтж}$ – витрати на монтаж схеми, що приймаються укрупнено, у розмірі 5–7 % від вартості захисту або розраховуються за формулою

$$K_{мтж} = t_{розр} \sum \left(\varphi_{роб} \cdot \frac{3_{міс}}{T_{міс}} \right). \quad (5.2)$$

де $t_{\text{розр}}$ – час, необхідний розробки та монтажу схеми (визначається дослідним шляхом); $\text{Ч}_{\text{роб}}$ – число j -працівників, що беруть участь у розробці та монтажі схеми захисту; $\text{З}_{\text{міс}}$ – середня місячна заробітна плата або оклад j -працівника в залежності від розряду або категорії його кваліфікації; $\text{T}_{\text{міс}}$ – нормативний місячний фонд робочого дня, год, усереднено прийнятий у вигляді 168–172 год.

Поточні витрати на утримання захисту включають витрати на поточне обслуговування захисту ($C_{\text{обсл.зах}}$). Ці витрати не суттєві, тому можуть прийматися у розмірі 0,5–1 % вартості захисту. До складу поточних витрат також включаються амортизаційні відрахування (C_a). Таким чином, поточні витрати на експлуатацію захисту включають:

$$C_{\text{ТЕК.ЗАХ}} = C_{\text{ОБСЛ.ЗАХ}} + C_a. \quad (5.3)$$

Оцінюючи доцільність впровадження нового захисту важливе значення має розрахунок річного економічного результату її використання. Цей результат може бути прирівняний величині запобігання збитку від неспрацьовування діючої застарілої схеми захисту.

Методика оцінки економічної шкоди залежить від суб'єкта, для якого провадиться заміна захисту. Збитки можуть бути у вигляді недовипущеної продукції або збільшення витрат від простою внаслідок перерв у енергопостачанні на виробничому підприємстві; недоотриманих доходів енергетичних компаній чи соціальної шкоди за енергопостачання населення.

З позицій електроенергетичних підприємств економічні збитки від аварійної ситуації, що не запобігли захисту, включає:

$$U_{\text{зах}} = \Delta U_z + U_{\text{ЛКВ}}. \quad (5.4)$$

де $\Delta D_{\text{э}}$ – недоотримані доходи від неспрацювання чинних захистів та аварійного припинення електропостачання; $Y_{\text{лкв}}$ – Витрати, пов'язані з ліквідацією аварійної ситуації.

Величина $\Delta D_{\text{э}}$ може бути визначена за звітними даними роботи підприємства при сформованому протягом року рівні відмов чинних захистів. Теоретичний розрахунок цієї складової шкоди включає врахування таких факторів:

$$\Delta D_{\text{э}} = \Delta W_{\text{потр}} \cdot T_{\text{э}} \cdot \omega \cdot \frac{M_0}{60} \quad (5.5)$$

де $\Delta W_{\text{потр}}$ – недовідпущена споживачам електроенергія на період відмови від захисту та ліквідації аварії, кВт·год; $T_{\text{э}}$ – тариф реалізації електроенергії споживачам, грн/кВт·год; ω – Параметр потоку відмов пристроїв електропостачання через неспрацювання захистів, од.; M_0 – Математичне очікування часу припинення енергопостачання при неспрацьованих діючих захистів, хв.

Витрати, пов'язані з ліквідацією аварій при неспрацюванні захисту, включають:

$$Y_{\text{лкв}} = C_{\text{зп}} + C_{\text{тр}} \quad (5.6)$$

де $C_{\text{зп}}$ – витрати заробітної плати бригади, що ліквідує аварійну ситуацію.; $C_{\text{тр}}$ – витрати на спецтранспорт, що використовується при виїздах на ліквідацію аварій.

Відмова діючих захистів у пристроях тягового залізничного електропостачання викликає недоліки в експлуатаційній роботі транспорту, пов'язані із зупинкою поїздів та перервами технології перевізного процесу.

Економічний збиток від перерв у тяговому електропостачанні визначається за формулою:

$$Y_{TE} = Y_{IP} + Y_{зуп} + Y_{ЛКВ}. \quad (5.7)$$

де Y_{TE} – економічні збитки від неспрацьовування захисту у системі тягового електропостачання; Y_{IP} – збитки від простою поїздів під час перерв у тяговому електропостачанні; $Y_{зуп}$ – збитки від зупинки поїздів.

Збитки від простою поїздів визначається за формулою:

$$Y_{IP} = \sum N_{тг} \cdot C_{Nтг} + \sum Nt_{пс} \cdot cNt_{пс} Y_{IP} + Y_{зуп} + Y_{ЛКВ}. \quad (5.8)$$

де $\sum N_{тг}, \sum Nt_{пс}$ – поїздо-годинник простою вантажних та пасажирських поїздів при неспрацьовуванні захисту відповідно; $C_{Nтг}, C_{Ntпс}$ – укрупнена видаткова ставка простою вантажних та пасажирських поїздів відповідно, грн./поїздо-год.

Поїздо - годин затримки поїздів залежать від розмірів руху на ділянці, середньої тривалості простою поїздів при таких аваріях, а також від засобів сигналізації та зв'язку, що використовуються. Розмір поїздо - годин простою поїздів внаслідок відмов захисту може бути визначений за звітними даними дистанції електропостачання або відповідної служби дороги. При теоретичних дослідженнях для визначення потяг-годин відключення тягової мережі ($\sum Nt_{отк}$) може використовуватися формула:

$$\sum Nt_{отк} = \omega \sum N_{ооб} I_{np} \frac{M_o}{60}. \quad (5.9)$$

де - параметр потоку відмов пристроїв електропостачання через неспрацьовування захистів, од./п-км; $\sum N_{доб}$ – добові розміри руху поїздів дільницею, поїзда/сут; l_{np} - Довжина ділянки, що обслуговується, км; M_0 – математичне очікування часу закриття ділянки внаслідок однієї відмови пристроїв електропостачання внаслідок неспрацьовування захисту, хв.

Значення числа затриманих поїздів та поїздів-годинників простою вантажних та пасажирських поїздів при різних розмірах добового руху та перервах у струмо постачанні на ділянках.

Економічний збиток від зупинки поїздів при перервах в електропостачанні включає витрати, пов'язані з енергетичними витратами на розгін та гальмування поїздів, та визначається за формулою

$$Y_{зуп} = \sum N_{з.гр} C_{зуп.гр} + \sum N_{з.пс} C_{зуп.пс} \quad (5.10)$$

де $\sum N_{з.гр}, \sum N_{з.пс}$ – кількість затриманих вантажних та пасажирських поїздів за відповідних розмірів руху; $C_{зуп.гр}, C_{зуп.пс}$ – витрати на одну зупинку вантажного та пасажирського поїзда.

Збитки, пов'язані з ліквідацією наслідків у перервах тягового електропостачання, визначається аналогічно збитків від перерв загально мережевого енергопостачання (5.6).

Величина річного наведеного економічного ефекту від впровадження досконалішої схеми захисту при терміні окупності, що відповідає прийнятому значенню $E_{нт}$, Визначається за формулою:

$$E_{зax} = Y_{зax} - (C_{тек.зax} + E_{нт} \cdot K_{зax}). \quad (5.11)$$

Реальний термін окупності придбання чи створення нового захисту розраховується за формулою:

$$T_{OK} = \frac{K_{ЗАХ}}{Y_{ЗАХ} - C_{ТЕК.ЗАХ}}. \quad (5.12)$$

Річні перерви в лінії електропостачання через неспрацьовування захисту складають: $t_{від} = 16,5$ год. Річний обсяг відпустки електроенергії споживачам: $W_{год} = 440000$ тис. кВт · год; тариф на електроенергію – $T_{\text{э}} = 0,36$ грн / кВт · год; вартість нової шафи захисту $K_{ЗАХ} = 1400$ тис. грн.

На ліквідацію аварій у системі енергопостачання бригада з двох електриків та одного електромеханіка витратила 10 годин понаднормової роботи, з них – 5 годин робота в нічний час. Середня годинна ставка двох електриків – 70 грн/год; електромеханіка – 50 грн./год. Середня відстань аварійних виїздів бригади – 40 км, кількість виїздів – 6; норма витрати палива спецавтомобілю – 35 л/100 км; ціна палива – 26 грн/л. Вартість матеріалів та запасних частин, що використовуються при ліквідації аварій, $C_{\text{мат}} = 50$ тис. грн.

1. Визначаємо річні поточні витрати ($C_{\text{ТЕК.ЗАХ}}$) на експлуатацію нового захисту за норми витрат на поточне обслуговування $H_{\text{обсл}} = 0,5\%$ та термін служби нового захисту – $t_{\text{сл}} = 12$ років.

$$C_{\text{обсл}} = 1400 \cdot \frac{0,5}{100} = 7, \text{ тис. грн};$$

$$C_a = \frac{1400}{12} = 116,6, \text{ тис. грн};$$

$$C_{\text{ТЕК.ЗАХ}} = 123,6, \text{ тис. грн}.$$

2. Визначаємо збитки від не довідпуску електроенергії при відмові старого захисту:

$$\Delta D_z = \frac{440000}{8760} \cdot 16,5 \cdot 0,36 = 298,3, \text{ тис.грн.}$$

3. Визначаємо витрати на ліквідацію аварій:

$$C_{zn} = (70 + 50) \cdot 10 \cdot 2 + (70 + 50) \cdot 5 \cdot 1,4 = 3,2, \text{ тис.грн.}$$

де 2,0 - збільшення заробітної плати за понаднормову роботу в 2,0 рази; 1,4 – збільшення зарплати у нічний час на 40,0 %:

$$C_{TP} = 50 \cdot 6 \cdot 2 \cdot \frac{35}{100} \cdot 20 = 4,2, \text{ тис.грн.}$$

$$C_{ЛКВ} = 4,2 + 3,2 + 50 = 57,4, \text{ тис.грн.}$$

4. Визначаємо термін окупності установки нової шафи захистів, років:

$$T_{ок} = \frac{1400}{298,3 + 57,4 - 123,6} = 6,02, \text{ роки.}$$

Висновки до п'ятого розділу

1. За результатами розрахунку економічної оцінка ефективності реконструкції підстанцій нам показує, що при заміні вимикачів з повітряних на елегазові термін окупності складає 6 років і 7 місяців.

2. За результатами розрахунку економічний показників впровадження сучасних захистів від замкнень в розподільних електричних мережах свідчить про те що термін окупності складає 6 років.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

6.1 Задачі розділу

Під час обслуговування та ремонту обладнання потрібно чітко виконувати правила з охорони праці. Рівень безпеки обслуговуючого персоналу залежить від стану електрообладнання, умов праці та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу обслуговуючого персоналу.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування [30]:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією реле за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу при ремонті та експлуатації реле. Розрахувати параметри заземлювального пристрою розподільної установки 330кВ.
3. Обґрунтувати основні заходи протипожежного захисту для приміщення релейного захисту.

6.2. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією реле

При роботах в розподільних пристроях застосовуються наступні види засобів захистів:

1. Електрозахисні засоби;
2. Засоби захисту від електричних полів;
3. Засоби індивідуального захисту.

Електрозахисні засоби — це засоби захисту, які застосовують від ураження електричним струмом, необхідні для забезпечення ефективної електробезпеки при роботах в розподільних пристроях.

Всі електрозахисні засоби поділяються на 2 групи:

- Основні
- додаткові

Основні електрозахисні засоби — це ізолюючі електрозахисні засоби, ізоляція яких довгий час здатна витримувати робочу напругу мережі, і з допомогою яких дозволено проводити роботи під напругою на струмовідних частинах.

Додаткові електрозахисні засоби — це ізолюючі електрозахисні засоби, які не захищають людину від ураження електричним струмом, а тільки є доповненням до основних засобів захисту. А також вони призначені для захисту працюючого від крокової напруги і напруги дотику.

По класу напруги електрозахисні засоби поділяються на:

- до 1000 В.
- вище 1000 В.

При роботі на електричній підстанції є обов'язковим використання засобів індивідуального захисту, а саме захисного взуття з захистом від електричного впливу.

Обрані засоби індивідуального захисту подаємо в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 — Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка маркування. Модель. Матеріал	або Гарантований термін використання	Технічні характеристики
---------	-------------	---------------------------------------------	-----------------------------------------------	----------------------------

Продовження таблиці 6.1

Захисний одяг	Захист механічних ушкоджень	від	Куртка комбінезон Lahti Pro	1 рік	5% бавовна 65 % поліестер
Захисне взуття	Захист механічного пошкодження	від	Ботинки робочі з високими берцями БУРАН	1 рік	Підошва поліуретанова, клапан глухий
Захист рук	Захист виробничих забруднень стирання	від	Рукавички GLEN 011	6 місяців	Клас захисту 0
Захист голови	Захист електричного впливу	від	Захисна каска 3M H-701N	2 роки	Електроізоляція до 1000 В

В таблиці 6.2 показані нормовані значення умов праці працівників при експлуатації релейного захисту.

Таблиця 6.2 — Оцінка показників умов праці

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату	Температура повітря	15-27 С°[31]
	Вологість	70% [31]
Важкість праці	Переміщення вантажів Робоче положення Категорія робіт	До 10 кг Стоячи ІІб категорія

Продовження таблиці 6.2

Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження	40 % робочого часу
	Тривалість активних дій	60 % робочого часу
	Змінність	
	Напруженість органів чуття:	1 зміна, 8 годин
	Зір	
	Категорія	30% II категорія
Шум	Рівень шуму	40 дБА
Освітлення	Рівень штучного освітлення	300 лк (лампи люмінесцентні)

В таблиці 6.3 показані основні шкідливі і небезпечні виробничі чинники при експлуатації релейного захисту.

Таблиця 6.3 — Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	100 В	6 В
Струм	1 А	0,6 мА
Оцінка умов праці	Шкідливі I категорія [32]	

6.3 Організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу при ремонті та експлуатації реле.

Розрахувати параметри заземлювального пристрою розподільної установки 330кВ.

Техніка безпеки при ремонті та експлуатації реле:

Всі пристрої релейного захисту повинні відповідати ПУЕ. Експлуатація пристроїв релейного захисту здійснюється службами релейного захисту.

В випадках коли в експлуатації високочастотного обладнання і каналів зв'язку розрізняють обов'язки по місцевим інструкціям.

Уставки релейного захисту на підстанціях споживачів, споживаючи від енергосистеми. При виборі установок реле захищаючого електроустаткування споживача повинна забезпечити селективність дії з пристроїв АВР і АВП.

Всі уставки релейного захисту перевіряються на чутливість в умовах мінімального навантаження підприємства і енергосистеми при схемі електропостачання. В експлуатації створюються умови для нормальної роботи апаратури релейного захисту передбачені ДУСТ і ТУ. Пристрої релейного захисту які знаходяться в експлуатації повинні бути завжди готові до дії, виводяться з роботи при відключенні устаткування.

При небезпеці невірною спрацювання пристроїв релейного захисту повинні здійснюватись роботи без дозволу вищестоящого персоналу, але з послідуною доповіддю йому. Аварійна сигналізація повинна завжди бути готова до дії. Особлива увага приділяється на контроль наявності оперативного струму, справність запобіжників.

Реле та запобіжні пристрої релейного захисту повинні бути запломбовані за винятком тих, параметри яких змінюються оперативним персоналом в залежності від режиму роботи та схеми первинних з'єднань чи в яких немає спеціальних засобів для зміни їх настройки.

Реле, допоміжні пристрої релейного захисту можуть відкривати тільки обслуговуючим пристрої персоналом або оперативним персоналом по його вказівкам з записом в оперативному журналі.

При наявності швидкодіючих релейного захисту і пристроїв резервування у випадках відмови вимикачів всі операції по вмиканню лінії, шин і електроустаткування після ремонту чи знаходження без напруги, а також операцій по переключенню роз'єднувачів та повітряними вимикачами здійснюються при введених в дію цих захистів.

Роботу в пристроях релейного захисту виконують з дотриманням правил техніки безпеки персоналу, який пройшов спеціальне навчання і допущений до самостійної перевірки пристроїв. При роботі на панелях і в мережах управління релейного захисту приймають міри безпеки проти помилкового відключення устаткування, робота виконується тільки ізольованим інструментом.

Виконання цих робіт без виконання схем забороняється. По закінченню робіт перевіряється справність та вірність з'єднання ланцюгів струму, напруги і оперативних ланцюгів.

Панелі та пульти управління релейного захисту по черзі очищують від пилу спеціально проінструктований персонал. На панелях апаратури релейного захисту, на котрих оперативний персонал виконує переключення за допомогою ключів, накладок та інших пристосувань, повинні мати таблиці положення вказаних перемикаючих пристроїв для всіх використовуваних режимів. Операції по цим перемиканням повинні записувати в оперативний журнал.

Гранично допустимі навантаження елементів живлення мережі по умовам наладки релейного захисту і з обліком можливих експлуатаційних режимів узгоджуються підприємством з диспетчерською службою енергосистеми і періодично переглядаються[33].

Технічні характеристики пристроїв системи релейного захисту наведено у таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 — Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Пристрої релейного захисту	Внутрішня ЕУ	Окреме приміщення	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Д

Виконаємо розрахунок заземлювального пристрою для відкритої розподільної установки 330 кВ. Вихідні дані для розрахунку [34]:

- площа ЗП: $S = 146 \cdot 146 = 21316 \text{ м}^2$;

- поточний опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 500 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_2 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

ґрунт – супісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$

- глибина заземлення ЗП: $t = 0,5 \text{ м}$

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 1,65 \text{ м}$

- кількість вертикальних заземлювачів: $n_B = 40 \text{ шт}$

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рисунок 6.1).

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = \frac{4 \cdot 146}{40} = 14,6 \text{ м};$$

Визначаємо величини:

$$a/l_B = 14,6/1,65 = 8,84;$$

$$\rho_1/\rho_2 = 500/100 = 5;$$

$$\frac{h-t}{l_B} = \frac{2-0,5}{1,65} = 0,909;$$

$$\frac{l_B+t}{\sqrt{S}} = \frac{1,65+0,5}{146} = 0,0147 < 0,1;$$

$$l_{\Gamma} + l_B = (146 \cdot 11 + 146 \cdot 11) + 1,65 \cdot 40 = 3278 \text{ м.}$$

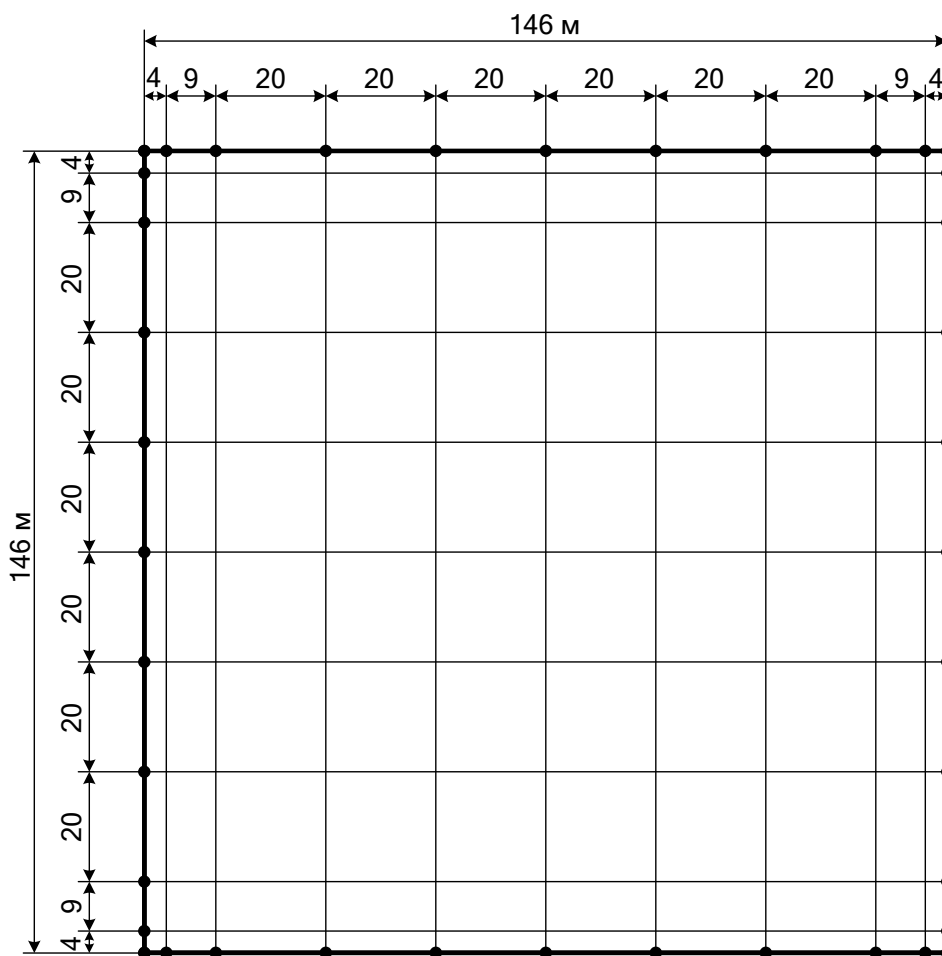


Рисунок 6.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-330кВ.
Опір ЗП [27].

$$R_3 = A \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{l_{\Gamma} + l_B};$$

де A - функція відношення $\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$; $\rho_{екв}$ - еквівалентний питомий опір

землі, Ом·м.

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}};$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,0147 = 0,431;$$

$$\rho_{екв} / \rho_2 = 2,31 \text{ (таблиця 7.6 [34])}$$

$$S_{екв} = 100 \cdot 2,31 = 231 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$R_3 = 0,431 \cdot \frac{231}{146} + \frac{231}{3278} = 0,75 \text{ м} > R_{3-дон} = 0,5 \text{ Ом};$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

а) Система “ трос-опори ”: $R_{П1} = 1,3 \text{ Ом};$

б) фундаменти опор: $R_{П2} = 1,2 \text{ Ом};$

$$R'_3 = \frac{0,75 \cdot 1,3 \cdot 1,2}{0,75 \cdot 1,3 + 0,75 \cdot 1,2 + 1,3 \cdot 1,2} = 0,341 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом};$$

Таким чином, обраний заземлювальний пристрій ВРУ-330кВ задовольняє вимогам для мереж з глухозаземленою нейтраллю.

6.4. Обґрунтувати основні заходи протипожежного захисту для приміщення релейного захисту

Основні порушення які можуть створити загрозу життя та здоров'ю людей які знаходяться на території де встановлено приміщення релейного захисту:

– використання в конструкціях і оздобленні приміщень легкозаймистих небезпечних матеріалів з високою димоутворювальною здатністю і токсичністю, що може призвести до швидкого поширення вогню і загибелі людей;

– нехтування обробленням горючих конструкцій вогнезахисними сумішами;

– захарщення евакуаційних шляхів і виходів, що може ускладнити рух людей до безпечної зони;

– відсутність або несправність систем протипожежного захисту, які забезпечують своєчасне оповіщення про пожежу, управління евакуацією, обмеження поширення вогню.

Основні вимоги до території де знаходиться приміщення релейного захисту:

– територія навколо будівлі повинна регулярно прибиратися, а сміття вивозитися.

– на території забороняється влаштовувати звалища горючих відходів.

– протипожежні відстані між будинками, спорудами, відкритими майданчиками для зберігання матеріалів, устаткування забороняється захаращувати, використовувати для складування матеріалів, устаткування.

Територія об'єкта, а також будинки, споруди, приміщення мають бути забезпечені знаками безпеки відповідно до ДСТУ ISO 6309:2007 «Протипожежний захист. Знаки безпеки. Форма та колір» та ГОСТ 12.4.026-76 «ССБТ. Кольори сигнальні і знаки безпеки».

Вимоги до приміщень релейного захисту:

На видних місцях біля телефонів необхідно вивісити таблички із зазначенням номера телефону для виклику пожежно-рятувальних підрозділів.

Необхідно на видному місці розмістити плани евакуації людей на випадок пожежі, а також інструкцію з пожежної безпеки. Інструкція визначає дії персоналу для безпечної та швидкої евакуації людей. Для об'єктів з перебуванням людей уночі інструкція повинна також передбачати дії персоналу у нічний час. Не рідше одного разу на півроку мають проводитися практичні тренування всіх задіяних працівників.

Розміщення меблів і обладнання у приміщеннях не повинно перешкоджати евакуації людей і підходу до засобів пожежогасіння.

Дерев'яні та інші легкозаймисті конструкції всередині й зовні будівлі мають піддаватися вогнезахисній обробці за винятком вікон, дверей, воріт, підлоги, стелажів. У разі виявлення пошкодження просочення варто провести заходи щодо його відновлення.

