

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Могилянець Олександр Леонідович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Проектування та розрахунок релейного захисту елементів підстанції

110/35/10 кВ

(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня бакалавр

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

Могилянець О.Л.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Журавльов Валерій Пилипович

(прізвище, ім'я, по батькові)

д.ф-м.н., професор кафедри вищої

та прикладної математики

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2025

АНОТАЦІЯ

Могилянець О.Л. Проектування та розрахунок релейного захисту елементів підстанції 110/35/10 кВ. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2025.

Метою даної роботи є на прикладі розподільчої підстанції 110/35/10 кВ виконати проектування та розрахунок релейного захисту елементів підстанції.

Запропоновані схеми рішення вдосконалення релейного захисту підстанції з використанням сучасних елементів та схемних рішень .

Ключові слова: електрична розподільча підстанція, апарати захисту, електрична схема з'єднань.

ABSTRACT

Mohylyanets O.L. Design and calculation of relay protection of substation elements 110/35/10 kV. Qualification work for obtaining a bachelor's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2025.

The purpose of this work is to design and calculate the relay protection of substation elements using the example of a 110/35/10 kV distribution substation.

Schemes of solutions for improving the relay protection of the substation using modern elements and circuit solutions are proposed.

Keywords: electrical distribution substation, protection devices, electrical connection diagram.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ1. ПРОЕКТУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА 110/35/10кВ	7
1.1. Вихідні дані для розрахунку релейного захисту елементів підстанції	
1.2 Вибір цифрового пристрою диференціального захисту	9
Висновки по розділу 1	10
РОЗДІЛ 2 ДИФЕРЕНЦІЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ	11
2.1 Розрахунок диференціального захисту трансформатора	11
2.2 Газовий захист трансформатора	16
2.3 Розрахунок резервних захистів трансформатора	19
Висновки по розділу 2	25
РОЗДІЛ 3 ПРОЕКТУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ СИСТЕМНОЇ ЛІНІЇ 110 КВ	26
3.1 Короткий опис термінала SIPROTEC 4 7SA632	26
3.2 Розрахунок дистанційного захисту лінії 110 кВ	27
3.3 Розрахунок струмового відсічення лінії 110 кВ	32
3. 4 Розрахунок струмового захисту нульової послідовності лінії 110 кВ	33
Висновки по розділу 3	41
ВИСНОВКИ	43
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	44

ВСТУП

Релейний захист (РЗ) підстанцій 110/35/10 кВ є складною системою, призначеною для швидкого та селективного відключення пошкоджених елементів мережі, запобігання розвитку аварій і забезпечення надійного електропостачання споживачів. Він відрізняється комплексним підходом, що враховує особливості конфігурації мережі, режими роботи та можливі види пошкоджень.

Ключовими особливостями релейного захисту підстанцій 110/35/10 кВ є:

- Багатоступеневість та резервування, що включає основний захист, який призначений для швидкого та селективного відключення пошкодженого елемента. Зазвичай використовується найчутливіший та швидкодіючий захист; резервний захист, який діє у разі відмови або несправності основного захисту, забезпечуючи відключення пошкодження, хоч і з більшою затримкою. Резервний захист повинен бути селективним, щоб не відключати справні елементи. Часто використовується дальнє резервування, коли захист на підстанції встановлюють для захисту лінії, що відходить із сусідньої підстанції; захист від перевантажень, який відключає обладнання при перевищенні допустимих значень струму; захист різних елементів ліній 110 кВ та 35 кВ; диференціально-фазний захист, направлений дистанційний захист, захист від замикань на землю, струмова відсічка, захист від перенапруг; захист трансформаторів 110/35/10 кВ, який складається з диференціального захисту трансформатора (ДЗТ), газового захисту, захисту від перевантажень, захисту від зовнішніх коротких замикань (струмова відсічка, МСЗ); захист шини 110 кВ та 35 кВ, що включає диференціальний захист шин (ДЗШ) та струмову відсічку; захист лінії 10 кВ, який включає максимальний струмовий захист (МСЗ), захист від однофазних замикань на землю (ОЗЗ).