Якщо пошкоджений вогнезахисний покрив не підлягає відновленню або закінчився термін його експлуатації, варто виконати повторну вогнезахисну обробку.

Штучні килимові покриття, які не виділяють під час горіння токсичних

речовин та мають помірну димоутворювальну здатність, дозволяється розстеляти за умови наклеювання їх на незаймисту основу. Роботи, пов'язані з проектуванням вогнезахисту та вогнезахисною обробкою, виконуються організаціями, які мають ліцензію на такий вид робіт.

Приміщення релейного захисту із перебуванням людей мають бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння, зокрема:

– вогнегасниками, ящиками з піском, бочками з водою, покривалами з негорючого теплоізоляційного полотна, грубововняної тканини, пожежними відрами, совковими лопатами, пожежним інструментом, які використовуються для локалізації і ліквідації пожеж у їх початковій стадії розвитку.

Системи пожежної сигналізації призначені для раннього виявлення пожежі й подавання сигналу тривоги з метою вжиття необхідних заходів. В приміщенні релейного захисту варто передбачити управління системами протипожежного захисту з приміщення пожежного поста (диспетчерської або іншого спеціального приміщення з цілодобовим перебуванням чергового персоналу). Це приміщення має бути площею не менше 15 м² та розташоване на першому або цокольному поверхах будівель [35].

При експлуатації може виникнути потреба у зміні конфігурації або переключенні релейних захистів, при неправильному підключенні релейного захисту може виникнути загоряння [36]. Заходи для усунення наслідків небезпечних ситуацій наведені в таблиці 6.5.

Таблиця 6.5 — Перелік заходів і засобів

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Автоматична порошкового Пожежогасіння	Автоматична система пуску вогнегасника спрацьовує за	Зала оснащена мікропроцесорними пристроями, для яких
поверхневим способом Octagram	підвищення температури до 72°C	водяна чи пінна система автоматичного пожежогасіння може завдати не поправної шкоди

Продовження таблиці 6.5

Вуглекислотний вогнегасник ВВК-2	Вогнегасна здатність по гасінню модельного вогнища пожежі класу В – 13В, маса вогнегасної речовини $2 \pm 0,100$ кг	Відстань між місцями розташування вогнегасників не повинна перевищувати 20 м, їх розташовують у легкодоступних та помітних місцях (коридорах, біля входів або виходів з приміщень), що не створюють перешкод під час евакуації людей [37]
----------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

6.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи обладнання ПС 110/10 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Стійкість об'єктів електроенергетики у надзвичайних ситуаціях є важливою в мирний і воєнний час з точки зору роботи промислового комплексу та обороноздатності держави. Для забезпечення надійної роботи ліній електропередач необхідно забезпечувати її захист різними пристроями в залежності від виду впливів.

На стійкість роботи обладнання ПС 110/10 кВ можуть вплинути надзвичайні ситуації, які виникають внаслідок техногенних явищ.

В області багато крупних підприємств, що мають джерела викидів в атмосферу. Практично у всіх виробництвах застосовуються хімічні речовини. Не дивлячись на установку очисних фільтрів, відпрацьовані речовини у величезних кількостях викидаються в атмосферу, а від туди з осіданнями потрапляють на ВРП підстанції. Екологічно несприятлива атмосфера робить вплив на електроустаткування підстанцій що знаходиться на відкритому повітрі. Враховуючи близькість розташування ВРП, ізоляція приймається посиленою. Окрім шкідливих викидів в атмосферу промислових підприємств на роботу підстанції впливає температура навколишнього середовища. Оскільки підстанція розташовується в помірних широтах, то характерні зміна температури навколишнього середовища протягом року. Взимку температура

навколишнього середовища доходить до -30°C , а влітку до $+30^{\circ}\text{C}$. Таке коливання температури не може не позначатися на устаткуванні.

Зокрема до них належить дія іонізуючого випромінювання. Тривала і безперервна дія радіації на електронну апаратуру при радіоактивному зараженні приводить до необоротної зміни електричних параметрів елементів електронної техніки і виходу її з ладу.

В елементній базі електричної частини ПС 110/10 кВ під дією іонізуючих випромінювань можлива зміна майже всіх електричних і експлуатаційних характеристик, що залежить від протікання процесів іонізації і порушення структури матеріалів. Практика експлуатації таких систем в умовах радіоактивних випромінювань дозволяє зробити висновки про те, що системи миттєво втрачають працездатність при критичних рівнях радіації, або ж в їх елементах можуть початися відновлювані при рівнях значно нижчих від критичних.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на обладнання ПС 110/10 кВ має вплив електромагнітного імпульсу (ЕМІ). Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж. Саме тому є необхідність запобіганню впливу цього фактору на обладнання ПС 110/10 кВ.

ЕМІ небезпечний і за наявності міцних споруд. Сучасний рівень знань про природу і властивості ЕМІ дає можливість розробити захист від нього і впровадити заходи захисту до яких входять схеми та радіоелектронні елементи стійкі до ЕМІ, екранування окремих пристроїв або цілих блоків [45].

6.5.1 Дослідження безпеки роботи обладнання ПС 110/10 кВ в умовах дії іонізуючого випромінювання

- 1) Визначаються елементи, від яких залежить функціонування схеми.
- 2) Визначаються граничні значення експозиційних доз, при яких в елементах можуть виникнути зворотні зміни, але елемент ще буде працювати. Дані заносимо в таблицю 6.6

Таблиця 6.5 – Експозиційні дози елементів обладнання ГЕС

№	Елементи обладнання ПС-110/10 кВ		Д _{зв} , (Р)	Д _{доп} , (Р)
1	Елегазові вимикач	ВГП 110	10 ⁶	10 ³
2	Релейний захист і автоматика	РН-54	10 ⁵	
3	Вимірювальний трансформатор струму	ТФЗМ-110	10 ³	
4	Вимірювальний трансформатор напруги	НАМИ-110	10 ³	
5	ОПН	ОПН-П-110	10 ⁴	
6	Трансформатор	ТДН-10000/110/10	10 ⁴	

За критерій стійкості приймається Д_{доп} – мінімальне значення дози радіоактивного опромінення для всіх елементів.

Після визначення елементів, які можуть вийти з ладу та їх аналізу можна сказати, що в даному випадку найбільш уразливий елемент обладнання ПС-110/10 кВ – вимірювальні трансформатор (Д_{зв}=10³ Р).

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}}, \quad (6.1)$$

де P₁ – рівень радіації (P₁=6,04 Р/год); K_{осл} – коефіцієнт послаблення (K_{осл}=1); t_n – час початку опромінення, 1 год; t_k – максимальна тривалість роботи, 10 років.

$$D_M = \frac{2 \cdot 6,04 \cdot (\sqrt{87600} - \sqrt{1})}{1} = 3563,27, P.$$

Так як $D_{\text{доп}} < D_m$, то електрична мережа не є безпечною в роботі. Тому доцільно розробити комплекс заходів для підвищення стійкості роботи обладнання ПС-110/10 кВ з від дії іонізуючого випромінювання. Для цього достатньо застосувати пасивний протирадіаційний екран для критичних елементів ПС-110/10 кВ з коефіцієнтом послаблення 2.

6.5.2 Дослідження безпеки роботи обладнання ПС-110/10 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

При дослідженні стійкості роботи обладнання ПС-110/10 кВ проводиться аналіз і оцінка стійкості роботи всіх елементів, що піддаються дії ЕМІ. Забезпечення високої надійності роботи електротехнічної і електронної апаратури, кабельних і повітряних ліній може бути досягнуто при наявності високого перехідного затухання в захисних екранах.

За критерій стійкості вибираємо коефіцієнт безпеки :

$$K_{\delta(\theta, \rho)} = 20 \cdot \lg\left(\frac{U_{\text{доп}}}{U_{(\theta, \rho)}}\right) \geq 40, \text{ дБ.} \quad (6.2)$$

де $U_{\text{доп}}$ – допустима напруга живлення;

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot n = 12 + \frac{12}{100} \cdot 10 = 13,2, \text{ В.}$$

де n – допустиме коливання напруги (10%).

Горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_{\text{вмакс}} = 12,88, \text{ В / м.}$$

Визначаємо горизонтальну і вертикальну напругу наводки на струмоведучих частинах та відповідні коефіцієнти безпеки:

Для елегазового вимикача:

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B = 12,88 \cdot 3,6 = 46,36, \text{ В},$$

$$U_\Gamma = E_B \cdot l_\Gamma = 12,88 \cdot 4,2 = 54,096, \text{ В},$$

$$K_{\sigma_B} = 20 \cdot \lg\left(\frac{12,88}{46,36}\right) = 11,124, \text{ дБ},$$

$$K_{\sigma_\Gamma} = 20 \cdot \lg\left(\frac{12,88}{54,096}\right) = 12,46, \text{ дБ}.$$

Для всіх інших блоків розрахунок проводиться аналогічно і результати заносимо в таблицю 6.7

Таблиця 6.7 – Дані розрахунку по різним блокам обладнання ПС 110/10кВ

№	Елемент обладнання ПС 110/10кВ	l_Γ , (м)	l_B , (м)	K_{σ_B} , (дБ)	K_{σ_Γ} , (дБ)	Стан блоку
1	Елегазові вимикачі	4,2	3,6	11,124	12,46	не стійкий
2	Релейний захист і автоматика	0,12	0,36	18,447	8,886	не стійкий
3	ОПН	0,06	1,05	24,46	0,42	не стійкий
4	Трансформатор	3,14	5,1	9,93	14,13	не стійкий
5	Вимірювальний трансформатор струму	0,5	1,6	6,02	4,104	не стійкий
6	Вимірювальний трансформатор напруги	0,41	1,9	7,74	5,54	не стійкий

Так як $K_{\sigma_{(B,\Gamma)}} < 40$ дБ, то апаратура буде не стійка в роботі і тому є потреба проводити екранування.

6.6 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи обладнання ПС-110/10 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Оскільки $(D_m=3563 \text{ Р}) < (D_{\text{доп}}=1000 \text{ Р})$, то елементи обладнання ПС-110/10 кВ в енергосистемі системи буде працювати стійко і не виникатимуть збої, які викликані дією іонізуючого випромінення.

Для того, щоб електрична мережа була стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, необхідно щоб коефіцієнт безпеки знаходився в межах від 0 до 40 (дБ). Так як $K_{\text{б(в,г)}} < 40$ (дБ), то апаратура буде не стійка в роботі, а тому необхідне екранування. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та товщини стінок екрану для вакуумного вимикача. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці 6.8.

$$A_{\text{екр}} = K_{\text{бмакс}} - K_{\text{бмін}} = 40 - 11,124 = 28,87, \text{ дБ},$$

$$t = \frac{A_{\text{екр1}}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{28,87}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,045, \text{ см.}$$

де $k=5,2$ (для сталі), $f= 15000$ (Гц).

Для підвищення стійкості роботи обладнання ПС 110/10 кВ до ЕМІ необхідно: встановити захисний екран із сталі з товщиною стінок не менше 0,045 (см), на входах і виходах пульту управління встановити швидкодіючий пристрій вимкнення. Застосовуючи заходи по підвищенню стійкості, ми забезпечуємо працездатність релейного захисту і автоматики, а також повітряної лінії електропередач в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Таблиця 6.8 – Дані розрахунку захисних екранів по різним блокам

№	Елементи обладнання ПС 110/10 кВ	$A_{\text{екр}}$, (дБ)	t, (см)
1	Елегазові вимикачі	28,87	0,045
2	Релейний захист і автоматика	31,12	0,049
3	ОПН	39,58	0,062
4	Трансформатор	30,07	0,047
5	Вимірювальний трансформатор струму	35,89	0,056
6	Вимірювальний трансформатор напруги	34,46	0,054

У кожному конкретному випадку повинні бути знайдені найефективніші і економічно доцільні засоби захисту апаратури обладнання ПС 110/10 кВ. Серед яких можливо виділити:

1. Повне укриття обладнання металевим екраном;
2. Перехід від електричних мереж зв'язку до волоконно-оптичних;
3. Екрани і захисні пристрої;
4. Захист кабелів тощо.

Основні функції ОПН – розімкнути лінію чи відвести енергію задля унеможливлення ушкодження в устаткуванні, що захищається.

Встановлюється на входи і виходи апаратури. Також для захисту апаратури можуть бути рекомендовані плавкі запобіжники і захисні вхідні пристосування, які являють собою різні релейні чи електронні пристрої, що реагують на перевищення струму у колі. Вони забезпечують «стікання» великого розряду без ушкодження ізоляційних елементів ліній.

Висновки до шостого розділу

1. У даному розділі розглядались технічні характеристики релейного захисту; умови праці при експлуатації пристроїв РЗА, аналіз можливих надзвичайних ситуацій, які при цьому можуть виникнути. Відповідно до показників умов праці, експлуатація відноситься до робіт шкідливих I категорії. Небезпечними виробничими чинниками є струм 1 А і напруга 100 В, тому було обрано індивідуальні засоби електрозахисту до 1 кВ.

2. Було розроблено план дій для попередження виникнення пожеж відповідно до категорії з пожежної безпеки, передбачено автоматичну систему пожежогасіння.

3. Було дослідження і розраховано стійкості роботи обладнання ПС 110/10 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

4. Було розглянуто найефективніші і економічно доцільні засоби захисту апаратури обладнання ПС 110/10 кВ.

ВИСНОВКИ

1. За результатами досліджень виявлено, що основним видом пошкоджень є однофазні замкнення на землю струми яких можуть змінюватися в процесі експлуатації можуть виникати помилки в роботі існуючих захистів (помилки 1 та 2 роду) .

2. Проведений аналіз видів РЗА РЕМ доведено, що в РЕМ 6-35 кВ з ізолюваною нейтраллю найчастіше використовується МСЗ який може не селективно спрацьовуватиме.

3. Розроблені математичні та комп'ютерні моделі дозволяють визначати струми в ЛЕП під час замкнень та дозволили визначити причини неселективної роботи найбільш широко розповсюдженого МСЗ.

4. За результатами розрахунку економічних показників впровадження сучасних захистів від замкнень в розподільних електричних мережах свідчить про те що термін окупності складає 6 років.

5. В роботі також розглянуті заходи з забезпечення безпечної експлуатації розподільних електричних мереж, а також виконано розрахунок параметрів заземлювального пристрою підстанції 35 кВ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1.Електронний ресурс. Режим доступу: https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/25623/Rezhimy_raboty_nejtrali_ehlektro_ustanovok_napryazheniem_0_4_750_kV.pdf?sequence=1
- 2.Електронний ресурс. Режим доступу: <https://leg.co.ua/arhiv/raznoe-arhiv/proektirovanie-promyshlennyh-setey/Page-31.html>
- 3.Електронний ресурс. Режим доступу: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/19121/1/POSS_EMS2014%20-kyryk.pdf
- 4.Електронний ресурс. Режим доступу: <https://pue8.ru/transport-elektroenergii/48-vozdushnye-linii-elektroperedachi.html>
- 5.Електронний ресурс. Режим доступу: <http://masters.donntu.org/2016/etf/tremaskin/library/article7.htm>
6. Панченко С. В. Релейний захист і автоматика / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.
- 7.Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.
- 8.Електронний ресурс. Режим доступу: <http://inmad.vntu.edu.ua/portal/static/0B81AAE6-DAC5-4F34-A9015F00932322F2.pdf>
- 9.Дифференциально-фазная защита линии L60. Руководство по пользованию серии УР. Manual P/N 1601-0212-L1(GЕК-113283). GE Multilin. 2004 г. Онтарио. Канада.
- 10.П.В. Махлін. Методичні вказівки до лабораторних робіт з дисципліни «Релейний захист та автоматика в системах електропостачання» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання на філії кафедри

«Электропоставання промислових підприємств» в Дніпровській енергосистемі НЕК Укренерго / П.В. Махлін, С. Ю. Костенко, О.М. Попов. Запоріжжя: ЗНТУ, 2016. – 58 с.

11.Какуевицкий Л. И. Справочник реле защиты и автоматики / Л. И. Какуевицкий, Т. В. Смирнова – М.: «Энергия», 1972.–344 с.

12.Чернобровое Н. В. Релейная защита – М.: «Энергия», 1974.–680 с.

13.Сборник директивных материалов (Электрическая часть) – М.: «Энергия» 1971.–464 с. (Минэнерго СССР).

14.Фабрикант В. Л. Задачник по релейной защите / В. Л. Фабрикант, В. А. Андреев, Ё. В. Бондаренко – М.: «Высшая школа», 1971.–608 с.

15.Электротехнический справочник. Под ред. М. Г. Чиликина.– М.: «Энергия», 1972.–488 с.

16.Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – Л.: «Энергия», 1972.–176 с.

17.Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты. М.—Л., Госэнергоиздат, 1960.–112 с.

18.Щедрин Н. Н. Токи короткого замыкания высоковольтных систем. — М.: ОНТИ, 1935.—455 с.

19.Лосенко С.Б. Вычисление электрических величин несимметричных режимах электрических систем / С. Б. Лосенко, А. Б. Чернин – М.: Энергоатомиздат, 527 с.

20.Ионкин П. Д. Теоретические основы электрогеаники, ч. 1. / П. Д. Ионкин, Н. Д. Мельников, А. И. Даровсыш, Е. М. Кухаркин —М: Высшая школа, 1965.–734с.

21.Чернии А. Б. Основы вычислений электрических величин для релейной защиты при сложных повреждениях в электрических системах / А. Б. Чернии, С. Б. Лосев — М.: Энергия , 1971.–438 с.

22.Чернин А. Б. Расчеты токов двойного замыкания на землю в сети с заземленной нейтралью. — Электричество, 1939, № 5, с. 33–40

23.Чернин А. Б. Расчеты токов двойного замыкания на землю. – Электричество. 1937, № 17, 18, с. 30—40.

24.Чернин А. Б. К вопросу о вычислении токов и напряжений при одновременных несимметричных КЗ для цепей исследования релейной защиты и автоматики. — Изв. вузов. Энергетика, 1968, № 10. с. 1—5.

25. Электронный ресурс. Режим доступа: <https://linijaopory.ru/provod-as-240-39-ves-diametr-sechenie-i-drugie-xarakteristiki/>

26. Электронный ресурс. Режим доступа: <https://e-kc.ru/cena/provod-a-50#>

27.Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій. Навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

28.Электронный ресурс. Режим доступа: <https://www.electro-profi.ru/katalog/vyklyuchateli-srednego-napryazheniya-schneider-electric/schneider-electric-vakuumnyy-vyklyuchatel-evolis/>

29.Электронный ресурс. Режим доступа: <https://electricps.ru/base/trans/tdn-10000-110>

30. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, / Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк. Вінниця, ВНТУ, 2018. – 46 с.

31.Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень: ДСН 3.3.6.042-99: Вид. офіц. – Київ / МОЗ України, 1999.

32.Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие для вузов / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – Л.: Энергосамиздат. Ленинград. отд-ние, 1985 – 312 с.

33.Электронный ресурс. Режим доступа: <https://works.doklad.ru/view/8AoR2yG0pdQ/all.html>

34.Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

35.Електронний ресурс. Режим доступу: <https://oppb.com.ua/articles/osnovni-vymogy-pozhezhnoyi-bezpeky-na-obyektah-iz-masovym-perebuvannyam-lyudey>

36.Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою: НАПБ Б.03.002-2007: Вид. офіц. – Київ / Держспоживстандарт України, 2007.

37.Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів напругою до 220 кВ: ДНАОП 0.00-1.21-98: Вид. офіц. – Київ / Міністерство енергетики, 1998.

38.Авербух А. М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. – Л.: Энергия, 1975.

39.Бондаренко Є. А., Вишневський С. Я. , і Бондаренко А. Є. «Сучасний стан електротравматизму в енергетичній галузі», Вісник ВПІ, вип. 3, с. 18–23, Чер 2021.

40. Bondarenko et al, “Technology of personnel protection the electromagnetic field in electrical installations of ultrahigh voltage classes,” Smailova 3. Przegląd elektrotechniczny, r. 96, № 10, pp. 106-110, 2020.

41.Савченко О. А. Методичні вказівки до виконання комплексної лабораторної роботи на тему: «Вивчення режимів роботи нейтралі розподільних електричних мереж 6-35 кВ». – Х.: ХНТУСГ, 2018. – 35 с.

42.Електронний ресурс. Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2021/paper/view/13143>

43.Електронний ресурс. Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/allvntu/okey2021/schedConf/presentations>

44.Електронний ресурс. Режим доступу:<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2021/paper/view/12166>

45. Довідник по проектуванню електроенергетичних систем./Под ред. С.С. Рокотяна і І.М. Шапіро.–М.: Енергоатоміздат, 2015.–352 с.

ДОДАТОК А

Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Дослідження методів та засобів захисту від подвійних замкнень на землю повітряних ліній

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проєкт (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Науковий керівник к.т.н., професор Рубаненко О.Є.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Unicheck	
Оригінальність	85,3
Схожість	14,7

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.

Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.

Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи (додається)

Автор Гасич
(підпис)

Гасич В.В.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Магістерську кваліфікаційну роботу допустити до захисту

Особа, відповідальна за перевірку Гриник
(підпис)

Гриник В.А.
(прізвище, ініціали)

Керіник роботи Рубаненко
(підпис)

Рубаненко О.Є.
(прізвище, ініціали)

Експерт
(за потреби) Комар
(підпис)

Комар В.О., зав. каф ЕСС
(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

_____ (підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ЗАХИСТУ ВІД ПОДВІЙНИХ
ЗАМКНЕНЬ НА ЗЕМЛЮ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ
08-13.МКР.008.00.001 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Рубаненко О.О.

(підпис)

Магістр групи ЕС-20м

_____ Гасич В. В.

(підпис)

Вінниця 2021 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність дослідження обумовлена тим, що станом на сьогоднішній день в ОЕС України експлуатується понад 400 тис. км ліній електропередачі номінальною напругою 6-35 кВ, що становить приблизно 42% від загальної протяжності всіх електричних мереж. Однак, в ланцюгу «вироблення-передача-розподіл-споживання» питанням пов'язаним з розподільчими мережами цих класів напруг приділяється надзвичайно мало уваги. Ці мережі знаходяться в експлуатації більше 50 років і є морально та фізично застарілими. Постає необхідність провести дослідження пошкоджуваності розподільних електричних мереж та засобів захисту;

б) наказ ректора ВНТУ № 277 від 24 вересня 2021 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – вдосконалення методів селективного захисту мереж з ізолюваною нейтраллю;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Лосенко С.Б. Вычисление электрических величин несимметричных режимах электрических систем / С.Б Лосенко., А.Б Чернин. Энергоатомиздат, 527 с;

2. Авербух А. М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. Л., «Энергия», 1975.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вимоги до виконання викладені у відповідних нормативних матеріалах з використанням основних законів електротехніки для дослідження струмів в розподільних електричних мережах під час їх пошкоджень, а також теорії релейного захисту для аналізу методів і засобів для захисту розподільних електричних мереж від замкнень.

5. Економічні показники

Провести розрахунок економічного ефекту від впровадження сучасних захистів від замкнень в розподільних електричних мережах.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	формування технічного завдання
2	Загальні відомості про розподільні електричні мережі	07.09.21	12.09.21	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Релейний захист та автоматика мереж 6-35 кВ	13.09.21	05.10.21	розділ 2
4	Математичне моделювання струмів та напруг під час однофазних та подвійних замкнень в розподільних електричних мережах	06.10.21	20.10.21	розділ 3
5	Комп'ютерні моделі розподільних електричних мереж в пакеті прикладних програм для числового аналізу MATLAB	21.10.21	30.10.21	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.21	10.11.21	розділ 5
7	Техніко-економічна частина	11.11.21	16.11.20	розділ 6
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

Аналіз впливу параметрів ЛЕП 10 кВ в місці КЗ на струми в ЛЕП

Розглянемо різні випадки зміни струму в мережі 10 кВ при зміні навантаження та ємності в лініях яка наведена на рисунку 4.3.1 і 4.3.2.

Розглянемо випадок коли навантаження на фідері 1 становитиме 1 МВт, фідер 2 1,5 МВт і фідер 3 1 МВт та при ємності ліній 30 мкФ. Ємність ліній змінюється від зміни навколишнього середовища чим більша вологість повітря тим більша ємність.

На рисунку В.1 показано що при виникненні однофазного короткого замикання на землю фази А фідера 1 показано що струм в момент виникнення становить 108 А.