- Селективність: захист повинен відключати тільки пошкоджений елемент мережі, не зачіпаючи інші, справні елементи. Це досягається правильним

налаштуванням уставок захисту, використанням різних видів захисту та координацією їх роботи.

- Швидкодія: захист повинен відключати пошкоджений елемент мережі якомога швидше, щоб мінімізувати наслідки короткого замикання: пошкодження обладнання, порушення електропостачання споживачів, зниження стійкості енергосистеми.

- Надійність: захист повинен надійно спрацьовувати при виникненні пошкодження і не спрацьовувати хибно при нормальних режимах роботи. Це досягається використанням якісного обладнання, регулярним технічним обслуговуванням та перевіркою захисту.

- Сучасні тенденції: використання мікропроцесорних реле, які забезпечують високу точність, гнучкість налаштування, можливість реалізації складних алгоритмів захисту, самодіагностику та зв'язок з системами автоматизації підстанції; використання оптоволоконних ліній зв'язку для передачі інформації між реле захисту забезпечує високу швидкість та надійність передачі даних, а також стійкість до електромагнітних перешкод; інтеграція релейного захисту в системи моніторингу та діагностики дозволяє контролювати стан обладнання, виявляти дефекти на ранній стадії та запобігати аваріям; алгоритми захисту, які автоматично змінюють свої уставки в залежності від поточного режиму роботи мережі, забезпечують оптимальну чутливість та селективність захисту.

При проектуванні та експлуатації релейного захисту підстанцій 110/35/10 кВ необхідно враховувати:

- схеми електропостачання підстанції та підключених споживачів.
- режими роботи мережі (нормальний, післяаварійний, ремонтний).
- характеристики обладнання (трансформаторів, ліній, вимикачів).
- вимоги нормативних документів (ПТЕ, ПУЕ).
- можливості телемеханіки та автоматизації підстанції.

Правильне налаштування та експлуатація релейного захисту є ключовим фактором забезпечення надійного та безперебійного електропостачання

споживачів. Необхідно регулярно проводити технічне обслуговування та перевірку захисту, а також своєчасно оновлювати застаріле обладнання.

Відповідно **метою даної кваліфікаційної роботи** є на прикладі підстанції «Миколаївка 2» 110/35/10 кВ виконати проектування та розрахунок релейного захисту елементів підстанції .

При виконанні роботи були використані наступні **методи дослідження**: теоретичних основ електричних ланцюгів, математичного моделювання електричних процесів, теорія та методи розрахунку режимів, що встановилися, та оцінювання стану ЕЕС, програми симулятори пакету «NI Multisim 12.0».

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Могилянець О. Л., ГАЗОВИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та здобувачів вищої освіти факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2025» 31 жовтня 2024 року. Житомир: Поліський національний університет, 2024.- С 160-162.

Журавльов В.П., Могилянець О. Л. РОЗРАХУНОК ПЕРШОГО СТУПЕНЯ СТРУМОВОГО ЗАХИСТУ НУЛЬОВОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ ЛІНІЇ 110 КВ

Наукові читання – 2025: збірник тез доповідей науково-практичної конференції за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей. 23 квітня 2025 р. Житомир: Поліський національний університет, 2025. – С 149-151.

РОЗДІЛ 1

ПРОЕКТУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА 110/35/10кВ

Відповідно до пункту ПУЕ електроустановки повинні бути обладнані пристроями релейного захисту, призначеними для:

- автоматичного відключення пошкодженого елемента від решти, неушкодженої частини електричної системи (електроустановки) за допомогою вимикачів; якщо пошкодження (наприклад замикання на землю в мережах із ізольованою нейтраллю) безпосередньо не порушує роботу електричної системи, допускається дія релейного захисту тільки на сигнал [1];

- реагування на небезпечні, ненормальні режими роботи елементів електричної системи; в залежності від режиму роботи та умов експлуатації електроустановки релейний захист повинен бути виконаний з дією на сигнал або на відключення тих елементів, залишення яких у роботі може призвести до виникнення пошкодження[1] .

Відповідно до ПУЕ для трансформаторів повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від таких видів пошкоджень та ненормальних режимів роботи[1]:

- багатофазних замикань в обмотках та на виводах (ошинівці);
- однофазних замикань на землю в обмотці та на виводах, приєднаних до мережі з глухозаземленою нейтраллю;
- виткових замикань в обмотках;
- струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми КЗ;
- струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням;
- зниження рівня масла;
- однофазних замикань на землю на боці 6–35 кВ трансформаторів

У зв'язку з цим і відповідно до проектової схеми підстанції на трансформаторах як основні передбачаються такі захисти:

- поздовжній диференціальний струмовий захист трансформатора - захист від усіх видів КЗ в обмотках і на виводах трансформатора, включаючи виткові замикання в обмотках;

- газовий захист - захист від замикань усередині бака трансформатора і в контакторному обсязі регулятора напруги під навантаженням (РПН), що супроводжуються виділенням газу;

Як резервні передбачаються такі захисту:

- максимальний струмовий захист без пуску за напругою;
- струмовий захист від навантаження.

1.1. Вихідні дані для розрахунку релейного захисту елементів підстанції

Вихідна схема підстанції «Миколаївка 2» 110/35/10 кВ показана на рисунку 1.1 Дані про лінії електропостачання, потужності систем та величина навантажень, встановлені трансформатори приведені в таблицях 1.1–1.5

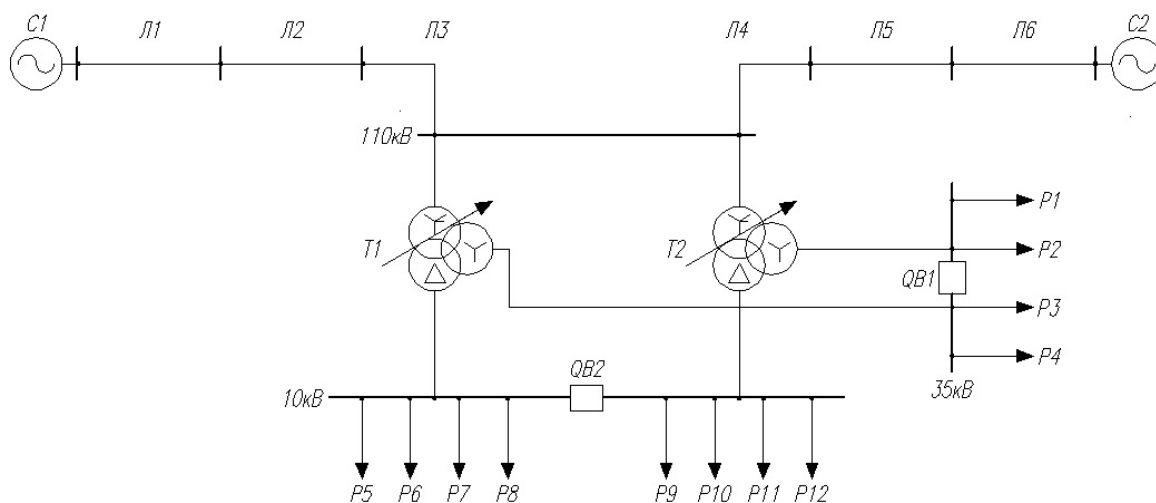


Рисунок 1.1 – Схема підстанції «Миколаївка 2» 110/35/10

Таблиця 1.1 – Характеристики ліній

Лінія	Довжина, км	Потужність, МВт	Марка проводу	Питомий індуктивний опір, Ом/км	Питомий активний опір, Ом/км
Л1	70	50	АС-95/16	0,444	0,299
Л2	78	43	АС-95/16	0,444	0,299
Л3	65	38	АС-95/16	0,444	0,299
Л4	68	40	АС-95/16	0,444	0,299
Л5	75	45	АС-95/16	0,444	0,299
Л6	70	50	АС-95/16	0,444	0,299

Таблиця 1.2 – Характеристики систем

Система	C1	C2
Потужність, МВА	300	350

Таблиця 1.3 – Характеристики споживачів 35 кВ

Споживачі	P1	P2	P3	P4
Навантаження, МВт	6	6	6	6

Таблиця 1.4 – Характеристики споживачів 10 кВ

Споживачі	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12
Навантаження, МВт	3	3	3	3	3	3	3	3

Таблиця 1.5 – Номінальні параметри трансформатора ТДТН-40000/110

Номінальна потужність, МВА	Номінальна напруга, кВ			Втрати, кВт	
	ВН	СН	НН	холостого ходу	короткого замикання
40	115	38,5	11	39	200
Напруга короткого замикання, %				Струм холостого ходу, %	
ВН–СН	ВН–НН		СН–НН		
10,5	17,5		6,5	0,6	

1.2 Вибір цифрового пристрою диференціального захисту

В якості цифрового пристрою диференціального захисту вибирається пристрій SIPROTEC 4 7UT613.