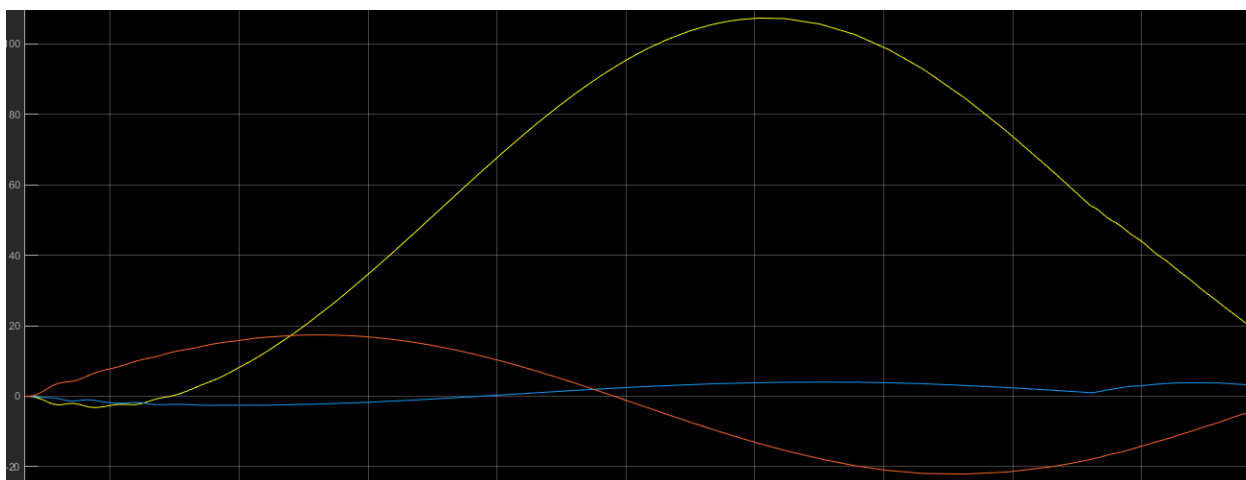


Рисунок В.1 – Діаграма зміни струму при однофазному КЗ на землю фази А на першому фідері 10 кВ

На рисунку В.2 показано що при виникненні однофазного короткого замикання на землю фази В фідера 2 показано що струм в момент виникнення становить 111 А.

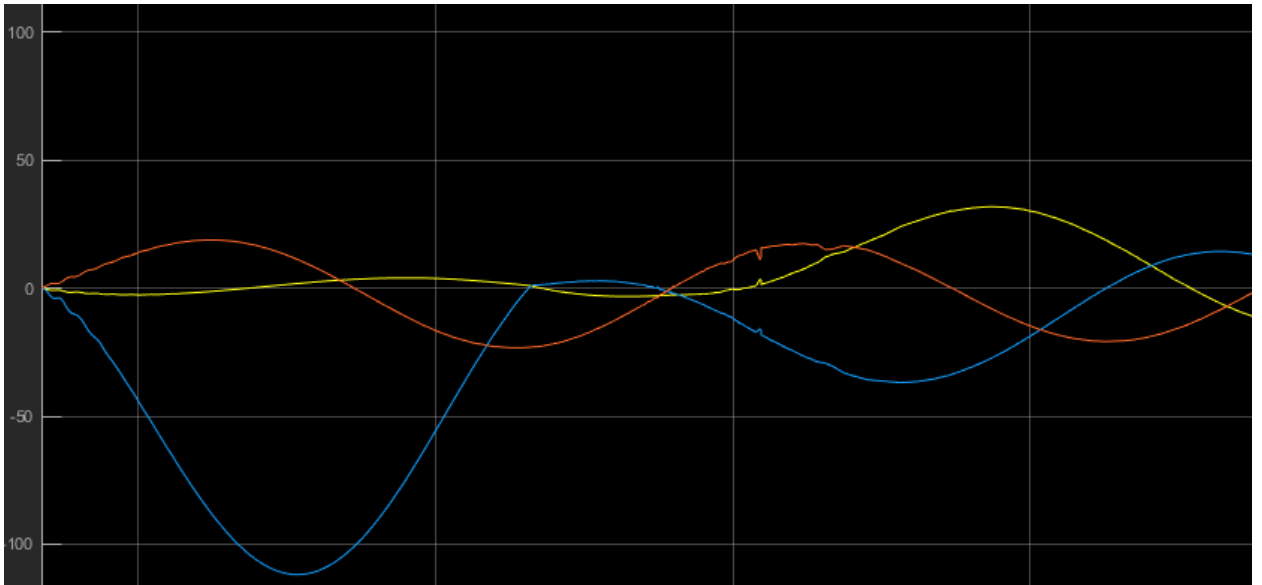


Рисунок В.2 – Діаграма зміни струму при однофазному КЗ на землю фази В на другому фідері 10 кВ

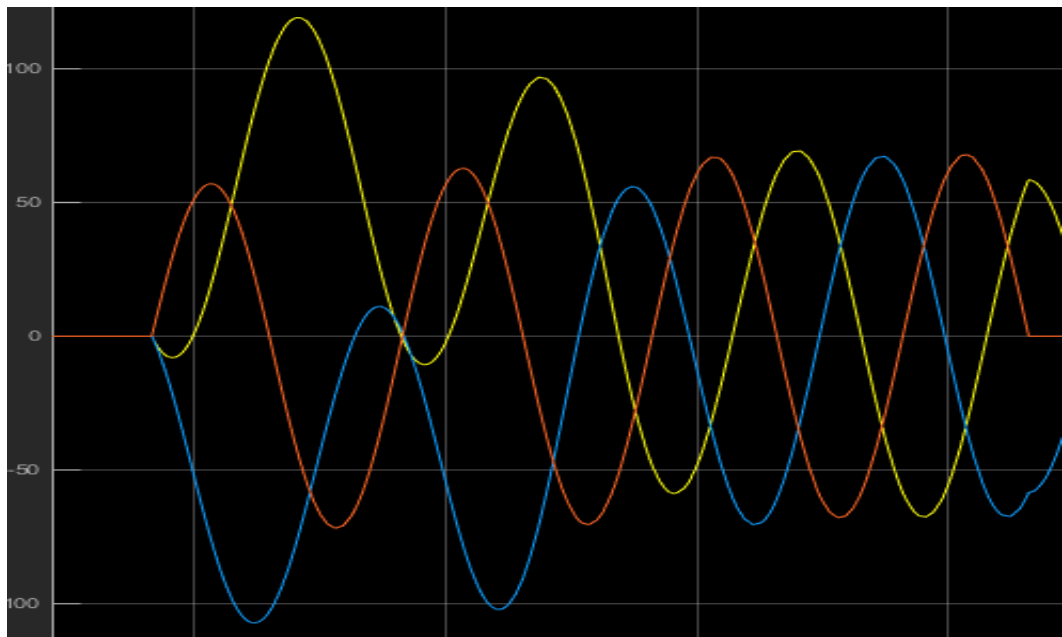


Рисунок В.3 – Діаграма зміни струму на ввідному вимикачі при однофазному КЗ на землю фази А фідера 1 і фази В фідера 2 10 кВ

Розгляне інший випадок коли навантаження не змінне, а ємність ліній зменшиться до 10 мкФ.

На рисунку В.4 показано що при виникненні однофазного короткого замикання на землю фази А фідера 1 показано що струм в момент виникнення становить 115 А.

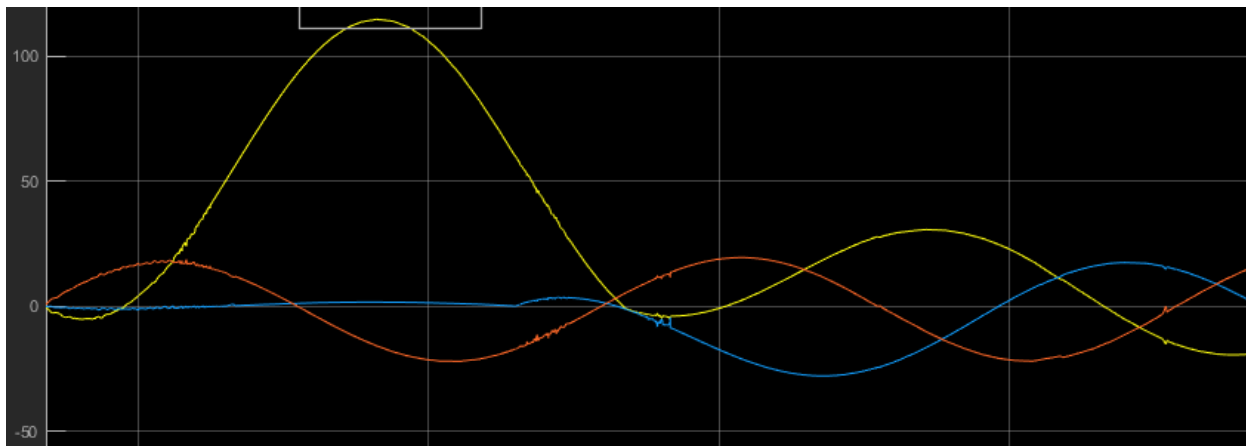


Рисунок В.4 – Діаграма зміни струму при однофазному КЗ на землю фази А на першому фідерові 10 кВ

На рисунку В.5 показано що при виникненні однофазного короткого замикання на землю фази В фідера 2 показано що струм в момент виникнення становить 109 А.

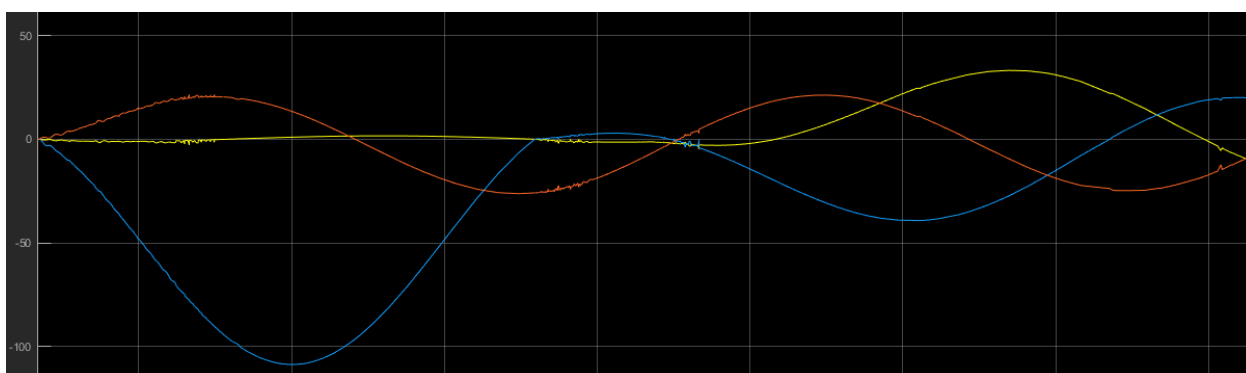


Рисунок В.5 – Діаграма зміни струму при однофазному КЗ на землю фази В на другому фідерові 10 кВ

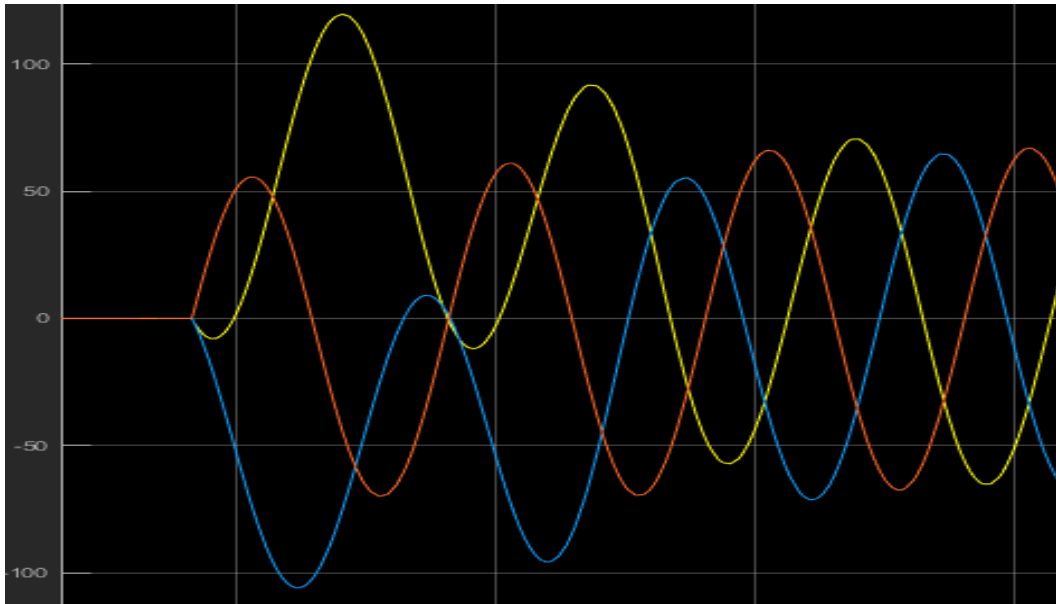


Рисунок В.5 – Діаграма зміни струму на ввідному вимикачі при однофазному КЗ на землю фази А фідера 1 і фази В фідера 2 10 кВ

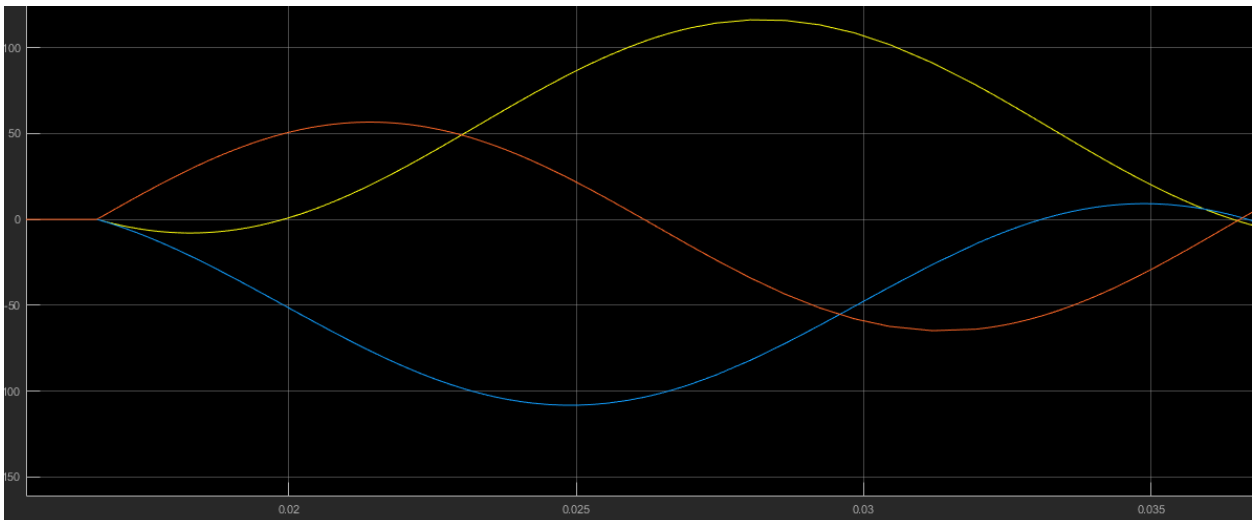


Рисунок В.6 – Діаграма зміни струму на ввідному вимикачі при однофазному КЗ на землю фази А фідера 1 і фази В фідера 2 10 кВ

Розглянемо частину розподільної мережі 10 кВ в якій після довготривалого протікання струму однофазного КЗ на землю фідера 1 фази А і фідера 2 фази В , виникає подвійне замкнення (двофазне КЗ) фідера 1 фази А і В і фідера фази В і С.

Результати моделювання розподільчої електричної мережі 10 кВ при подвійному замкненні наведені на наступних рисунках:

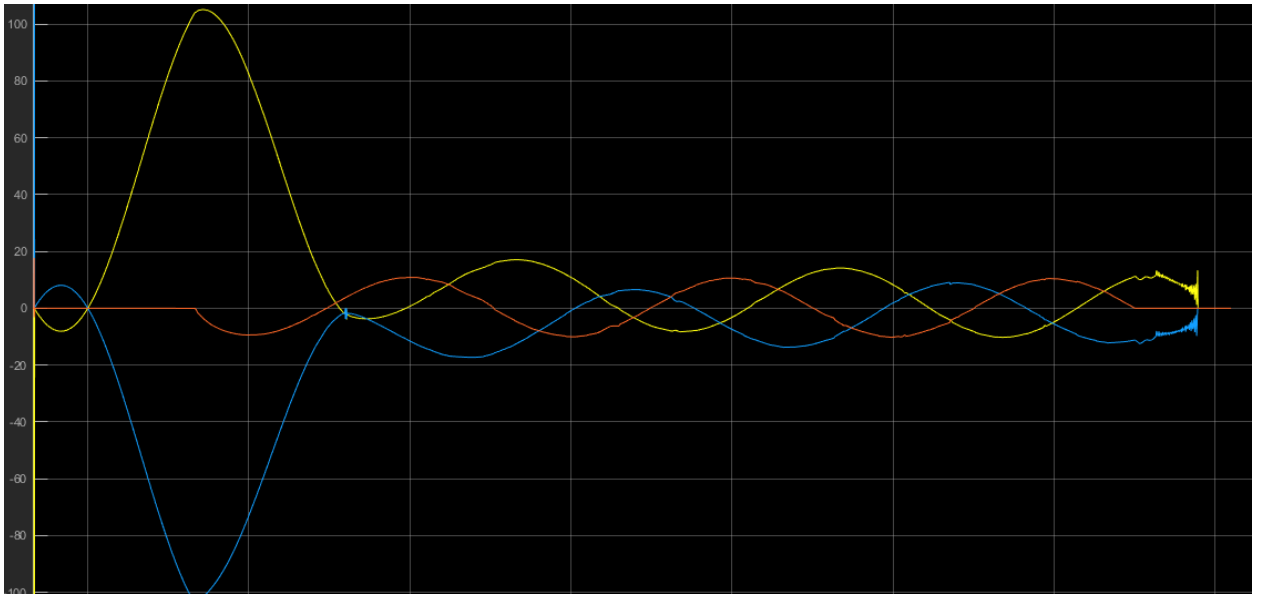


Рисунок В.7 – Діаграма зміни струму при подвійному КЗ фази А і В першого фідерові 10 кВ

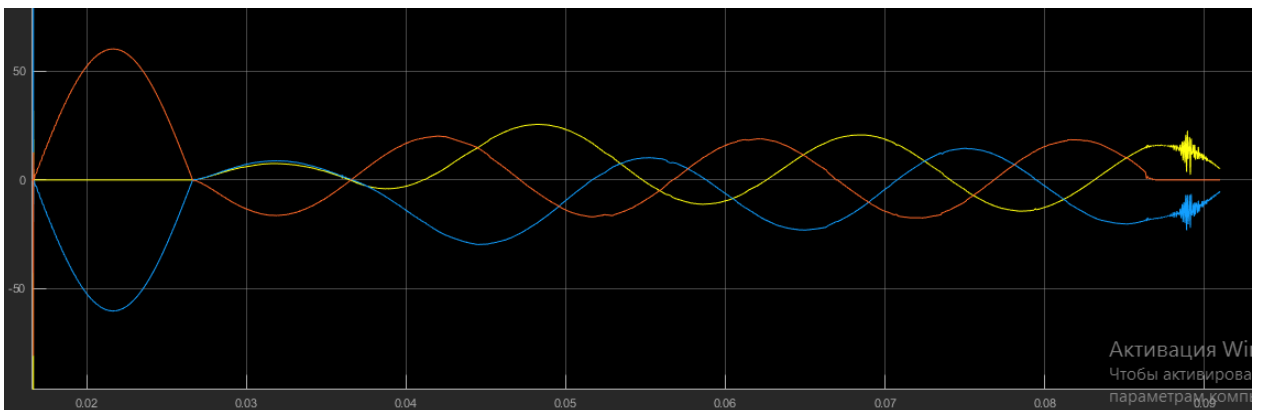


Рисунок В.8 – Діаграма зміни струму при подвійному КЗ фази В і С другого фідерові 10 кВ

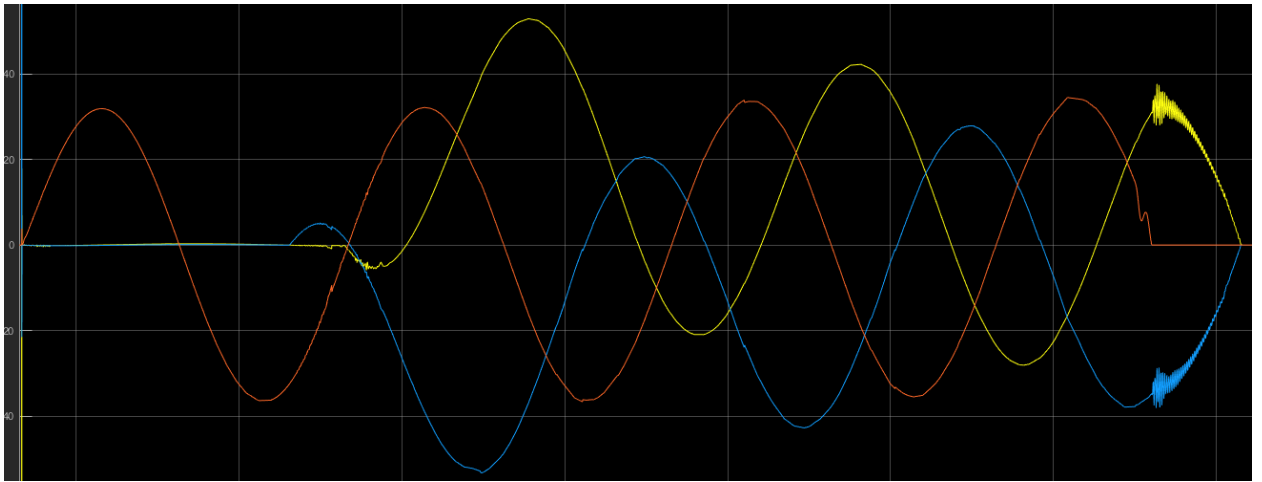


Рисунок В.9 – Діаграма зміни струму при нормальній роботі третього фідера 10 кВ

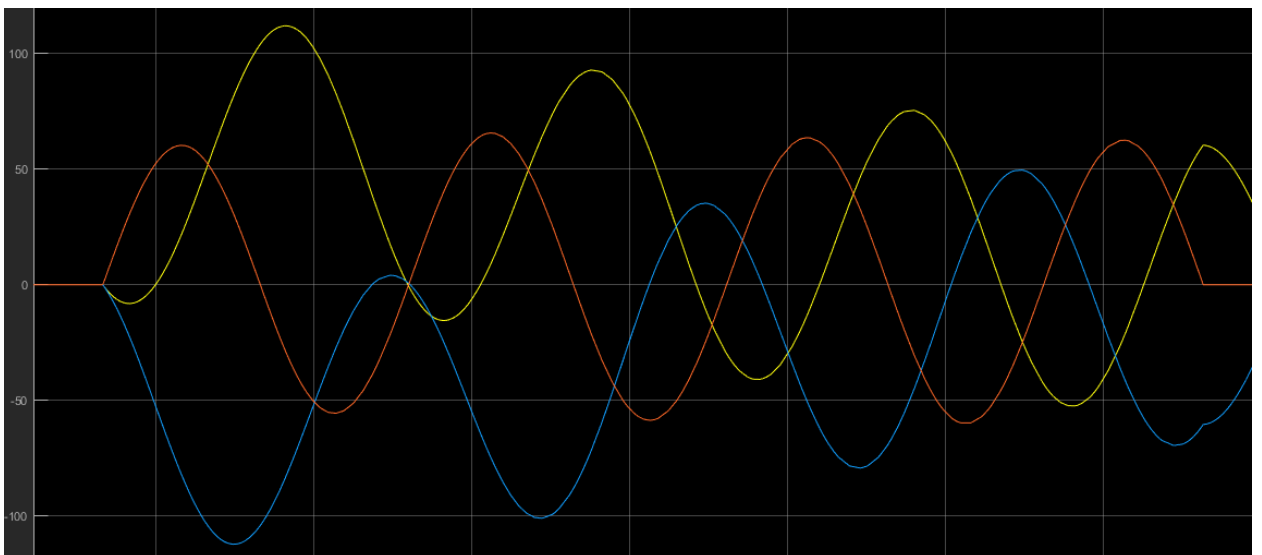


Рисунок В.10 – Діаграма зміни струму на ввідному вимикачі при подвійному КЗ фази А і В фідера 1 і фази В і С фідера 2 10 кВ

Отже з рисунків видно, що при змінні ємності ліній змінюється струм короткого замикання. З діаграм видно, що при зміні параметрів лінії тим само змінюються і струми на ввідному і фідерних вимикачах. На кожному вимикачі є свій захист зі своєю струмовою вставкою на вимикання, яка не

відлаштовується самостійно під зміну струму і тому при зменшені ємності в лініях буде збільшуватися струм навантаження на вимикачах і тим самим релейний захист може хибно спрацьовувати або не вимикати струми на фідерному вимикачі при короткому замиканні.

ДОДАТОК Г

Конструктивні особливості повітряних і кабельних розподільчих електричних мереж

1. Кабельні лінії 6-35 кВ:

Кабельна лінія електропередачі – це лінія для передавання електроенергії, яка складається з одного або декількох кабелів.

Кабель – це ізольована по всій довжині металева жила (або декілька жил), поверх якої накладені захисні покриття.

Кабельні прокладення вимагають менших площ в порівнянні з повітряними і можуть застосовуватися за будь-яких природних і атмосферних умов: на повітрі, в землі, у воді, в забрудненому середовищі, при сильних вітрах і ожеледі. Проте практика експлуатації виявила значну аварійність кабелів 6-10 кВ з багатьох причин, особливо при великих їх потоках. Це пояснюється недосконалістю ізоляції і кабельної арматури, горючістю покриттів і ґрунтовою корозією. Кабельні прокладення 6-10 кВ застосовуються на підприємствах невеликої і середньої потужності і на порівняно коротких ділянках великих підприємств (від РП або ПГВ до цехових підстанцій) [2].

Переваги КЛЕП стосовно ПЛЕП:

- несхильність атмосферним впливам;
 - захищеність траси і недосяжність для сторонніх осіб.
- Недоліки:
- дорожче ПЛЕП аналогічного класу напруги;
 - більш трудомісткі в спорудженні;
 - вимагають більшого терміну для ремонту й більш кваліфікованого обслуговуючого персоналу;
 - передача однієї й тієї ж потужності потребує жили більшого перетину.

Кабельні ЛЕП широко використовуються в міських мережах, на

територіях підприємств, при перетинанні великих водойм, у забрудненій атмосфері.

Головними елементами КЛЕП є:

- кабель для передавання електроенергії;
- сполучні муфти;
- кінцеві муфти (закладення);
- стопорні муфти. Застосовуються на крутих ділянках траси для попередження стікання кабельної маси;
- апарати й система сигналізації тиску масла для ліній виконаних масло наповненими кабелями;
- кабельні спорудження (кабельні колектори, тунелі, канали, шахти, колодязі), які застосовують на окремих ділянках траси.

Конструкція кабелю напругою 10 кВ наведена на рис.Г.1

Струмopовідна жила виконується з міді або алюмінію з однієї (до 16 мм²) або декількох дротів.

По кількості жил розрізняють кабелі:

- двожильні. Застосовують на постійному струмі;
- трижильні. Застосовують на змінному струмі при напругах до 35 кВ;

Фазна ізоляція призначена для ізоляції жил одна від одної. Виконують зі спеціального технічного паперу із грузлим просоченням, яке збільшує електричну міцність.

Поясна ізоляція забезпечує однакову електричну міцність між жилами й між будь-якою фазою й землею. Це важливо, тому що в мережі з ізолюваною нейтраллю при замиканні однієї з фаз на землю дві інші фази стосовно землі опиняються під лінійною напругою.

1 – струмопровідна жила; 2 – фазна ізоляція; 3 – поясна ізоляція; 4 – оболонка; 5 – броня; 6 – захисне покриття

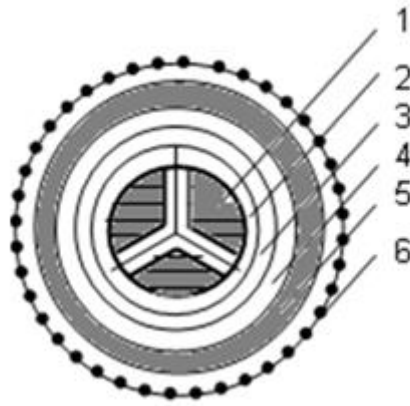


Рисунок Г.1 – Конструкція кабелю 10 кВ:

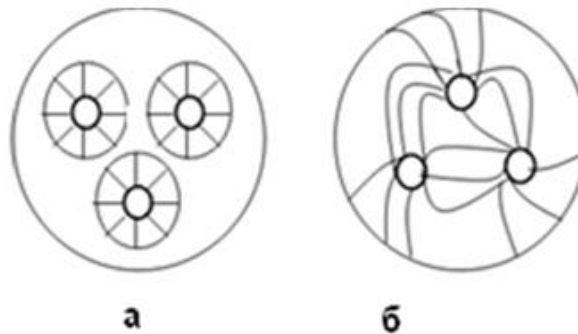


Рисунок Г.2 – Електричне поле в кабелі: а – з екранованими жилами;
б – з поясною ізоляцією

Поділ ізоляції на фазну й поясну дозволяє зменшити діаметр кабелю. Але при наявності поясної ізоляції електричне поле відрізняється від радіального (рис. Г.2). У цьому випадку силові лінії мають різні кути нахилу стосовно шарів паперу, що обумовлює наявність у них тангенціальної складової поля. Електрична міцність уздовж шарів паперу в 8 – 10 раз менше, ніж поперек.

Вільний простір кабелю заповнюється паперовими джгутами. Вони ускладнюють переміщення просочувального складу, подовжуючи термін служби кабелю. Вони також надають округлу форму кабелю.

Оболонка служить для герметизації ізоляції й захисту її від

проникнення вологи, повітря, хімічних продуктів, виключає старіння ізоляції під дією тепла й світла. Виконують із алюмінію, свинцю, поліетиленових матеріалів.

Броня служить для захисту оболонки від механічних пошкоджень при розкопках, сповзанні ґрунту. Виконують зі сталевих стрічок або дротів.

Зовнішнє покриття захищає броню від корозії. Являє собою джутове покриття, просочене бітумною масою.

При підвищенні напруги шар ізоляції потрібно збільшувати. Це економічно не доцільно. Тому при напрузі 35 кВ і вище кабелі виконуються з окремо освинцьованими або екранованими жилами. В таких кабелях електричне і теплове поля – радіальні.

Кабелі із грузлим просоченням мають істотний недолік: після зняття струмового навантаження, тобто при охолодженні в кабелі з'являються газові включення. Це пов'язане з тим, що коефіцієнт лінійного розширення кабельної маси значно більше коефіцієнта лінійного розширення ізолюючого паперу. Діелектрична міцність газових включень менше в кілька раз, ніж папера. При підвищенні напруженості електричного поля це може привести до пробою ізоляції.

Щоб уникнути цього при напругах 10 – 35 кВ застосовують газонаповнені кабелі. Це освинцьовані кабелі. Фазна ізоляція виконується з просоченого паперу. Кабель перебуває під невеликим надлишковим тиском (0,1– 0,3 МПа) інертного газу (азоту). Це підвищує ізолюючі властивості паперу. Сталість тиску забезпечується безперервним підживленням газу.

Останнім часом в електричних мережах різних класів номінальної напруги широкого поширення набули кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену. Завдяки молекулярній структурі така ізоляція характеризується високими термомеханічними властивостями та стійкістю до агресивного середовища. Кращі термічні характеристики кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену

дозволяє суттєво підвищити гранично допустимі струми і, як наслідок,

пропускну здатність кабельної лінії.

Такі кабелі на напруги до 10 кВ виготовляють трижильними або одножильними. На напруги 35 кВ та вище такі кабелі виготовляють одножильними.

На рис.Г.3 наведено загальний вигляд одножильного кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену.

Такі кабелі складаються з:

струмопровідної жили 1, екранованої напівпровідним зшитим поліетиленом 2. Далі знаходиться шар ізоляції зі зшитого поліетилену 3, екранований напівпровідною пластмасою 4. Екран з мідних проволочок 6 захищений подушками роздільних шарів 5 та 7. Зовнішній шар кабелю створює пластикова оболонка 8.

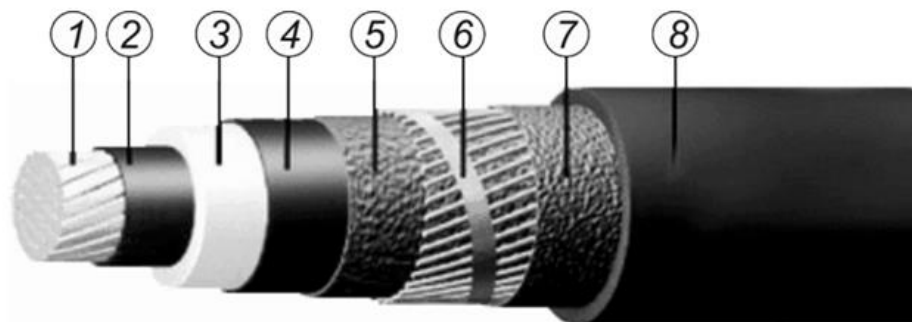


Рисунок Г.3 Конструкція кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену

Маркуються кабелі по початкових буквах елементів, які характеризують

їхню конструкцію:

- жила – буква А для алюмінію, без позначення для міді;
- оболонка – буква А для алюмінію, З – для свинцю, В – для полівінілхлориду, Н – для гуми, П – для поліетилену;
- броня – буква Б для сталевих стрічок, П – для плоских

освинцьованих дротів, ДО – для круглих освинцьованих дротів, Г – для кабелів без броні й захисного шару.

Якщо кабелі виконуються з окремо освинцьованими жилами, то в маркуванні вказується буква О.

Для масло наповнених кабелів низького тиску перед основною аббревіатурою вказують букви МН, а для кабелів високого тиску – МВС.

Після аббревіатури вказують кількість жил і перетин жил у мм^2 [3].

2. Повітряні лінії 6-35 кВ:

Основними елементами повітряних ліній є дроти, ізолятори, лінійна арматура, опори і фундаменти. На повітряних лініях змінного трифазного струму підвішують не менше трьох дротів, що становлять один ланцюг; на повітряних лініях постійного струму - не менше двох дротів [4].

Проводи повітряних закріплюють на опорах за допомогою лінійних ізоляторів та арматури. Ізолятори призначені для ізоляції проводів повітряної лінії, які знаходяться під дією високої напруги, від металевих елементів конструкцій опор.

Основна особливість ізоляторів повітряних ліній полягає в тому, що вони випробують одночасну дію високої електричної напруги та великих механічних навантажень. Це визначає основні вимоги до конструктивного виконання ізоляторів повітряних ліній. До таких вимог відносять високу електричну та механічну міцність, стійкість до впливів оточуючого середовища, зручність експлуатації та економічність.

Для виготовлення ізоляторів використовують електротехнічний фарфор, загартоване скло та синтетичні полімери.

За конструктивним виконанням розрізняють штирові та підвісні ізолятори.

Штирові ізолятори призначені для використання на лініях електропередачі розподільчих мереж напругою до 35 кВ. Такі ізолятори виготовляють з фарфору або з електротехнічного скла. Загальний вигляд штирових ізоляторів представлено на рис. Г.4.

Підвісні ізолятори використовують в лініях електропередачі напругою 35 кВ та вище. Такі ізолятори поділяють на гірлянди тарілчастих ізоляторів та на стрижневі ізолятори.

Гірлянди ізоляторів збирають з тарілчастих ізоляторів, виготовлених з фарфору або загартованого скла. Загальний вигляд тарілчастого ізолятора наведено на рис.Г.5, а. На рис.Г.5, б схематично показано спосіб поєднання тарілчастих ізоляторів в гірлянду.



Рисунок Г.4 – Штировий скляний ізолятор

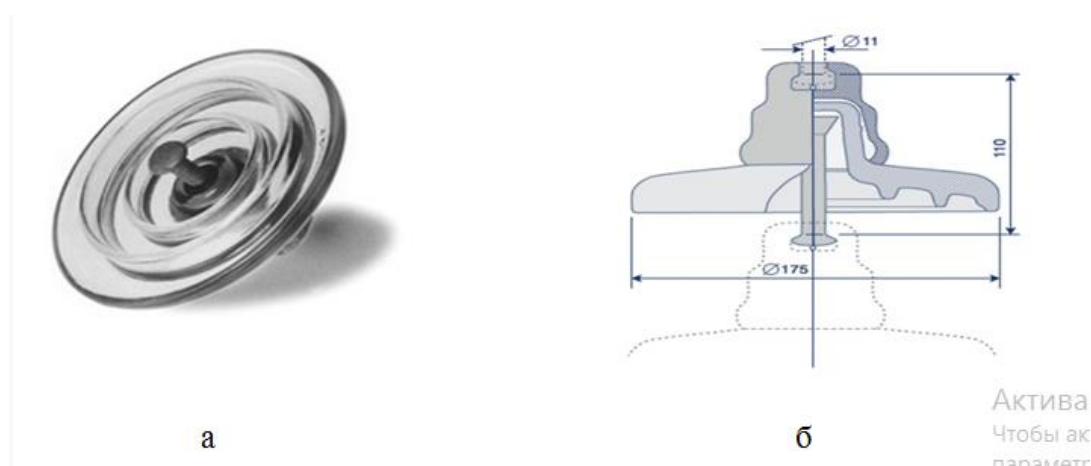


Рисунок Г.5 – Тарілчастий ізолятор

Стрижневі ізолятори виготовляють з одно напрямлених полімерів. Загальний вигляд стрижневого полімерного ізолятора наведено на рис. Г.6

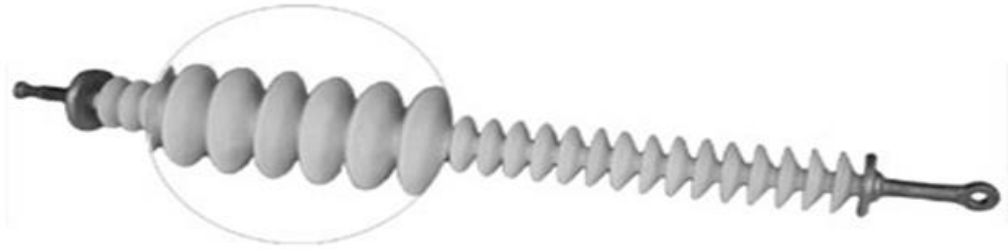


Рисунок Г.6 – Полімерний стрижневий ізолятор

Такі ізолятори дорожче за гірлянди тарілчастих ізоляторів. Проте вони характеризуються кращими електрофізичними властивостями та значно меншою вагою, що обумовлює широкі перспективи використання полімерних ізоляторів в конструкціях повітряних ліній електропередачі всіх класів номінальної напруги. Зокрема, чинні нормативні документи рекомендують використовувати полімерні ізолятори під час будівництва нових та реконструкції існуючих ліній електропередачі [3].

ДОДАТОК Г

Дослідження пошкоджуваності електричних мереж 6-35 кВ

Аналіз показує, що причинами ушкоджень кабельних ліній у більшості випадків є: механічні ушкодження, заводський брак, дефекти монтажу муфт, порушення технології прокладення КЛ, екстремальні умови експлуатації.

Однофазні замикання виникають, як правило, в місцях дефектів ізоляції кабельних ліній і устаткування підстанцій із-за старіння ізоляції, невиконання технології виготовлення ізоляційних конструкцій на заводах, норм і інструкцій при монтажі і експлуатації устаткування, а також механічних ушкоджень, які у момент їх появи призводять лише до часткового зниження електричної міцності.

Внутрішні перенапруження часто виникають при перехідних процесах від дуги, що переважається, і небезпечні для ізоляції електроустановок своєю тривалістю і широтою охоплення мережі, пов'язаної з місцем ушкодження.

Великий вплив на процес старіння ізоляції роблять технологічні і експлуатаційні чинники. До технологічних чинників відносять приховані дефекти виготовлення і монтажу; використання матеріалів, що не задовольняють вимогам, що пред'являються до них; зміна режимів термовакуумної обробки ізоляції після виготовлення; дефекти опресовування. До експлуатаційних чинників, якщо виключити аварії, викликані помилками персоналу, відносяться, в першу чергу, перевантаження: струми короткого замикання, комутаційні і грозові перенапруження. Перевантаження ведуть до зародження різного роду дефектів, які потім розвиваються в робочому режимі.

Складна органічна ізоляція кабелів, сполучних і кінцевих кабельних муфт має властивість накопичувати дефекти. Дія перенапружень на таку ізоляцію супроводжується зниженням електричної міцності, яка не відновлюється до первинного стану після припинення дії перенапружень. Після дії перенапружень полягає в кумулятивному розвитку слабких місць

(дефектів), при подальших випадкових перенапруженнях може виникнути пробій.

Слід зазначити, що накопичення дефектів і послаблення ізоляції призводить до того, що ослаблена ізоляція може бути потім пошкоджена і помірними перенапруженнями або іншими наслідками.

Тому перенапруження є прихованою причиною більшого числа аварійних відключень, чим це вказується в літературі.

Між фазне коротке замикання виникає, як правило, після багатократних випадкових дій. У складному комплексі місць з ослабленою ізоляцією порушення в мережі відбувається тоді, коли хоч би одно місце з найбільш ослабленою ізоляцією (з найбільшим дефектом) остаточно втрачить електричну міцність.

Для забезпечення досить високої експлуатаційної надійності необхідно вживати заходи по посиленню ізоляції і обмеженню перенапружень. Другий шлях, як менш витратний, являється більше вигідний.

Найбільш частим видом внутрішніх перенапружень в мережах 6-35 кВ являються перенапруження, пов'язані з однофазними замиканнями на землю. Їх доля від усіх видів аварій складає до 80 %. За останні десять років середній питомий показник пошкоджуваності електроустаткування мереж з електричних причин зріс приблизно на порядок і за даними досвіду експлуатації нині, з урахуванням пробитого при випробуваннях, складає більше 100 ушкоджень на кожні 100 км мережі в рік. У переважній більшості випадків (до 90% числа порушень нормальної роботи мережі) ушкодження розпочинається з пробією ізоляції на землю, а потім більше половини з них (до 70 % в обстановці, що склалася, розвиваються в між фазних коротких замикання або багатомісні пробією ізоляції з груповим виходом з ладу електроустаткування. Найбільшу небезпеку представляють дугові перенапруження, що виникають в мережі при характері горіння дуги, що перемежається, в місці пробією фазної ізоляції на землю, оскільки дуга може пошкодити ізоляцію і викликати двофазне або трифазне коротке замикання.

За деякими даними, близько 60 % замикань на землю в цих електричних мережах носять саме такий характер. Згасання і запалення дуги, що перемежається, викликає складні перехідні процеси, інтенсивність яких, як показує досвід експлуатації, залежить від таких чинників, як характеристика дуги, місткість, індуктивність, опір ланцюга та ін. У мережах з переважанням кабельних ліній відключення від переходу однофазного замикання в між фазне досягають 70% кількості відключень. Збільшення струму замикання на землю призводить до зростання вірогідності переходу однофазних замикань в між фазне безпосередньо в точці горіння дуги.

З досвіду експлуатації кабельних мереж 6-10 кВ відомі неодноразові випадки багатомісних пробоїв ізоляції під робочою напругою. Відомі випадки одночасного пробою в 4-5 точках ліній. По-перше, наявність пробоїв ізоляції під робочою напругою вказує на недостатньо високий рівень ізоляції. По-друге, наявність багатомісних пробоїв свідчить про існування перенапружень. Таким чином, незважаючи на значні запаси ізоляції, аварійність мереж напругою 6-35 кВ унаслідок внутрішніх перенапружень досить висока. Тому розробка ефективних засобів дослідження перенапружень в цих мережах і засобів їх зниження нині актуальна [5].



Рисунок Г.1 – Діаграма пошкоджень ЛЕП напругою 6-10 кВ



Рисунок Г.2– Діаграма пошкоджень ЛЕП напругою 35 кВ

ДОДАТОК Д

Загальні відомості про релейний захист

Автоматичні пристрої аварійного режиму призначені для збереження вихідного і близького до нього режиму при великих і малих збуреннях, до яких належать короткі замикання, обриви струмопровідних частин, протилежні вмикання джерел живлення, перевантаження та ін. Автоматичні пристрої даного режиму рекомендовано поділити на такі категорії:

1) релейний захист (РЗ); автоматичне повторне вмикання вимикачів (АПВ) після їх аварійного вимикання; автоматичне вмикання резерву (АВР) секційних вимикачів і вимикачів резерву; автоматика розвантаження (АРЛ) і завантаження ліній (АЗЛ);

2) пристрої автоматики поділу (АП) електричної мережі за ознаками порушення балансу потужностей;

3) пристрої автоматичного частотного розвантаження (АЧР) і автоматичного розвантаження при зниженнях напруги (АРЗН). 14 Автоматичні пристрої після аварійного режиму (АВНР) мають забезпечувати відновлення нормального (доаварійного) або близького до них режиму відносно схем живлення і електроустановок споживачів.

Повітряні й кабельні ЛЕП, маючи велику довжину, зазнають пошкоджень більше, ніж інше обладнання. Особливо це стосується повітряних ліній. Тому для швидкого вимкнення вони мають бути обладнані релейним захистом. При цьому захист від замикань на землю в мережах із заземленою нейтраллю трансформаторів із великими струмами замикання має діяти на вимкнення, а в мережах з ізолюваною нейтраллю – на сигнал або вимкнення, оскільки замикання на землю однієї фази в мережі з ізолюваною нейтраллю не порушує роботи споживачів. Захисти ліній відрізняються різноманіттям і визначаються переважно схемою роботи ліній, напругою мережі і відповідальністю споживачів, що живляться.

Захист від багатофазних замикань слід передбачати у двофазному виконанні і вмикати в одні й ті самі фази по всій мережі даної напруги для забезпечення вимкнення в більшості випадків подвійних замикань на землю тільки одного місця пошкодження. Захист має бути виконаний одно-, дво- чи три релейним залежно від вимог чутливості і надійності. На одиничних лініях з однобічним живленням від багатофазних замикань має встановлюватися, як правило, двоступінчастий струмовий захист, перший ступінь якого виконано у вигляді струмового відсічення, а другий – у вигляді максимального струмового захисту з незалежною чи залежною характеристикою витримки часу. На не реакторних кабельних лініях з однобічним живленням, що відходять від шин електростанцій, струмові відсічення мають бути виконані без витримки часу і зона їхньої дії має бути визначена з умови вимкнення КЗ, що супроводжуються залишковою напругою на шинах вказаних електростанцій нижче 0,5–0,6 номінальної. Для виконання вказаної умови допускається виконувати неселективний захист у поєднанні з пристроями АПВ чи АВР, що виправляють повністю або частково неселективну дію захисту. Допускається встановлювати вказані відсічення також на лініях, що відходять від шин підстанцій і живлять великі синхронні електродвигуни. На лініях, вимикачі яких не розраховані на вимкнення КЗ до реактора, струмові відсічення не допускаються. На одиничних лініях із двобічним живленням за наявності чи відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, рекомендується застосовувати ті самі захисти, що й на одиничних лініях з однобічним живленням, виконуючи їх за необхідності спрямованими. З метою спрощення захистів і забезпечення їхньої селективної дії допускається застосовувати автоматичний поділ мережі на радіальні ділянки в момент виникнення пошкодження з наступним автоматичним її відновленням. Якщо не спрямований чи спрямований струмовий ступінчастий захист не забезпечує потрібних швидкодії та селективності, допускається передбачати такі захисти:

1) дистанційний захист у найпростішому виконанні;

2) поперечний диференційний струмовий захист (для здвоєних кабельних ліній);

3) поздовжній диференційний струмовий захист для коротких ділянок ліній; за необхідності прокладання спеціального кабелю тільки для поздовжнього диференційного захисту довжина його має бути менше 3 км.

Для вказаних захистів як резервний слід передбачати струмовий захист. Захист від однофазних замикань на землю має бути виконаний у вигляді:

– селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрямок), який діє на сигнал;

– селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрямок), який діє на вимкнення, коли це необхідно за вимогами безпеки;

– захист має бути встановлений на живильних елементах у всій електрично пов'язаній мережі;

– пристроїв контролю ізоляції; при цьому відшукування пошкодженого елемента має здійснюватися спеціальними пристроями;

Допускається відшукування пошкодженого елемента почерговим вимкненням приєднань. Захист від однофазних замикань на землю має бути виконаний, як правило, з використанням трансформаторів струму нульової послідовності. Він повинен реагувати на замикання на землю, допускається також застосування пристроїв, які реєструють короткочасні замикання, без забезпечення повторності дії.

Захист від однофазних замикань на землю, що діє на вимкнення без витримки часу за вимогами безпеки, має вимикати тільки елемент, що живить пошкоджену ділянку. При цьому як резервний має бути передбачений захист, що виконується у вигляді захисту нульової послідовності з витримкою часу близько 0,5 с, який діє на вимкнення всієї електрично пов'язаної мережі – системи (секції) шин або живильних трансформатора.