Цифровий пристрій диференціального захисту SIPROTEC 4 7UT613 є швидким і селективним захистом у разі коротких замикань в трансформаторах

усіх рівнів напруги, у обертових машинах, у послідовних і шунтуючих реакторах, дозволяє виконувати захист мінішин (не більше 3 приєднань) або ліній (не більше 3 кінців). Він також може використовуватися як однофазний захист шин з числом приєднань до дев'яти. Можливо задати індивідуальне застосування, яке буде оптимально підходити для об'єкта, що захищається.

Термінал містить 12 входів по струму. Три входи по струму використовуються для підведення фазних струмів на кожному з кінців зони, що захищається, вимірювальні входи можуть бути використані для підведення будь-якого бажаного струму, наприклад, струму замикання на землю між нейтраллю обмотки трансформатора і землею або іншого однофазного вимірюваного струму.

Функціями захисту являються:

- диференціальний захист з пофазним вимірюванням;
- чутливе вимірювання для визначення пошкоджень з малими за величиною струмами;
- швидке відключення при пошкодженнях з великими за величиною струмами;
- блокування при кидках струму намагнічування;
- захист від коротких замикань або замикань на землю;
- захист від перевантажень з вимірюванням або без вимірювання температури;
- захист зворотної послідовності; - захист при відмові вимикача; - обмежений захист від низько- або високомних замикань на землю [4].

Висновки по першому розділу

В якості цифрового пристрою диференціального захисту вибирається пристрій SIPROTEC 4 7UT613. Він є швидким і селективним захистом у разі коротких замикань в трансформаторах усіх рівнів напруги

РОЗДІЛ 2

ДИФЕРЕНЦІЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ

2.1 Розрахунок диференціального захисту трансформатора

Дані для розрахунку диференціального струмового захисту наведено в таблиці 2.1.

Застосовуємо для захисту пристрій: SIPROTEC 4 7UT613 [8].

Вибір початкового струму спрацювання основної характеристики дифзахисту трансформатора

З урахуванням забезпечення відлаштування від наскрізного струму трансформатора при зовнішніх КЗ за допомогою струмового гальмування, рекомендується наступний вираз для визначення мінімального струму спрацювання I-DIFF > основної (чутливої) функції диференціального захисту[7]:

$$87T(I-DIFF>) = K_{\text{відл}} \cdot I_{\text{нб.гальм.поч}} \quad (2.1)$$

Таблиця 2.1 – Початкові дані для розрахунків

Найменування величини	Позначення і метод визначення	Чисельні значення для сторони		
		110 кВ	35 кВ	10 кВ
Первинний струм на стороні захищаного трансформатора, який відповідає його номінальній потужності, А	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	209,946	329,914	1154,701
Схема з'єднання трансформаторів струму	—	Y	Y	Y
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	K_T	600/5	800/5	3000/5
Вторинний струм в плечах захисту, А	$I_{\text{ном,в}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_T}$	1,75	2,062	1,925

Знаходимо струм небалансу в режимі початку гальмування:

$$I_{\text{нб.гальм.поч}} = (K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{вир}} + K_{\text{стр}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{ном}} \quad (2.2)$$

де $K_{\text{відл}}$ – коефіцієнт відлаштування, $K_{\text{відл}} = 1,5$;

$K_{\text{одн}}$ – коефіцієнт однотипності трансформатора струму (ТС), $K_{\text{одн}} = 1$;

ε – відносне значення повної похибки вимірювальних ТС (в діапазоні струмів навантаження, що не перевищують номінальний струм ТС), $\varepsilon = 0,05$;