РЗ в мережах 20 і 35 кВ з ізольованою нейтраллю мають бути передбачені пристрої релейного захисту від багатофазних замикань і однофазних замикань на землю. Захист від багатофазних замикань слід передбачати у двофазному двох релейному виконанні і вмикати в одні й ті самі фази по всій мережі даної напруги для забезпечення вимкнення в більшості випадків подвійних замикань на землю тільки одного місця пошкодження. З метою підвищення чутливості до пошкоджень після трансформаторів із з'єднанням обмоток зірка-трикутник допускається виконання три релейного захисту. Захист від однофазних замикань на землю слід виконувати, як правило, з дією на сигнал. Для здійснення захисту допускається використовувати пристрій контролю ізоляції. При виборі типу основного захисту слід враховувати вимоги забезпечення стійкості роботи енергосистеми і надійної роботи споживача аналогічно тому, як це враховується для захисту ліній напругою 110 кВ. На одиничних лініях з однобічним живленням від багатофазних замикань мають бути встановлені переважно ступінчасті захисти струму або ступінчасті захисти струму й напруги, а якщо такі захисти не відповідають вимогам чутливості чи швидкості вимкнення пошкодження, наприклад на головних ділянках – дистанційний ступінчастий захист переважно з пуском за струмом. В останньому випадку як додатковий захист рекомендується використовувати струмове відсічення без витримки часу. Для ліній, що складаються з кількох послідовних ділянок, із метою спрощення допускається використання неселективних ступінчастих захистів струму й напруги в поєднанні з пристроями почергового АПВ. На одиничних лініях, що мають живлення з двох чи більше боків (останнє – на лініях із відводами), як за наявності, так і відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, рекомендується застосовувати ті самі захисти, що й на одиничних лініях з однобічним живленням, виконуючи їх за необхідності спрямованими, а дистанційні – з пуском від реле опору. При цьому допускається неселективне вимкнення суміжних елементів при КЗ у

«мертвій» зоні за напругою реле напрямку потужності, коли струмове відсічення, яке використовується як додатковий захист, не встановлюється, наприклад, через недостатню його чутливість. Захист встановлюється, як правило, тільки з тих боків, звідки може бути подане живлення. На коротких одиничних лініях з однобічним живленням, коли це вимагається за умовою швидкості дії, допускається застосування поздовжнього диференційного захисту як основного. При цьому довжина кабелю, що прокладають спеціально для цього захисту, не має перевищувати 4 км. Для контролю справності допоміжних проводів захисту слід передбачати спеціальні пристрої. На додаток до поздовжнього диференційного захисту як резервного має бути застосований один із захистів (ступінчастий захист за струмом чи дистанційний ступінчастий захист). На паралельних лініях, що мають живлення з двох чи більше боків, а також на живильному кінці паралельних ліній з однобічним живленням можуть бути використані ті самі захисти, що й на відповідних одиничних лініях. Для прискорення вимкнення пошкодження, особливо при використанні струмових ступінчастих захистів або ступінчастих захистів струму й напруги, на лініях із двобічним живленням може бути застосований додатковий захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії. Цей захист може бути виконаний у вигляді окремого поперечного струмового спрямованого захисту чи тільки у вигляді кола прискорення встановлених захистів (максимального струмового, дистанційного) з контролем напрямку потужності в паралельній лінії. На приймальному кінці двох паралельних ліній з однобічним живленням, як правило, має бути використаний поперечний диференційний спрямований захист.

Якщо захист не відповідає вимогам швидкодії, а захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії не застосований чи небажаний, як основний захист (при роботі двох паралельних ліній) на двох паралельних лініях із двобічним живленням і на живильному кінці двох паралельних ліній з однобічним живленням слід застосовувати поперечний диференційний

спрямований захист. В окремих випадках на коротких паралельних лініях допускається застосування поздовжнього диференційного захисту [6].

Струмова відсічка

Струм спрацювання $I_{c.з}^I$ струмової відсічки лінії, що живить трансформатори, необхідно відводити від стрибка струму намагнічування за вмикання під напругу цих трансформаторів:

$$I_{c.з}^I = (4 \div 5) \cdot \sum_{i=1}^N I_{ном.ТРi};$$

$$\sum_{i=1}^N I_{ном.ТРi} = \frac{\sum_{i=1}^N S_{ном.ТРi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}.$$

З двох значень, вибирають більше значення. На відміну від МСЗ селективність роботи СВ забезпечують вибором струму спрацювання і струмова відсічка захищає лише частину лінії, починаючи від її початку.

Чутливість струмової відсічки без витримки часу визначають коефіцієнтом чутливості та зоною її дії.

Коефіцієнт чутливості СВ лінії, яка виконує функції додаткового захисту, визначають за трифазного КЗ в місці встановлення захисту – за найсприятливішого за умовою чутливості режиму:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р.макс}}^{(3)}}{I_{\text{с.р}}^I} \geq 1, 2;$$

$$I_{\text{с.р}}^I = \frac{I_{\text{с.з}}^I \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}}{k_{\text{ТА}}}.$$

Як видно з рис. 2.7 СВ захищає ділянки довжиною відповідно l_1 і l_2 за максимального та мінімального режимів КЗ. Отже, струмова відсічка не має чіткої зони спрацювання. Зона спрацювання СВ залежить від режиму

системи та виду КЗ (трифазне, двофазне тощо), а також від схеми сполучень вторинних кіл ТА її вимірних органів. Тому СВ не можна застосовувати як єдиний захист лінії.

СВ потрібно доповнювати одним із захистів:

– МСЗ, що захищає усю лінію та резервує роботу СВ під час КЗ на початку лінії;

– струмовою відсічкою з витримкою часу;

– струмовою відсічкою з витримкою часу та МСЗ, що виконує функції резервного захисту лінії. Зону дії струмової відсічки можна визначати графічно, або аналітично.

Для графічного визначення будують залежність мінімального струму КЗ від віддаленості до місця пошкодження (рис. 2.7). На цьому ж графіку проводять пряму, що відповідає струму спрацювання відсічки. Точка перетину цієї прямої з кривою зміни струму КЗ визначає зону дії струмової відсічки (відрізок l_2 на рис. 2.7). Аналітично зону дії струмової відсічки без витримки часу розраховують за виразом:

$$x_* = \frac{1}{x_l} \cdot \left(\frac{U_c}{I_{c.з}^1} - x_c \right).$$

де x_* – довжина зони дії відсічки, виражена в частках реактивного опору лінії; x_c , x_l – реактивні опори системи та лінії відповідно; U_c – фазне значення напруги системи; $I_{c.з}^1$ – значення первинного струму спрацювання струмової відсічки без витримки часу[7].

Диференційні захисти (ДЗ) можна виконувати з циркуляційними струмами та зі зрівноваженими напругами. В Україні застосовують переважно перший принцип виконання захисту – з циркуляцією струмів.

Оскільки диференційний захист має абсолютну селективність, його виконують без витримки часу.

На рис Д.1 наведена однолінійна схема поздовжнього ДЗ (з циркуляцією струмів) ЛЕП.

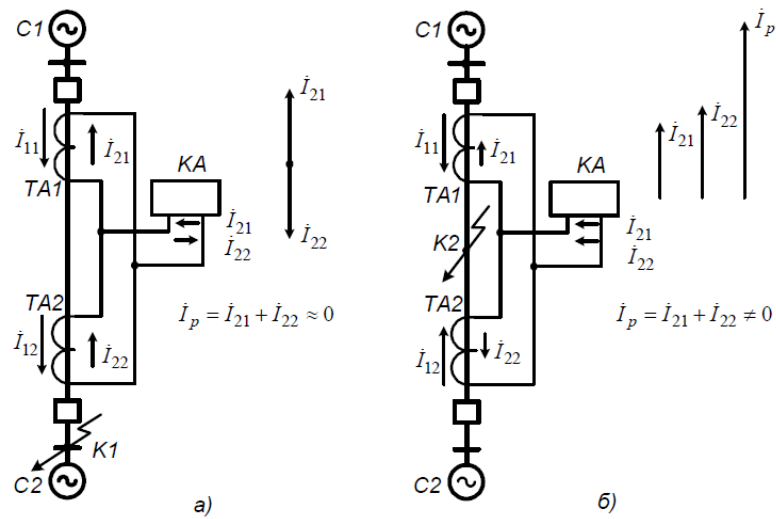


Рисунок Д.1 – Схема поздовжнього ДЗ

Для запобігання хибної роботи поздовжнього диференційного захисту струм спрацювання його вимірного органа необхідно вибирати з умов відведення від максимального струму небалансу, що виникає за перехідних струмів зовнішніх КЗ.

$$I_{с.р} = k_{від} \cdot I_{нб.макс};$$

$$I_{нб.макс} = \frac{\varepsilon}{100} \cdot \frac{k_{ап} \cdot k_{одн} \cdot I_{к.з.зовн.макс}^{(3)}}{k_{ТА}}$$

де $k_{від} = 1,3$ – коефіцієнт відведення; $\varepsilon = 10\%$ – допустима похибка трансформатора струму; $k_{ап}$ – коефіцієнт, що враховує вплив аперіодичної складової в струмі зовнішнього КЗ; $k_{одн}$ – коефіцієнт однотипності, враховує тип ТС, підключений до схеми ДЗ: для однотипних ТС $k_{одн} = 0,5$, для різнотипних – $k_{одн} = 1$; $k_{ТА}$ – коефіцієнт трансформації ТС; $I_{к.з.зовн.макс}^{(3)}$ – максимальний струм зовнішнього трифазного КЗ.

Чутливість поздовжнього ДЗ визначають за мінімального струму двофазного КЗ у зоні дії захисту. Розрахунковим, зазвичай, є випадок одностороннього живлення КЗ, коли струм протікає тільки через одну групу трансформаторів струму схеми ДЗ.

Чутливість дії захисту оцінюють коефіцієнтом чутливості:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р.к.з.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.р}}} \geq 2.$$

де $I_{\text{р.к.з.мін}}^{(2)}$ – струм в обмотці реле, що протікає від однієї групи трансформаторів струму схеми захисту за короткого замикання в точці К2, рис. Д.1. Розглядають режими живлення від системи С1 або С2, та вибирають менше значення струму КЗ; $I_{\text{с.р}}$ – струм спрацювання реле ДЗ.

Зазвичай, чутливість ДЗ є недостатньою за застосування вимірною органа – реле струму серії РТ-40. Відомі такі основні способи підвищення чутливості поздовжнього ДЗ:

– сповільнити роботу захисту. Це дає можливість відвести захист від впливу аперіодичної складової, але тоді випадку втрачається основна перевага диференційного захисту – швидкодія. Тому такий спосіб не набув застосування на практиці;

– увімкнення вимірною органа захисту через проміжний швидко насичений трансформатор струму. Цей спосіб дозволяє відвести роботу захисту від впливу аперіодичної складової. Застосовують спеціальні реле з проміжними швидко насичені трансформаторами типу РНТ;

– використання в ДЗ реле з гальмуванням. За зовнішнього КЗ струми небалансу, що протікають у вимірному органі захисту, можуть бути зумовлені не тільки аперіодичною складовою струму КЗ, але й періодичною. Для відведення від впливу періодичної складової струму за зовнішнього КЗ застосовують реле серії ДЗТ.

Розглянемо принцип дії с двох паралельних ланок лінії електропередачі (рис. Д.2). Такі лінії застосовують для мереж напругою до 20 кВ тоді, коли пропускна здатність однієї ланки лінії є недостатньою. Вимірний орган захисту вмикають на різницю струмів однойменних фаз ланок лінії. За прийнятого додатного напрямку струмів від шин у лінію, струм у реле $I_p = I_{21} - I_{22}$. Тому за короткого замикання на протилежних шинах у точці К1 в реле протікатиме струм небалансу, зумовлений різницею характеристик намагнічування трансформаторів струму.

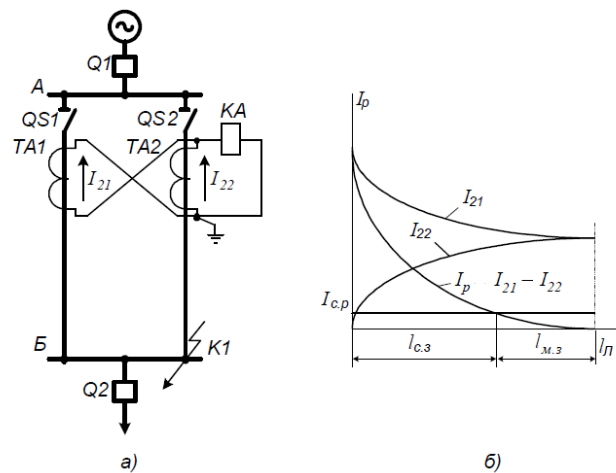


Рисунок Д.2 – Поперечний диференційний захист ліній

Струм спрацювання реле поперечного ДЗ визначають з умови відведення від струму небалансу за короткого замикання на шинах протилежної підстанції в точці К1 (рис. Д.2) – для того, щоб захист не спрацював за коротких замикань на приєднаннях цих шин:

$$I_{c.p} = k_{від} \cdot I_{нб.макс};$$

$$I_{нб.макс} = \frac{\varepsilon}{100} \cdot \frac{k_{ап} \cdot k_{одн} \cdot I_{к.з.зовн.макс}^{(3)}}{2 \cdot k_{ТА}}$$

Поперечний диференційний захист лінії має такі особливості:

- не захищає протилежної підстанції;
- має "мертву" зону;
- повинен виводитись з роботи після вимкнення однієї ланки лінії, тому що в такому разі може хибно спрацювати, коли струм у працюючій ланці буде більший за струм спрацювання захисту;
- не може визначати, на якій ланці лінії відбулось пошкодження, тому його застосовують тільки для захисту двох паралельних ланок лінії з одним спільним вимикачем [7].

Струмовий диференційний фазний високо частотний захист.

Високочастотний (ВЧ) захист призначений для захисту ЛЕП 110, 220 кВ, а також ліній надвисокої напруги [9]. Він застосовується для швидкого відключення ліній при різних видах коротких замикань (КЗ) та забезпечує при цьому стійкість роботи енергосистеми. Високочастотні захисти (ВЧЗ) складаються з двох комплектів, розташованих по обох кінцях ЛЕП, що захищається. Особливість ВЧЗ полягає в тому, що для їх селективної дії необхідний зв'язок між комплектами захисту, що здійснюється за допомогою струмів ВЧ, які передаються по проводах ЛЕП. За принципом дії ВЧЗ не реагують на КЗ поза зоною захисту і тому, також як і диференційні захисти, спрацювують без витримки часу. Принцип дії захисту заснований на порівнянні фаз струмів промислової частоти по кінцях лінії, що захищається, а це здійснюється за допомогою ВЧ каналу. Для того, щоб використовуючи тільки один ВЧ канал, забезпечити захист ЛЕП, застосовуються комбіновані фільтри, які перетворюють трифазну систему струмів в однофазну. Застосування цих фільтрів дозволяє не порівнювати між собою фази лінійних струмів і, таким чином, спростити виконання диференційно-фазного захисту. У захистах типу ДФЗ-201 використовуються комбіновані фільтри струмів прямої і зворотної послідовностей:

$$I_1 + I_2 k_{\text{від}}.$$

де I_2 і I_1 – струми прямої і зворотної послідовностей, A ; k – коефіцієнт комбінованого фільтра.

За принципом своєї дії захист типу ДФЗ-201 не реагує на навантаження ЛЕП та хитання, а також правильно працює у неповно фазних режимах – навантажувальному та при зовнішньому КЗ, так як в цих режимах струми на обох кінцях ЛЕП мають різні знаки. У захисті є три основні органи: пуску, маніпуляції ВЧ передавачем і порівняння фаз струмів [10].

Дистанційний захист.

Відношення комплексу напруги до комплексу струму, що підводять до реле, називають комплексним опором Z_p на затискачах вимірювального органа. Як вимірний орган застосовують, зазвичай, реле мінімального опору.

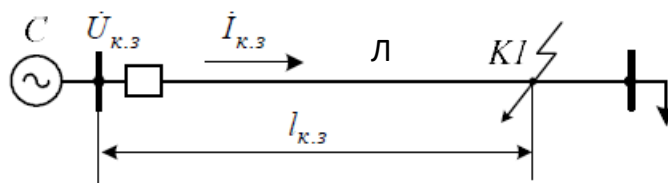


Рисунок Д.3 – Зона дії дистанційного захисту

До реле мінімального опору дистанційного захисту лінії L підводять величини, пропорційні напрузі $U_{к.з}$ в місці встановлення захисту (залишкова напруга на шинах джерела живлення C за короткого замикання на лінії L у точці $K1$) та струму в лінії $I_{к.з}$.

Реле мінімального опору за означенням вимірює величину, пропорційну відношенню вектора напруги до вектора струму:

$$Z_p = \frac{U_{к.з}}{I_{к.з}} = Z_{к.з} = Z_0 \cdot l_{к.з}.$$

де Z_0 – питомий комплексний опір лінії, $l_{к.з}$ – відстань від місця встановлення захисту до місця пошкодження.

Реле мінімального опору вимірює величину, пропорційну відстані до місця пошкодження – $l_{к.з}$. Дистанційний захист, як і струмовий, виконують переважно триступеневим з відносною селективністю.

Параметрами спрацювання кожного ступеня є довжина ділянки лінії, що охоплюється цим ступенем та час його спрацювання.

На рис. Д.4 показані зони дії та витримки часу спрацювання кожного ступеня дистанційних захистів ліній Л1 та Л2. За короткого замикання в зоні дії першого ступеня захист діє з мінімально можливим часом спрацювання t_1^I . Цей час визначають як суму власного часу спрацювання захисту та часу вимкнення вимикача. Власний час спрацювання захисту залежить від технічних характеристик захисту часу вимірювання та перетворення контрольованих напруг та струмів лінії, роботи логічної частини захисту, роботи вихідних кіл захисту тощо. Для цифрових захистів цей час у сумі становить 0,02–0,04 с. Другий ступінь призначений для захисту кінця лінії і діє з витримкою часу t_1^{II} . Він охоплює першу лінію та початок другої. Отже, перші два ступені повністю захищають лінію. Для резервування їх дії призначений третій ступінь. Він охоплює першу та другу лінії і діє з витримкою часу t_1^{III} . Тобто здійснює ближнє та дальнє резервування. Обґрунтованість саме таких зон дії окремих ступенів захисту буде показано нижче в розрахунках параметрів спрацювання окремих ступенів.

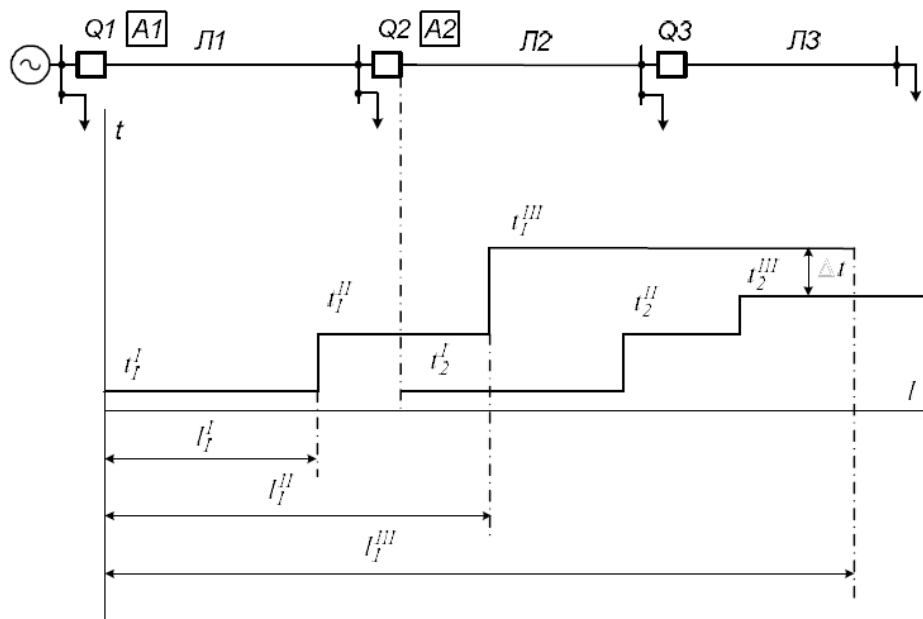


Рисунок Д.4 – Характеристики різних ступенів дистанційного захисту

Розрахунок параметрів РЗ

На рис. Д.5 наведено схему ділянки радіальної кабельної мережі 6 кВ.

Визначити уставки захисту 2, 3 і 4 і подати графіки узгодження захисту за такими вихідними даними:

- захисти 1 елементів, приєднаних до шин IV 6 кВ (трансформатори, двигуни), є швидкодіючими (відсічки);
- час відключення вимикачів $t_{в.в} = 0,1$;
- одиначні кабелі з алюмінієвими жилами прокладені землі;
- захисту виконані за двофазною двох релейною схемою з реле типу РТ-85/1, у яких обмежено залежна від струму характеристика часу спрацьовування та потужний перемикаючий контакт, здатний де шунтувати та шунтувати керований ланцюг при струмах до 150 А (рис. Д.6);
- величини максимальних робочих навантажень на кабелі невідомі;
- дані струмів при трифазних КЗ, кабелів та ТС наведені на рис. 2.15.

Рішення. Вибір уставок максимальних струмових захистів полягає у визначенні первинних і вторинних струмів спрацьовування, часів спрацьовування, типів реле, мінімальних коефіцієнтів чутливості при

металевих КЗ в кінці захищених зон, що захищаються, коли ці захисту діють як основні і резервні.

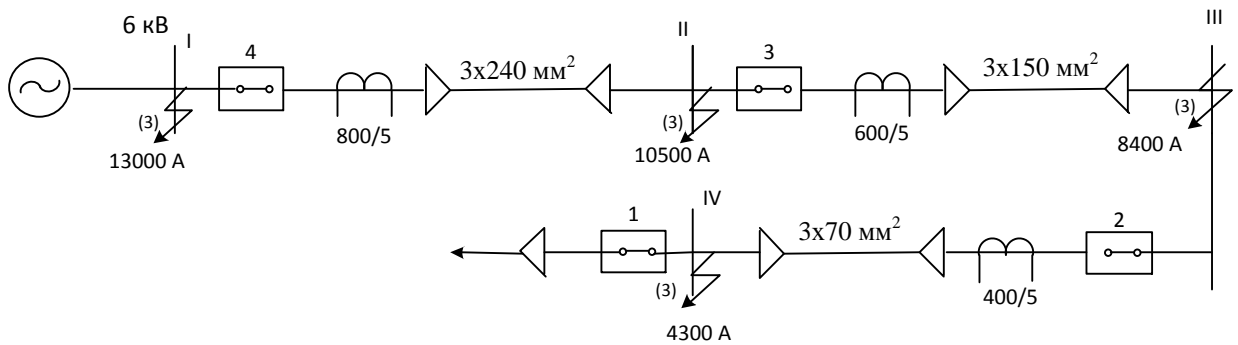


Рисунок Д.5 – Схема ділянки радіальної кабельної мережі 6 кВ

Крім того, захисти двох і більше послідовно з'єднаних елементів, наприклад трансформатор - лінії - двигуни, повинні бути узгоджені за чутливістю і по часі.

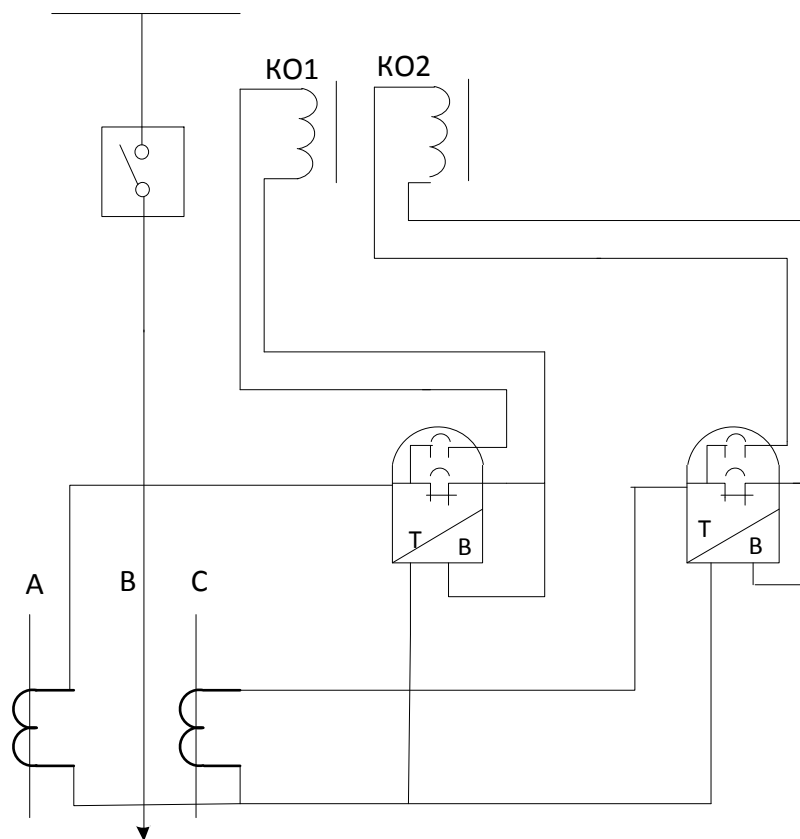


Рисунок Д.6 – Схема двофазного двох релейного максимального струмового захисту з дешунтованною котушкою відключення вимикача з реле типу РТ-85 і РТ-95

Вони повинні діяти селективно: вимикати місце пошкодження найближчими вимикачами.

Первинний струм спрацьовування максимального струмового захисту повинен бути відбудований від струмів само запуску потужних електродвигунів та іншого навантаження при включенні елемента, що захищається після ліквідації КЗ. Крім того, захисти не повинні діяти при максимально можливому робочому струмі навантаження. Виходячи з цих умов, первинний струм спрацьовування захисту в симетричному нормальному режимі обчислюється за формулою:

$$I_{c.z} = k_n \cdot k_z \cdot I_{роб.макс} / k_n.$$

де $k_n = 1, 2 \div 1, 3$, k_n , k_z - коефіцієнти відповідно надійності, повернення реле і само запуску навантаження.

Струм спрацьовування реле обчислюється за формулою:

$$I_{c.p} = k_{cx}^{(3)} \cdot I_{c.z} / n_T.$$

Де $k_{cx}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми-ставлення струму в реле до вторинного струму ТС в симетричному нормальному режимі і при трифазному КЗ. При з'єднанні ТС у трикутник або на різницю струмів двох фаз $k_{cx}^{(3)} = \sqrt{3}$; при з'єднанні ТС у повну чи неповну зірку $k_{cx}^{(3)} = 1$.

У тих випадках коли для кабелів $I_{роб.макс}$ невідомий, його приймають рівним тривало допустимому струму навантаження по ПУЕ.

$$I_{роб.макс} = I_{тр.доп}.$$

Коефіцієнт чутливості визначають за мінімальних струмів КЗ що формулі:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р}}}{I_{\text{с.р}}} = \frac{k_{\text{сх}} I_{\text{к.мін}} n_{\text{T}}}{k_{\text{сх}}^{(3)} I_{\text{с.з}} n_{\text{T}}} = \frac{k_{\text{сх}} I_{\text{к.мін}}}{k_{\text{сх}}^{(3)} I_{\text{с.з}}}$$

Розглядаємо захист 2:

Оскільки $I_{\text{роб.макс}}$ і $k_{\text{з}}$ не задані, приймаємо для всіх кабелів за номінальний струм кабелю $I_{\text{каб.ном}} = I_{\text{роб.макс}} = I_{\text{тр.доп}}$ і відповідно до вимог, наведених у [13]:

$$I_{\text{с.з2}} = 4I_{\text{ном}} = 4I_{\text{тр.доп}}$$

$I_{\text{с.з2}} = 760$ А, де за ПУЕ для алюмінієвого кабелю, перерізом 3×70 мм², $I_{\text{тр.доп}} = 190$ А; Струм спрацьовування реле обчислюємо $I_{\text{с.р}} = 1 \cdot 760/80 = 9,5$ А,

Приймаємо: $I_{\text{с.р}} = 10$ А, тоді $I_{\text{с.з}} = 10 \cdot 80 = 800$ А. Витримку часу в незалежній частині характеристики реле захисту 2 відбудовуємо від швидкодіючих захистів елементів, приєднаних до шин IV без врахування похибки $\Delta t_{\text{р1}}$, оскільки у захисті відсутні реле з витримкою часу:

$$t_{2\text{зав}} = \Delta t_{\text{зав}} = \Delta t_{\text{р2}} + \Delta t_{\text{і.с}} + t_{\text{в.с}} + t_{\text{зан}} = 0,1 + 0,1 + 0,15 + 0,1 = 0,45, \text{ с.}$$

Приймаємо мінімально можливу уставку у незалежній частині характеристики часу спрацьовування реле РТ-85/1 $t_{2\text{у}} = 0,5$ с.

Коефіцієнт чутливості обчислюємо при двох фазному КЗ на шинах IV, враховуючи, що $k_{\text{сх}}^{(2)} = 1$, $k_{\text{ч}}^{(2)} = k_{\text{сх}}^{(2)} I_{\text{к.мін}}^{(2)} / k_{\text{сх}}^{(2)} I_{\text{с.з2}} = 0,867 \cdot 4300/800 = 4,66$.

За ПУЕ $k_{\text{ч}}$ має бути приблизно 1,5.

Термічна стійкість кабелю при КЗ визначається:

$$S_{\text{доп.мін}} = I_{\infty} \sqrt{t_{\phi}} / C.$$

де $S_{\text{доп.мін}}$ - мінімально допустимий переріз жил кабелю, мм^2 ; I_{∞} - встановлений струм КЗ при пошкодженні на початку кабелю, А; $\sqrt{t_{\phi}}$ - фіктивний час відключення КЗ, с; C - постійна, яка залежить від матеріалу дроту (шин); його початкової і максимально допустимої кінцевої температури [15].

Для розподільчих мереж 6 і 10 кВ:

$$t_{\phi} = t_{\text{с.з}} + t_{\text{в.в}}.$$

де $t_{\text{с.з}}$ та $t_{\text{в.в}}$ - часи спрацьовування захисту та відключення вимикача.

Постійна C дорівнює 90 і 160 відповідно для кабелів з алюмінієвими та мідними жилами;

$$S_{\text{доп.мін}} = 4300 / 90 \sqrt{0.5 + 0.1} = 37 \text{ мм}^2, \text{ с}.$$

Визначаємо уставки захисту 3.

Струм спрацьовування захисту та реле обчислюємо $I_{\text{с.з3}} = 4I_{\text{тр.доп}} = 4 \cdot 275 = 1100$ А. Цей захист має бути узгоджений за чутливістю із захистом 2; її струм спрацьовування вибирається більше 30–40%, ніж струм спрацьовування захисту 2 [16], тобто:

$$I_{\text{с.з3}} = k_{\text{н.с}} I_{\text{с.з2}}.$$

де $k_{\text{н.с}} = 1,3 \div 1,4$ - коефіцієнт надійності узгодження для реле серії РТ-80 та РТ-90, встановлених на лініях 6, 10 і 35 кВ; для реле РТ-40 та РТВ

відповідно $k_{н.с} = 1,25 \div 1,5$; для реле РТ-40, встановлених на лініях 110 кВ і вище, $k_{н.с} = 1,1 \div 1,2$.

Для захисту 3 $I_{с.з3} = 1,3 \cdot 800 = 1040$ А, тому умова узгодження близька до умови відбудови від струмів само запуску навантаження. Струм спрацьовування реле $I_{с.р3} = k_{сх}^{(3)} I_{с.з3} / n_T = 1100/120 = 9,15$ А. Враховуючи, що захист надійно відбудований від струмів само запуску, приймаємо найближчу уставку, що є на контактній колодці реле, $I_{с.р3} = 9$ А, тоді $I_{с.з3} = 9 \cdot 120 = 1080$ А. Обчислюємо $k_{ч}$ захисту при її дії як основна при КЗ на шині III і як резервна при КЗ на шині IV:

$$k_{ч.осн} = I_{кIII}^{(2)} / I_{с.з3} = 0,867 \cdot 8400 / 1080 = 6,74 > 1,5;$$

$$k_{ч.рез}^{(2)} = I_{кIV}^{(2)} / I_{с.з3} = 0,867 \cdot 4300 / 1080 = 3,45 > 1,2.$$

Ступінь селективності обчислюємо, враховуючи, що при уставці реле РТ-81/1 $t_y = 0,5$ с похибка $\Delta t_{p2} = \pm 0,03$ с [11]:

$$\Delta t = \Delta t_{p2} + \Delta t_{p3} + t_{в.в} + t_{i.в} + t_{зан} = 0,1 + 0,15 + 0,1 + 0,15 + 0,1 = 0,6, \text{ с.}$$

Для забезпечення селективності за будь-яких значень струму приймаємо $\Delta t_{зав} = 0,6$ с з незалежної частини характеристики [17], і тоді уставка реле становитиме $t_{y3} = t_{y2} + \Delta t_{зав} = 0,5 + 0,6 = 1,1$ с. Слід зазначити, що узгодження захисту з обмежено залежною характеристикою в незалежній її частині [17] забезпечує селективну їх дію при будь-яких значеннях струму КЗ. На практиці узгодження цих захистів виробляють і в залежній частині характеристики [16]. У цьому випадку зі збільшенням струмів КЗ в мережі внаслідок заміни трансформаторів на підстанціях більш потужних потрібен перегляд уставок аналізованих захистів.

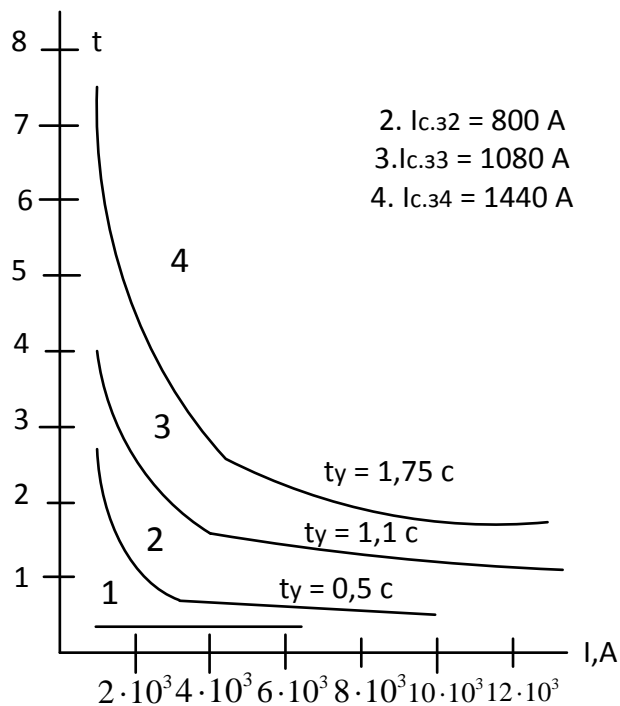


Рисунок Д.7 – Графіки погодження захистів 1-4 с реле типу РТ-85/1

Термічну стійкість кабелю при трифазному КЗ на шині II:

$$S_{\text{доп.мін}} = I_{\infty} \sqrt{t_{\phi}} / C = \frac{10500}{90} \sqrt{1,1 + 0,1} = 128 \text{ мм}^2 < 150 \text{ мм}^2.$$

де $t_{\text{с.з3}} = 1,1 \text{ с}$ – час спрацьовування захисту 3 при струмі 10500 А.

Визначаємо уставки захисту 4.

Обчислення аналогічні виконаним захисту 3, тому розрахунки виконуємо без докладних пояснень: $I_{\text{с.з3}} = k_{\text{н.с}} I_{\text{с.з3}} = 1,3 \cdot 1080 = 1405 \text{ А}$; $I_{\text{с.з4}} = 4 I_{\text{тр.доп}} = 4 \cdot 355 = 1420 \text{ А}$; $I_{\text{с.з4}} = 1420 / 160 = 8,87 \text{ А}$. Приймаємо $I_{\text{с.р4}} = 9 \text{ А}$, тоді $I_{\text{с.з4}} = 9 \cdot 160 = 1440 \text{ А}$; $k_{\text{ч.рез}}^{(2)} = 0,867 \cdot 8400 / 1440 = 5,05$; $k_{\text{ч.осн}}^{(2)} = 0,867 \cdot [10500 / 1440] = 6,32 \text{ А}$.

Уставка витримки часу незалежної частини характеристики 4 (рис. Д.7) $t_{\text{у4}} = t_{\text{у3}} + \Delta t_{\text{зав}} = 1,1 + 0,65 = 1,75 \text{ с}$. Характеристика 4 побудована за рис. Д.6.

Термічна стійкість кабелю:

$$S_{\text{доп.мін}} = (13000 / 90) \sqrt{1,8 + 0,1} = 199 \text{ мм}^2 < 240 \text{ мм}^2.$$

Зазвичай для наочності на креслення наносять всі характеристики спрацьовування захистів, що показують їх узгодження щодо струму та часу. На рис. Д.7 наведено такі графіки узгодження захисту 1-4. Цей рисунок називають також картою селективності.

Надійність роботи підсиленого перемикаючого контакту у реле РТ-85/1 захист 2-4 забезпечується, оскільки вторинний струм КЗ при дешунтуванні котушки вимкнення вимикачів менше 150 А.

Розрахунок №.4:

На рис. Д.8 наведена схема ділянки кабельної мережі, приєднаної до секції шин 10 кВ понижувального трансформатора з розщепленими обмотками 20 МВ·А, І15/11/11 кВ, зірка/трикутник/трикутник – 11, /525/525А, $U_k = 10,5\%$.

Максимальні струмові захисту виконані за двофазною двох релейною схемою. Захист 1 і 2 з реле типу РТ-81/1, у яких обмежено залежна характеристика часу спрацьовування, захист 3-с незалежною характеристикою часу спрацьовування. Потужність КЗ на шинах ПЗ кВ $S_K=1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Результати розрахунків струмів при трифазних КЗ, а також тривало допустимі навантаження на кабелі $I_{\text{тр.доп}}$ і n_T наведені на рис. Д.7. Вибрати уставки за струмом та часом захисту 1, 2 і 3 за даними:

- а) уставка за часом на реле РТ-85/1 захисту 1, $t_{y.p1} = 0,7 \text{ с}$;
- б) коефіцієнт само запуску навантаження для всіх розглянутих захистів $k_3 = 2,1$;
- в) для кабелів $I_{\text{роб.макс}} = 0,9I_{\text{тр.доп}}$;
- г) характеристики реле РТ-85/1 для крайніх уставок за часом $t_{yI}=0,5 \text{ с}$ та $t_{yII} = 4 \text{ с}$ наведені на рис. 2.10, а;
- д) відомо, що збільшення струмів КЗ у цій мережі не буде мати місця;

е) час відключення вимикачів $t_{в.в} = 0,1\text{C}$.

Рішення. Первинний струм спрацьовування захисту обчислюємо: $I_{c.31} = k_n k_z I_{роб.макс} / k_B = 1,2 \cdot 2,1 \cdot 0,9 \cdot 205 / 0,8 = 581\text{ A}$. $I_{c.p}$, враховуючи, що $k^{(3)}_{cx} = 1$; $I_{c.p1} = I_{c.31} / n_T = 581 / 80 = 7,26\text{ A}$.

Приймаємо найближчу велику уставку по струму, яка є на контактній колодці реле, $I_{c.p1} = 8\text{ A}$, тоді $I_{c.31} = I_{c.p1} \cdot n_T = 8 \cdot 80 = 640\text{ A}$.

Коефіцієнт чутливості обчислюємо при двофазному КЗ на шинах III:

$$k^{(2)}_{ч1} = I^{(2)}_{кIII} / I_{c.31} = 0,867 \cdot 2140 / 640 = 2,9 > 1,5;$$

$$I_{c.32} = 1,2 \cdot 2,1 \cdot 0,9 \cdot 275 / 0,8 = 780, \text{ A.}$$

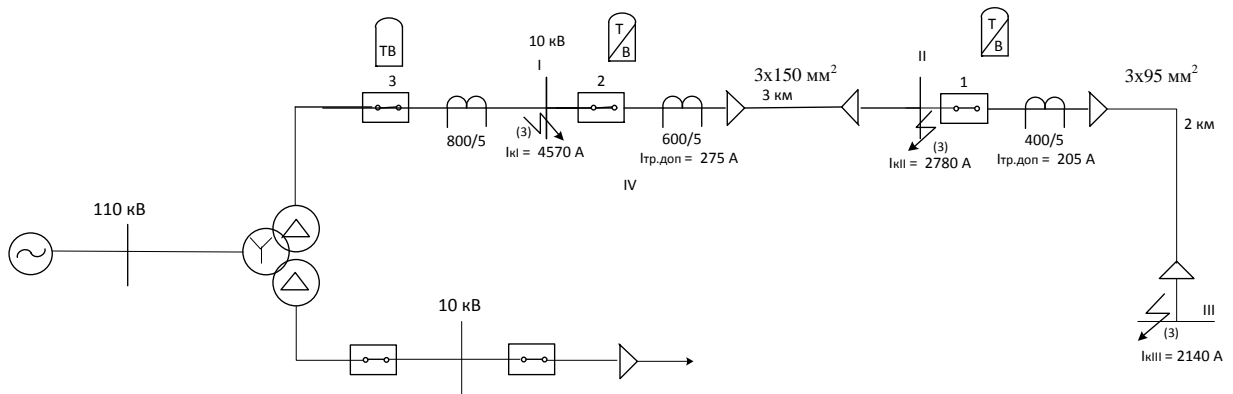


Рисунок Д.8 – Результати розрахунків струмів при трифазних КЗ, а також тривало допустимі навантаження на кабелі

По умовам погодження з захистом 1:

$$I_{c.32} = k_{н.с} I_{c.31} = 1,3 \cdot 640 = 832, \text{ A};$$

$$I_{c.p2} = 832 / 120 = 6,93, \text{ A.}$$

Приймаємо $I_{c.p2} = 7\text{ A}$, тоді $I_{c.32} = 7 \cdot 120 = 840\text{ A}$:

$$k_{ч2осн}^{(2)} = I_{кII}^{(2)} / I_{с.з2} = 0,867 \cdot 2780 / 840 = 2,86;$$

$$k_{ч2рез}^{(2)} = I_{кIII}^{(2)} / I_{с.з2} = 0,867 \cdot 2140 / 840 = 2,2.$$

Ступінь селективності між реле РТ-85/1 захистів 2 і 1 обчислюємо з урахуванням того, що при уставці $t_{yI} = 0,7$ с і $\Delta t_{p1} = 0,1$ с.

$$\Delta t = \Delta t_{p1} + \Delta t_{p2} + t_{в.в} + t_{i.в} + t_{зан} = 0,1 + 0,15 + 0,1 + 0,15 + 0,1 = 0,6, \text{ с.}$$

Узгодження за часом захисту 2 із захистом 1 виконуємо при найбільшому струмі, що має місце при КЗ на початку лінії II - III у шин II. Кратність струму в реле захисту 1 при КЗ у шин II.

За обчисленою кратністю і за характеристиками $t_{yI} = 0,5$ с і $t_{yII} = 4$ с, наведеним на рис. 2.10, а, маємо для $t_{yI} = 0,5$ с, $t_I = 0,5$ с; для $t_{yII} = 4$ с, $t_{II} = 5,3$ с.

Враховуючи прямолінійну залежність часу від уставки за часом при даній кратності струму, знаходимо час спрацьовування реле захисту 1 для заданої уставки: $t_{y.p1} = 0,7$ і $t = t_{p1}$ і $t_y = t_{y.p1}$, отримуємо:

$$t_{p1} = t_I + (t_{y.p1} - t_{yI}) \frac{t_{II} - t_I}{t_{yII} - t_{yI}} = 0,5 + (0,7 - 0,5) \frac{5,3 - 0,5}{4 - 0,5} = 0,774, \text{ с.}$$

Визначаємо необхідну уставку часу реле РТ-85/1 захисту 2.

Кратність струму реле захисту 2 при КЗ у шин II:

$$k_{p2} = I_{кII} / I_{с.з2} = 2780 / 840 = 3,31.$$

При цьому необхідний час дії реле захисту 2 для виконання умови селективності $t_{p2} = t_{p1} + \Delta t = 0,774 + 0,6 = 1,374$ с.

За характеристиками реле t_{yI} і t_{yII} (рис. 2.10, а) при кратності $k_{p2} = 3,31$ маємо: для $t_{yI} = 0,5$ с, $t_I = 0,75$ с; для $t_{yII} = 4$ с, $t_{II} = 6,2$ с.

Враховуючи прямолінійну залежність часу від уставки за часом для даної кратності, знаходимо уставку за часом для реле захисту 2, відносно t_y :

$$t_y = t_{yI} + \frac{(t_{yII} - t_{yI})(t - t_I)}{t_{II} - t_I}.$$

Вважаючи, що $t_y = t_{y.p2}$ і $t = t_{p2}$, маємо:

$$t_{y.p2} = 0,5 + \frac{(4 - 0,5)}{6,2 - 0,75}(1,374 - 0,75) = 0,9, \text{ с.}$$

Для цієї уставки та уставки захисту 1 $t_{y.p1} = 0,7$ графо - аналітичним методом, виконаємо рахунок характеристик за даними відомих характеристик реле РТ-85/1 для двох уставок $t_{yI} = 0,5$ с і $t_{yII} = 4$ с, наведених на рис. 2.10, а. Варто зазначити, що побудова будь-якої проміжної характеристики може бути виконано за двома будь-якими (необов'язково крайніми) відомими характеристиками реле, що наводяться в каталогах і довідниках. Результати розрахунку характеристик захистів 1 і 2 наведені в табл. Д.1.

Таблиця Д.1 – Результати розрахунку характеристик захистів 1 і 2

Кратність струму в реле	$t_I, \text{с}$	$t_{II}, \text{с}$	Захист 1 $t_{y.p1} = 0,7$ с		Захист 2 $t_{y.p2} = 0,9$ с	
			Первинні струми, А	$t_{p1}, \text{с}$	Первинні струми, А	$t_{p2}, \text{с}$
1	5	15	640	5,57	840	6,14
1,5	2,5	11,5	960	3,14	1260	3,52
2	1,7	9,1	1280	2,12	1680	2,54
3	0,9	6,65	1920	1,23	2520	1,56
4	0,6	5,55	2560	0,88	3360	1,17
5	0,5	4,95	3200	0,754	4200	1,01
6	0,5	4,6	3840	0,734	5040	0,97
8	0,5	4,2	5120	0,71	6720	0,92

За даними табл. Д.1 на рис. Д.9 нанесені характеристики часу спрацьовування реле захисту 1 та 2 типу РТ-85/1.

Первинний струм спрацьовування максимального захисту 3, встановленої на стороні 10 кВ розщепленої обмотки трансформатора, визначаємо: $I_{с.зIII} = k_n k_z I_{роб.макс} / k_B = 1,2 \cdot 2,1 \cdot 1,4 \cdot 526 / 0,8 = 2320 \text{ А}$

де $I_{роб. макс} = 1,4$, $I_{т.ном}$ - струм у розщепленій обмотці з врахуванням допустимого 40% навантаження трансформатора.

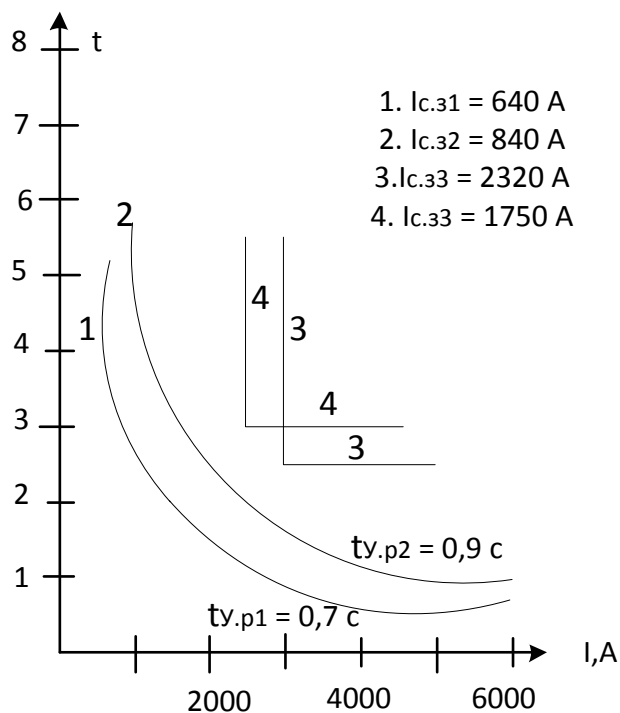


Рисунок Д.9 – Карта селективності захистів 1-3 по рис. Д.8

Коефіцієнт чутливості цього захисту як основний та резервний при двофазному КЗ на шинах I та II:

$$k_{ч2осн}^{(2)} = I_{кл}^{(2)} / I_{с.з3} = 0,867 \cdot 4570 / 2320 = 1,71 > 1,5;$$

$$k_{ч2рез}^{(2)} = I_{кII}^{(2)} / I_{с.з3} = 0,867 \cdot 2780 / 2320 = 1,04 < 1,5.$$

Як видно, захист 3 не забезпечує резервування захисту 2 при двофазному КЗ на шинах II. При врахуванні 40% перевантаження трансформатора і при відмові від резервування час дії захисту становить $t_{c,33} = 2,4$ с (характеристика 3). Однак вибір уставки захисту 3 слід здійснювати без врахування 40% навантаження через рідкісні періоди роботи трансформатора в такому аварійному режимі. В цьому випадку $I_{c,33} = k_n k_z I_{T,ном} / k_B = 1,2 \cdot 2,1 \cdot 526 / 0,8 = 1660$ А і $t_{c,3} = 3,6$ с. Враховуючи необхідність зниження витримок часу, остаточно приймаємо $I_{c,33} = 1750$ А, тоді $t_{c,33} = 3,1$ с (характеристика 4 на рис. Д.9).

При такій уставці ($I_{c,33} = 3,33 I_{T,ном}$) захист 3 надійно узгоджений за струмом і часом із захистом 2 і забезпечує резервування при КЗ на шинах II.

Для прийнятої уставки коефіцієнти чутливості захисту при її дії як основна та резервна:

$$k_{ч2осн}^{(2)} = I_{кI}^{(2)} / I_{c,33} = 0,867 \cdot 4570 / 1750 = 2,26 > 1,5;$$

$$k_{ч2рез}^{(2)} = I_{кII}^{(2)} / I_{c,33} = 0,867 \cdot 2780 / 1750 = 1,38 < 1,5.$$

Оскільки струм спрацьовування реле 7 і 8 А, то при дешунтуванні забезпечується надійна дія котушок відключення вимикачів 1 і 2, у яких номінальний струм 5 А.

Кабелі I-II і II-III перевірені на термічну стійкість при КЗ відповідно у шин I і II.

Для зниження витримок часу можливе застосування захисту з незалежною або мало залежною від струму характеристикою часу спрацьовування (наприклад, реле типу РТ-95) [38].

ДОДАТОК Е

Математичне моделювання струмів та напруг в розподільних електричних мережах під час замкнень фази на землю в одній точці за допомогою симетричних складових

Схеми по рисунку 3.1 можуть бути отримані згортанням дійсних схем різних послідовностей щодо місця КЗ (заміна послідовно та паралельно включених опорів еквівалентним опором, перетворення зірки опорів у трикутник і назад, а також визначення із схеми прямої послідовності результуючої ЕРС).

Як відомо, у системах із симетрією окремих елементів за фазами схеми прямої, зворотної та нульової послідовностей незалежні та пов'язані лише граничними умовами в місці КЗ (табл. 3.1). При врахуванні граничних умов (табл. 3.1) можна скласти розрахункові вирази для струмів окремих послідовностей у схемі по рис. 3.1.

Розрахункові вирази для струмів та напруг у місці КЗ. Розглядаються КЗ через перехідні опори. В якості розрахунку приймається випадок рівних перехідних опорів у фазах у місці КЗ.

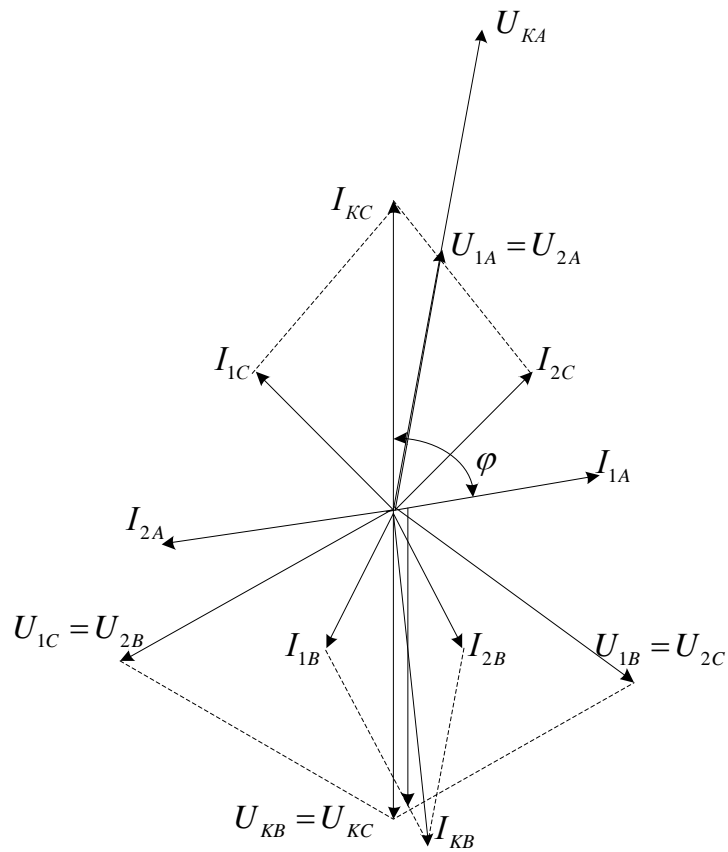


Рисунок Е.1 – Векторна діаграма струмів і напруг в місці замикання між фазами В і С (без землі)

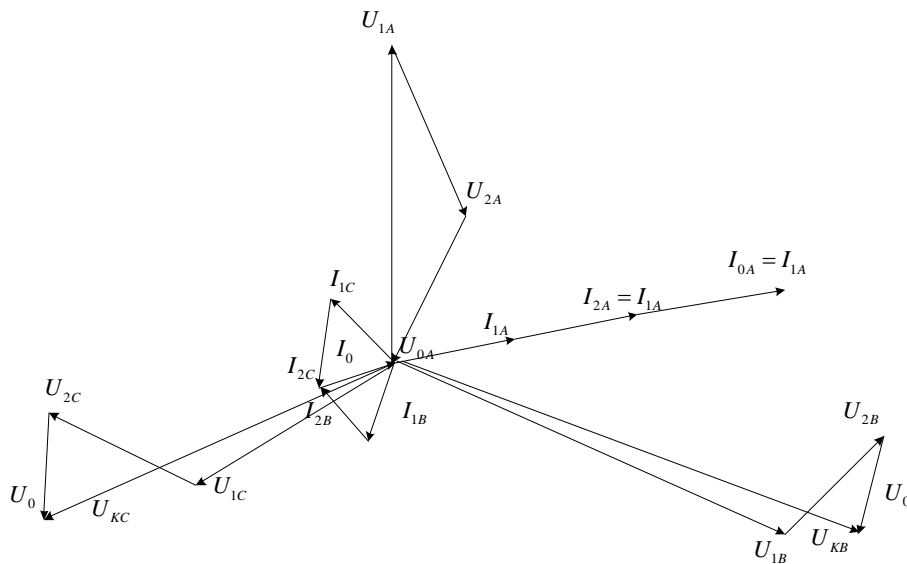


Рисунок Е.2 – Векторна діаграма струмів і напруг в місці замикання фази А на землю

При цьому представляється можливість враховувати фазні перехідні опори $r_{\text{пер}}$ як симетричні елементи системи (рис. 3.2,а); при замиканні двох фаз на землю додатково враховується опір r_3 між замкнутими фазами та землею. Відповідні схеми заступні окремих послідовностей наведено на рис. 3.2,б. При такому підході граничні умови відносяться не до дійсної точки КЗ K' , а до точки K (рис. 3.2, а). Нижче наведено розрахункові вирази окремих видів КЗ.

Замикання між фазами В і С (рис. 3.2,а). Враховуючи граничні умови (табл. 3.1), з (3.1) отримуємо для особливої фази А в точці К:

$$E_{\Sigma} - Z_{1\Sigma} I_{1K}^{(2)} = -Z_{2\Sigma} I_{2K}^{(2)}. \quad (\text{E.1})$$

Додатково використовуємо граничні умови, отримуємо струми і напруги окремих послідовностей:

$$I_{1K}^{(2)} = -I_{2K}^{(2)} = E_{\Sigma} / (Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma}); \quad (\text{E.2})$$

$$U_{1K}^{(2)} = U_{2K}^{(2)} = E_{2\Sigma} I_{1K}^{(2)}.$$

Аналогічно фазні струми та напруги:

$$I_{\kappa A}^{(2)} = 0;$$

$$I_{\kappa B}^{(2)} = a^2 I_{1K}^{(2)} + a I_{2K}^{(2)} = -j\sqrt{3} I_{1K}^{(2)}; \quad (\text{E.3})$$

$$I_{\kappa C}^{(2)} = +j\sqrt{3} I_{1K}^{(2)};$$

$$U_{\kappa A}^{(2)} = U_{1K}^{(2)} + U_{2K}^{(2)} = 2Z_{2\Sigma} I_{1K}^{(2)};$$

$$U_{\kappa B}^{(2)} = a^2 U_{1K}^{(2)} + a U_{2K}^{(2)} = -U_{1K}^{(2)} = -U_{\kappa A}^{(2)} / 2 = U_{\kappa C}^{(2)}. \quad (\text{E.4})$$

Векторна діаграма напруг і струмів в місці КЗ (точка К) подана на рисунку Е.1.

Замикання на землю фази А (див. рис. 3.2, а). Враховуючи граничні умов (табл. 3.1), з (3.1) отримуємо для особливої фази А в точці К:

$$E_{\Sigma} - (Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}) I_{1K}^{(1)} = 0. \quad (E.5)$$

Звідки отримуємо струми і напруги різних послідовностей:

$$I_{1K}^{(1)} = I_{2K}^{(1)} = I_{0K}^{(1)} = E_{\Sigma} / (Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}); \quad (E.6)$$

$$U_{1K}^{(1)} = (Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}) I_{1K}^{(1)}; U_{2K}^{(1)} = -Z_{2\Sigma} I_{1K}^{(1)}; \\ U_{0K}^{(1)} = -Z_{0\Sigma} I_{1K}^{(1)}. \quad (E.7)$$

Аналогічно фазні струми і напруги:

$$I_{\kappa A}^{(1)} = 3I_{1K}^{(1)}; I_{\kappa B}^{(1)} = I_{\kappa C}^{(1)} = 0; \quad (E.8)$$

$$U_{\kappa A}^{(1)} = 0;$$

$$U_{\kappa B}^{(1)} = a^2 U_{1K}^{(1)} + a U_{2K}^{(1)} + U_{0K}^{(1)} = [(a^2 - a)Z_{2\Sigma} + (a^2 - 1)Z_{0\Sigma}] I_{1K}^{(1)};$$

$$U_{\kappa C}^{(1)} = [(a - a^2)Z_{2\Sigma} + (a - 1)Z_{0\Sigma}] I_{1K}^{(1)}. \quad (E.9)$$

Векторна діаграма напруг і струмів в місці КЗ (точка К) показана на рис. Е.2.

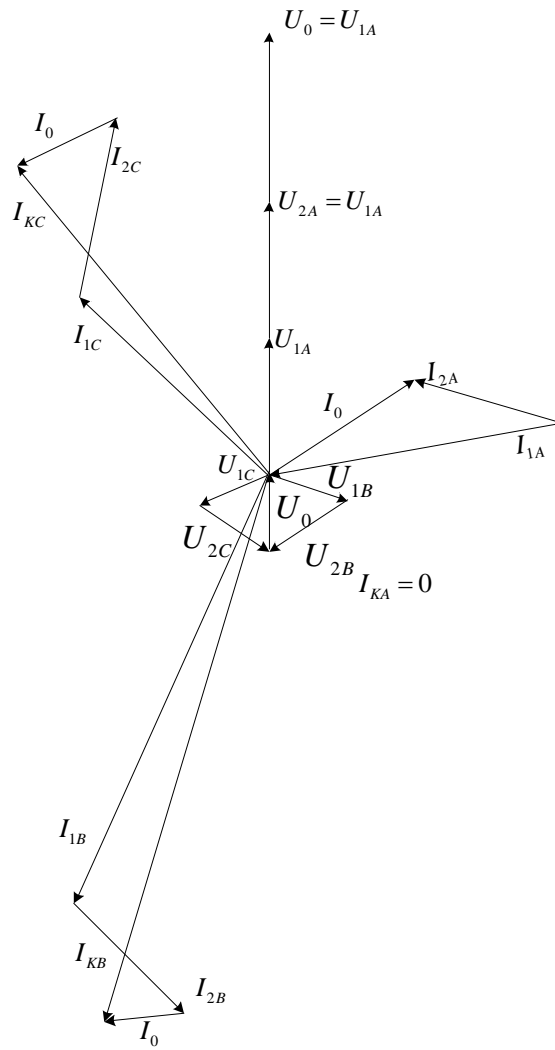


Рисунок Е.3 – Векторна діаграма струмів і напруг в місці замикання між фазами В і С на землю

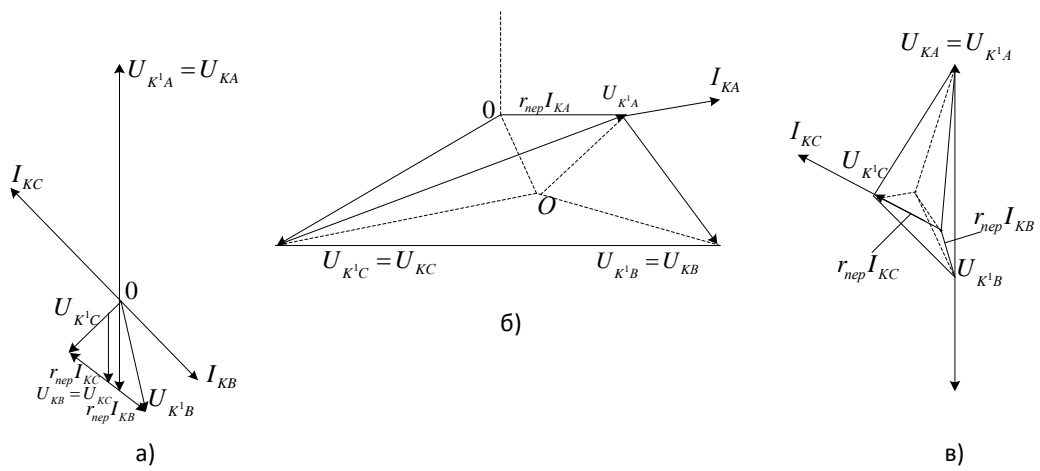


Рисунок Е.4 – Векторні діаграми напруг в точці К' (рис.3.2) при замиканні через перехідний опір між двома фазами (а), однієї фази на землю (б), двох фаз на землю (в)

Замикання на землю фаз В і С (рис. 3.2,а). Виходячи з граничних умов (табл. 3.1) і враховуючи особливості схеми для розглянутого випадку в зв'язку з заземленням через опір r_3 (рис. 3.2,а), отримуємо для фази А в точці К:

$$\begin{aligned} Z_{2\Sigma} I_{2K}^{(1,1)} &= Z'_{0\Sigma} I_{0K}^{(1,1)}; \\ U_{1K}^{(1,1)} &= E_{\Sigma} - Z_{1\Sigma} I_{1K}^{(1,1)} = U_{2K}^{(1,1)} = U_{0K}^{(1,1)} - 3r_3 I_{0K}^{(1,1)}; \end{aligned} \quad (\text{E.10})$$

де

$$Z'_{0\Sigma} = Z_{0\Sigma} + 3r_3. \quad (\text{E.11})$$

Звідки, використовуючи граничні умови для струмів, отримаємо:

$$\left(1 + Z_{2\Sigma} / Z'_{0\Sigma}\right) I_{2K}^{(1,1)} = \left(1 + Z'_{0\Sigma} / Z_{2\Sigma}\right) I_{0K}^{(1,1)} = -I_{1K}^{(1,1)}. \quad (\text{E.12})$$

Враховуючи (3.1), отримуємо розрахунковий вираз для струмів прямої послідовності:

$$I_{1K}^{(1,1)} = E_{\Sigma} / \left(Z_{1\Sigma} + \left(Z_{2\Sigma} \square Z'_{0\Sigma} \right) \right). \quad (\text{E.13})$$

Виходячи з (3.1),(E.10) і (E.12), отримаємо для напруг різних послідовностей в точці К:

$$U^{(1.1)}_{1K} = U^{(1.1)}_{2K} = U^{(1.1)}_{0K} Z'_{0\Sigma} / Z_{0\Sigma} = \left(Z_{2\Sigma} \square Z'_{0\Sigma} \right) I^{(1.1)}_{1K}. \quad (E.14)$$

Фазні струми і напруги (див.рис.3.2,а):

$$\begin{aligned} I^{(1.1)}_{\kappa A} &= 0; \\ I^{(1.1)}_{\kappa B} &= \left[(a^2 - 1)Z_{2\Sigma} + (a^2 - a)Z'_{0\Sigma} \right] I^{(1.1)}_{1K} / \left[Z_{2\Sigma} + Z'_{0\Sigma} \right]; \\ I^{(1.1)}_{\kappa C} &= \left[(a - 1)Z_{2\Sigma} + (a - a^2)Z'_{0\Sigma} \right] I^{(1.1)}_{1K} / \left[Z_{2\Sigma} + Z'_{0\Sigma} \right]; \end{aligned} \quad (E.15)$$

$$\begin{aligned} I_3 &= -3Z_{2\Sigma} I^{(1.1)}_{1K} / \left[Z_{2\Sigma} + Z'_{0\Sigma} \right]; \\ U^{(1.1)}_{\kappa A} &= 3Z_{2\Sigma} \left(Z'_{0\Sigma} - r_3 \right) I^{(1.1)}_{1K} / \left[Z_{2\Sigma} + Z'_{0\Sigma} \right]; \\ U^{(1.1)}_{\kappa B} &= U^{(1.1)}_{\kappa C} = -3Z_{2\Sigma} r_3 I^{(1.1)}_{1K} / \left[Z_{2\Sigma} + Z'_{0\Sigma} \right]. \end{aligned} \quad (E.16)$$

Векторна діаграма напруг і струмів для оглянутого виду пошкодження дана на рис. Е.3 для випадку $r_3=0$.

З розглянутих наведених вище відношень можна встановити: а) струми і напруги прямої послідовності в місці КЗ $I_1^{(3)} > I_1^{(1.1)} > I_1^{(2)} > I_1^{(1)}$; $U_1^{(3)} < U_1^{(1.1)} < U_1^{(2)} < U_1^{(1)}$; б) струми зворотної і нульової послідовності і напруги різних послідовностей пропорційні струму прямої послідовності; в) відношення струмів нульової послідовності при двохфазному КЗ і однофазному замиканні на землю при $r_3=0$ і $Z_{1\Sigma} = Z_{2\Sigma}$:

$$K_3 = I_0^{(1.1)} / I_0^{(1)} = \left[2 + Z_{0\Sigma} / Z_{1\Sigma} \right] / \left[1 + 2Z_{0\Sigma} / Z_{1\Sigma} \right]. \quad (E.17)$$

Векторні діаграми напруги при КЗ через перехідні опори. На рис. Е.4 дано векторні діаграми напруги в точці К' при несиметричних КЗ через перехідний опір $r_{\text{пер}}$ (див. рис. 3.2,а); при замиканні на землю фаз В і С – $r_3 = 0$. Напруга в точці К' виходять додаванням до напруги в точці КЗ К падіння напруги від струмів у пошкоджених фазах у опорі $r_{\text{пер}}$. Для оцінки впливу r_3 при замиканні на землю фаз В і С слід збільшити опір нульової послідовності, а також напругу в точці К' на величину $3r_3 I_{0K}^{(1.1)}$. При замиканні між двома фазами (рис. Е.4,а) нейтраль системи залишається в центрі тяжкості трикутника між фазних напруг незалежно від значення перехідного опору. При замиканні на землю однієї і двох фаз усунення нейтралі в результаті появи КЗ визначається різницею потенціалів між точками О та О' (рис. Е.4,б та в).

Як видно із рис. Е.4 перехідні опори в місці КЗ деформують векторні діаграми напруг, що особливо проявляється на ділянках, близьких до місця КЗ. При врахуванні цього потрібно при виборі релейного захисту та системної автоматики.

Правила еквівалентності прямої послідовності. Розглянуті співвідношення у розділі 3.1 можна встановити так зване правило еквівалентності прямої послідовності [18], що полягає в тому, що струми прямої послідовності за будь-якого несиметричного КЗ можна визначити як струми трифазного КЗ, але при віддаленні місця КЗ на опір Z_{Δ} , рівне:

при замиканні на землю однієї фази:

$$Z_{\Delta} = Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma} ;$$

При замиканні на землю двох фаз:

$$Z_{\Delta}^{(1.1)} = Z_{2\Sigma} \square Z'_{0\Sigma} ;$$

При замиканні між двома фазами:

$$Z_{\Delta}^{(2)} = Z_{2\Sigma} .$$

Таким чином:

$$I_{1K} = E_{\Sigma} / (Z_{1\Sigma} + Z_{\Delta}^{(II)}) . \quad \text{II} = 1; 1, 1; 2. \quad (\text{E.18})$$

Що відповідає розширеній схемі прямої послідовності на рис. Е.5.

Звідки, що напруга прямої послідовності при будь-якому виді КЗ

$$U_{1K}^{(II)} = Z_{\Delta}^{(II)} I_{1K}$$

Д. Комплексні схеми заступні. Виходячи з граничних умов, вказаних в табл. 3.1, при заданих ЕРС можна отримати комплексні схеми заступні для різних видів КЗ з'єднаних схем різних послідовностей. Комплексні схеми заступні дійсні для фази, що у особливих умовах. Струми та напруги в межах схем окремих послідовностей комплексної схеми заступні є дійсними струмами та напругами відповідної послідовності. У комплексних схемах на рис. Е.6 прийнято, що фазні перехідні опори (див. рис. 3.2,а) враховуються в схемах окремих послідовностей як симетричні елементи схеми.

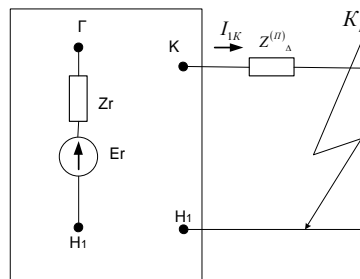


Рисунок Е.5 – Розширена схема прямої послідовності при КЗ

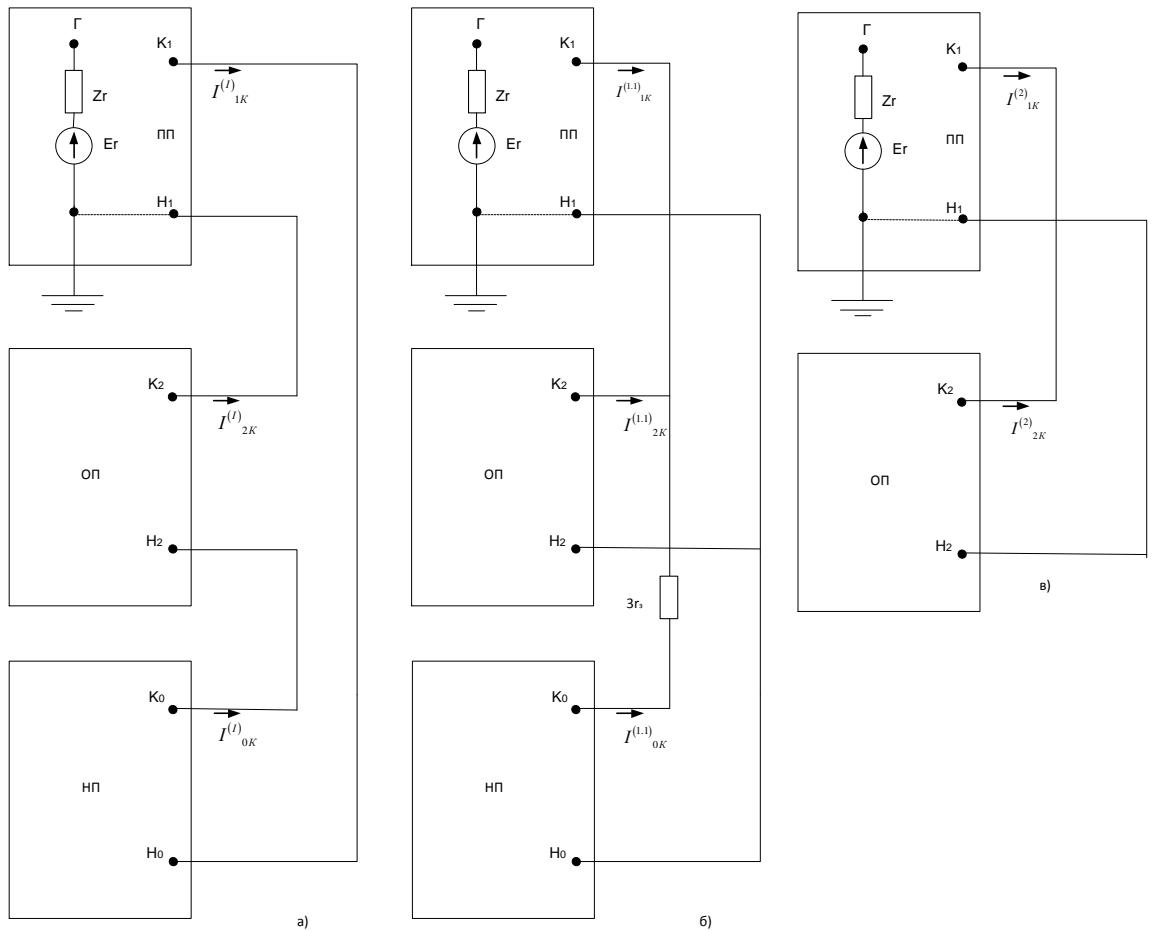


Рисунок Е.6 – Комплексні схеми заступні при КЗ на землю фази А (а), фаз В і С (б) і при КЗ між фазами В і С (без землі) (в)

Окремо показано потрійний загальний опір Z_r при замиканні двох фаз на землю (рис. Е.6,б). У комплексній схемі для замикання на землю однієї фази (рис. Е.6 а) виходять значення напруги тільки для прямої послідовності; що стосується напруги зворотної та нульової послідовності, то їх значення визначаються як різниця потенціалів розглянутої точки та потенціалу точки H_2 або H_0 по відношенню до точки нульового потенціалу комплексної схеми (H_1).

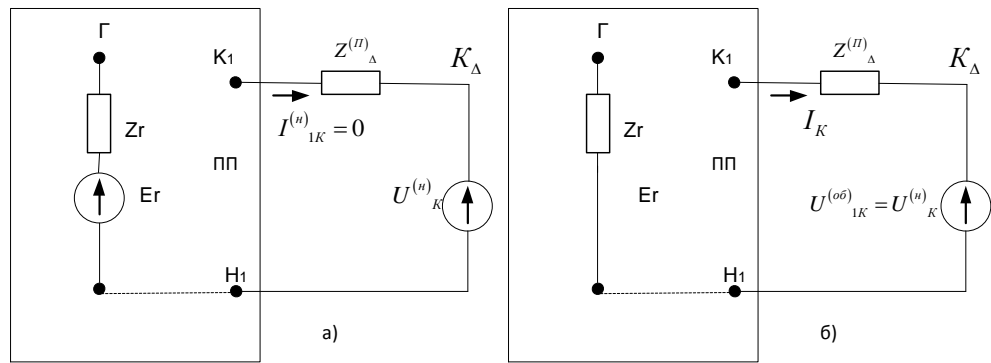


Рисунок Е.7 – Розрахунок по методу накладання. Навантажувальний (а) і аварійний (б) режим

Застосування методу накладання. Цей спосіб розрахунку зводиться до умовного представлення дійсного режиму КЗ як двох режимів: попереднього навантажувального режиму і наступного аварійного режиму. При цьому в місці КЗ діють дві взаємно протилежні напруги $\pm U_K^{(n)}$, рівних напрузі попереднього навантажувального режиму в місці КЗ.

Стосовно до несиметричного КЗ (рис. Е.7) напруги $\pm U_K^{(n)}$ повинні бути прикладені в точці K_Δ фіктивного КЗ, віддаленої від дійсного місця КЗ на опір $Z^{(II)}_\Delta$. Напруга $+U_K^{(n)}$ в точці K_Δ у поєднанні з ЕРС генераторів забезпечує умови попереднього навантажувального режиму (рис. Е.7, а). Накладена в точці K_Δ напруга $-U_K^{(n)}$ (рис. Е.7, б) забезпечує умови аварійного режиму. Дійсні струми та напруги режиму КЗ визначаються виходячи з наступного. У схемах зворотної та нульової послідовності струми та напруги в місці КЗ та на інших ділянках дорівнюють параметрам аварійного режиму. У схемі прямої послідовності струм у місці КЗ дорівнює аварійному струму, а напруги у місці КЗ і струми та напруги на інших ділянках у цій схемі виходять підсумовуванням параметрів обох режимів.

У схемі аварійного режиму за рис. Е.7, б опір $Z^{(II)}_\Delta$ може бути розгорнутий в повні схеми зворотної та нульової послідовностей.

Приєднанням їх до схеми прямої послідовності можуть бути утворені комплексні схеми заступні для аварійного режиму, аналогічні схемам рис. Е.6. Для розрахунку струмів і напруг окремих послідовностей можуть бути утворені у місці несиметричного КЗ при застосуванні методу накладання можуть бути використані співвідношення в розділі 3.1, якщо в останніх замість E_{Σ} підставити $U^{(H)}_K$ і, крім того, враховувати в прямій послідовності:

$$U_{1K} = U^{(H)}_K + U^{(ав)}_{1K}.$$

Застосування зазначеної форми накладень може виявитися особливо ефективним для спрощених розрахунків струмів КЗ у випадку, коли струми попереднього режиму навантаження приблизно відомі або хоча б можуть бути грубо оцінені для елементів схеми, для яких потрібно знання розподілу струмів прямої послідовності і повних фазних струмів, а також коли потрібно знання лише величин, що характеризують власний аварійний режим. Зокрема, застосування методу накладання має переваги в порівнянні з розрахунком за заданими ЕРС для визначення струмів та напруг зворотної та нульової послідовності.

В цьому випадку можуть бути розраховані лише аварійні складові з напруги попереднього режиму в місці КЗ. Оскільки напруги на шинах окремих підстанцій у навантажувальному режимі, як правило, мало відрізняються від номінальної напруги, то в першому наближенні воно може бути прийняте як розрахунковий, коли дійсні напруги шин у попередньому навантажувальному режимі невідомі [19].

ДОДАТОК Є

Ілюстративний матеріал

Конструктивні особливості кабельних і повітряних ліній розподільних мереж



Кабельна лінія 10 кВ



Дволанцюгова повітряна лінія 10 кВ



Одноланцюгова повітряна лінія 10 кВ

Діаграми пошкоджуваності електричних мереж 6-35 кВ

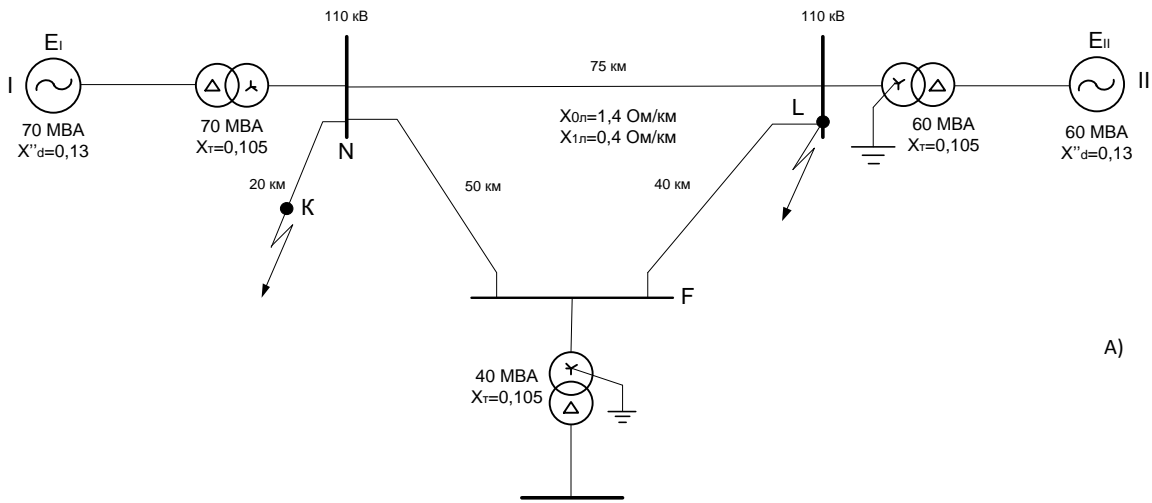


Діаграма пошкоджень ЛЕП напругою 6-10 кВ

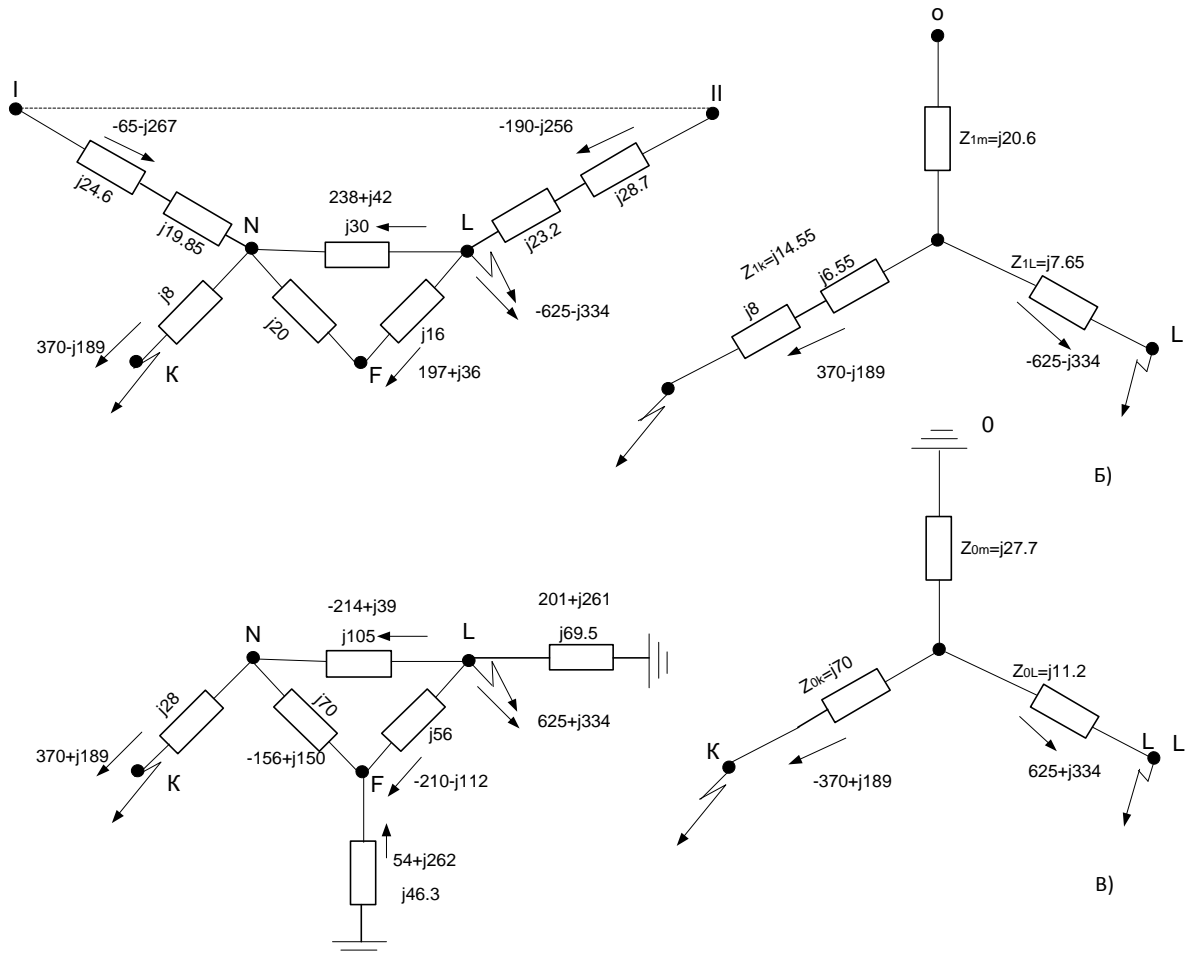


Діаграма пошкоджень ЛЕП напругою 35 кВ

Заступна схема і заступні схеми прямої і нульової послідовності для розрахунку замикань на землю одної фази в двох точках



A)



B)

B)

Заступна схема (А) і заступні схеми прямої (Б) і нульової послідовності (В) для розрахунку замикань на землю одної фази в двох точках

Схема розподілу повних струмів

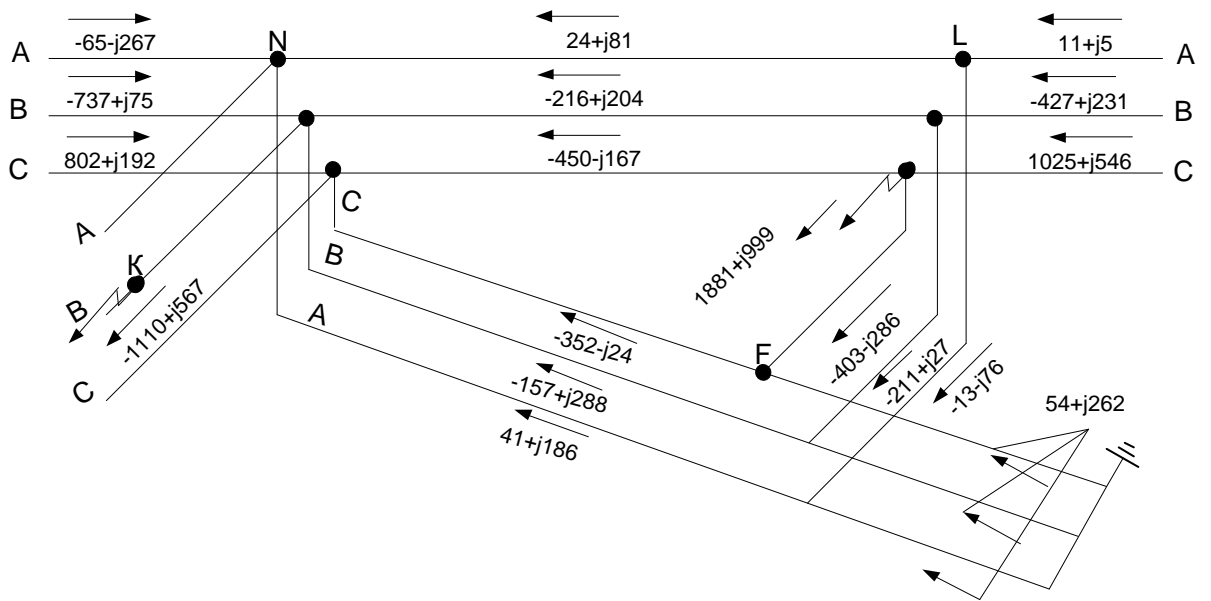


Схема розподілу повних струмів

Схема комп'ютерної моделі РЕМ 10 кВ

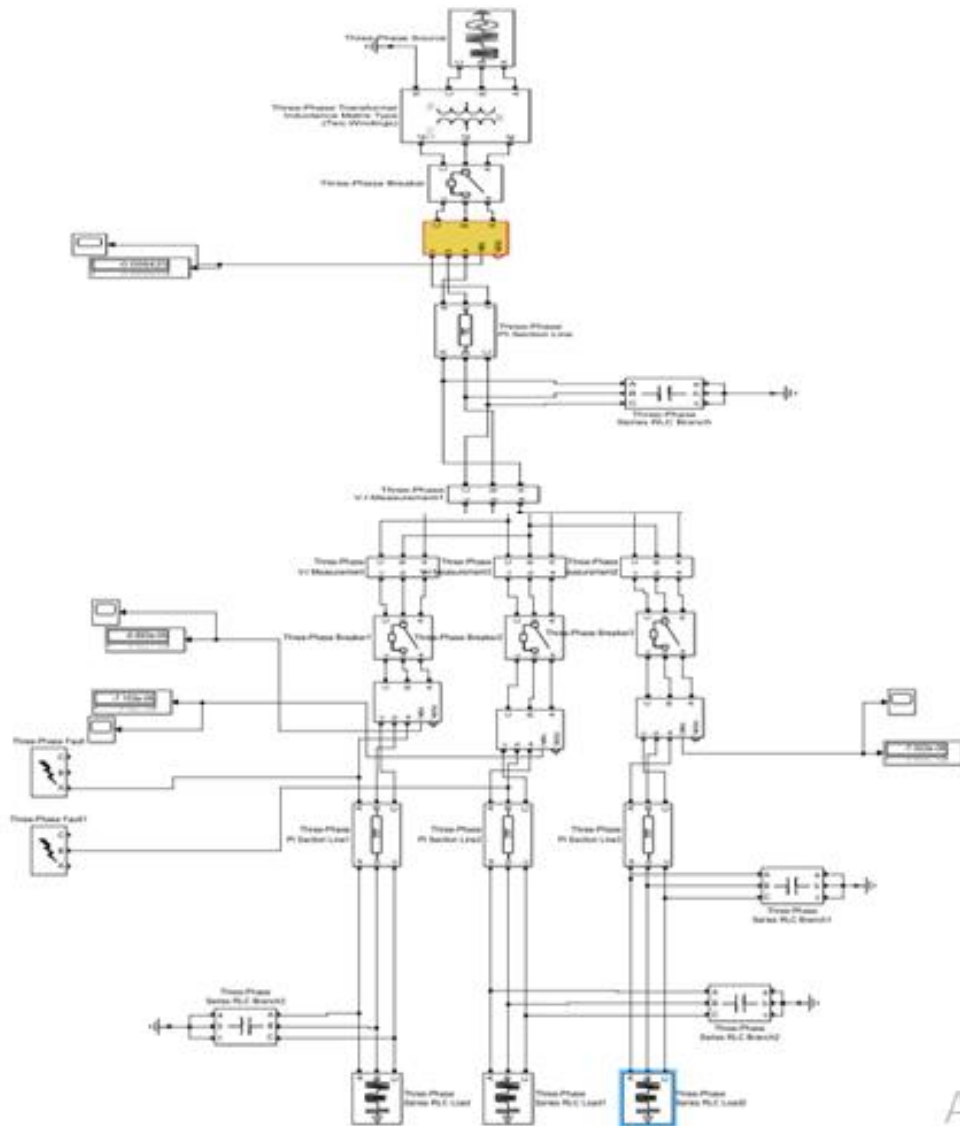
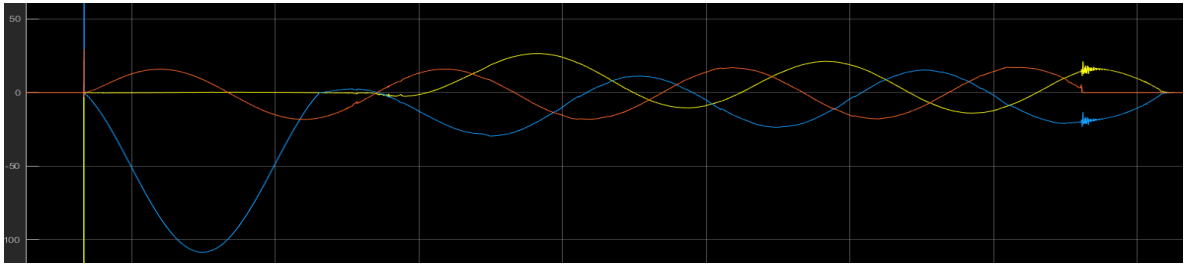
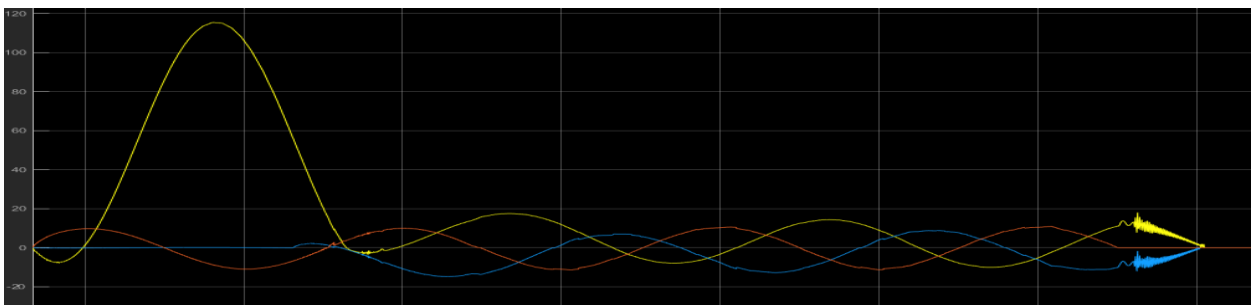


Схема комп'ютерної моделі РЕМ 10 кВ

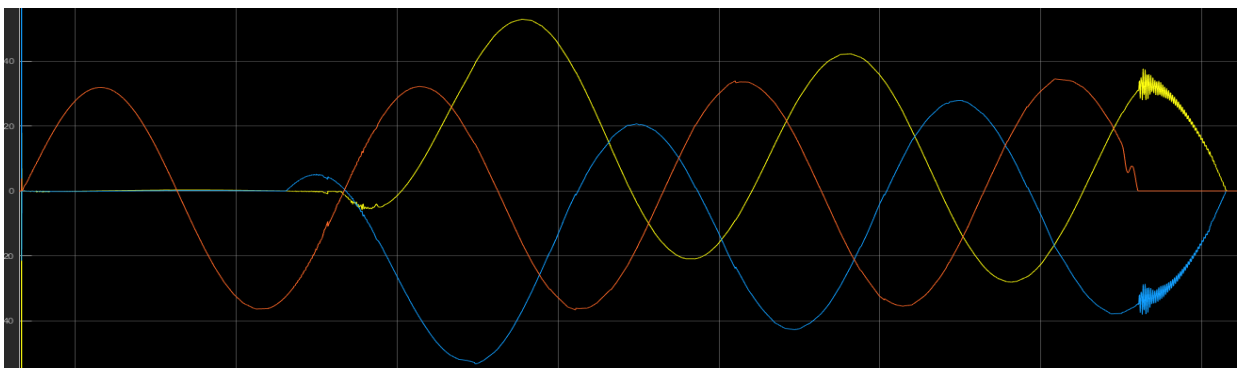
Результати моделювання



Діаграма зміни струму при однофазному КЗ на землю фази В на другому фідері 10 кВ

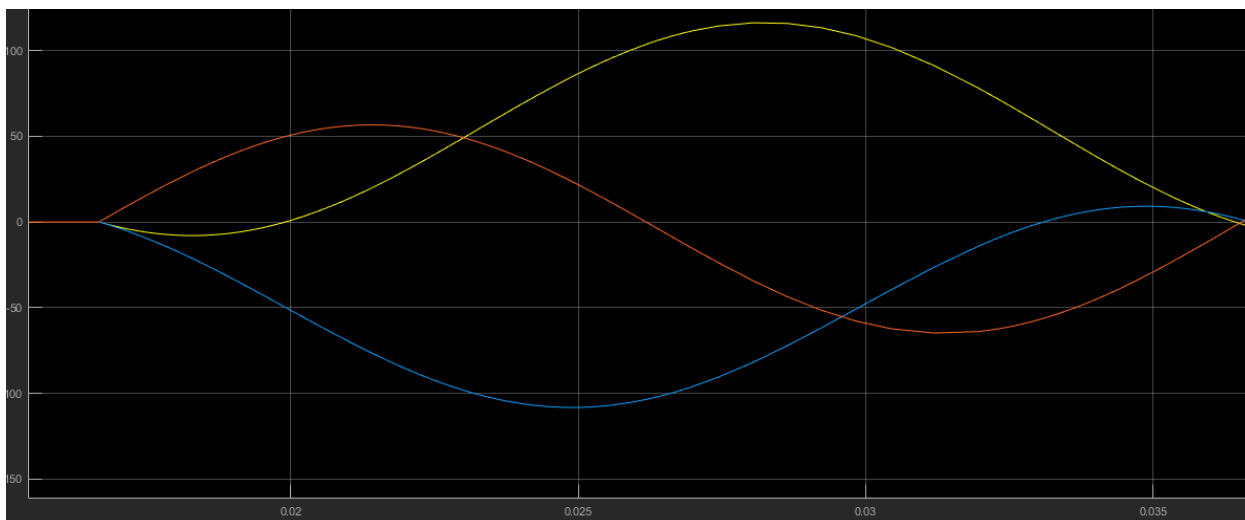


Діаграма зміни струму при однофазному КЗ на землю фази А на першому фідері 10 кВ



Діаграма зміни струму при нормальній роботі третього фідера 10 кВ

Результати моделювання



Діаграма зміни струму на ввідному вимикачі при однофазному КЗ на землю фази А фідера 1 і фази В фідера 2 10 кВ