$\Delta f_{\text{вир}}$ – відносне значення струмової похибки проміжних ТС та аналого-цифрового перетворювача (АЦП) терміналу, $\Delta f_{\text{вир}} = 0,05$;

$K_{\text{стр}}$ – коефіцієнт розподілу струму на стороні регулювання напруги (ВН) в максимальних режимах навантаження трансформатора, $K_{\text{стр}} = 1$;

$\Delta U_{\text{рег}}$ – відносна величина напруги діапазону регулювання під навантаженням (РПН) на стороні ВН трансформатора, $\Delta U_{\text{рег}} = 0,16$;

$I_{\text{ном}}$ – номінальний струм трансформатора на стороні ВН, А.

$$I_{\text{нб.гальм.поч.}} = (1 \cdot 0,05 + 0,05 + 1 \cdot 0,16) \cdot 209,946 = 54,586 \text{ А},$$

$$I_{\text{нб.гальм.поч.від.}} = \frac{54,586}{209,946} = 0,26 \text{ в.о.},$$

$$87T(I - DIFF >) = 1,5 \cdot 54,586 = 81,879 \text{ А},$$

$$87T(I - DIFF >)_{\text{від.}} = \frac{81,879}{209,946} = 0,39 \text{ в.о.}$$

Розрахунок коефіцієнта гальмування SLOPE1 дифзахисту трансформатора (визначення нахилу першої ділянки характеристики спрацьовування/гальмування)

У загальному випадку SLOPE1 визначається за виразом[7]:

$$SLOPE1 = \frac{\Delta I_{\text{диф}}}{\Delta I_{\text{гальм}}} = tg\alpha, \quad (2.3)$$

де $\Delta I_{\text{диф}}$ - зростання відносного диференціального струму, А;

$\Delta I_{\text{гальм}}$ - зростання відносного гальмівного струму (арифметична сума струмів всіх плечей дифзахисту), А;

α - кут нахилу характеристики, °.

Для вибору SLOPE1 як розрахунковий приймається режим, при якому коефіцієнт є максимальним:

$$SLOPE1 = \frac{K_{\text{відл}} \cdot I_{\text{нб.розр.від.}} - (1 - DIFF >)_{\text{від.}}}{\sum I_{\text{гальм.розр.від.}} - I_{\text{гальм.поч.від.}}}, \quad (2.4)$$

де $I_{\text{нб.розр.від}}$ - максимальний розрахунковий первинний струм небалансу, в.о;

$\Sigma I_{\text{гальм.розр.від}}$ - сумарний розрахунковий первинний струм гальмування, в.о;

$I_{\text{гальм.поч.від}}$ - початковий первинний струм гальмування, в.о.

Струм небалансу визначається для величини максимального струму зовнішнього (наскрізного) струму КЗ[3]:

$$I_{\text{нб.розр.п}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{вир}} + K_{\text{стр}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{макс.зов}} \quad (2.5)$$

де $K_{\text{пер}}$ - коефіцієнт збільшення струму в перехідному режимі зовнішнього КЗ, що враховує аперіодичну, $K_{\text{пер}}=2$;

ε - відносне значення повної похибки ТС в режимі зовнішнього КЗ, $\varepsilon=0,1$;

$I_{\text{макс.зов}}$ – максимальний наскрізний струм КЗ (при зовнішньому КЗ за НН трансформатора), $I_{\text{макс.зов}}=5774$ А .

$$I_{\text{нб.розр.поч.}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,05 + 1 \cdot 0,16) \cdot 5474 = 2367,34 \text{ А},$$

$$I_{\text{нб.розр.від.}} = \frac{2367,34}{209,946} = 11,267 \text{ в.о.}$$

Струм гальмування визначається відповідно для цього ж режиму:

$$\Sigma I_{\text{гальм.розр.п}} = (2 - \varepsilon + \Delta f_{\text{вир}} + K_{\text{стр}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{макс.зов}}. \quad (2.6)$$

$$\Sigma I_{\text{гальм.розр.поч.}} = (2 - 0,1 + 0,05 + 1 \cdot 0,16) \cdot 5774 = 9758,06 \text{ А},$$

$$\Sigma I_{\text{гальм.розр.від.}} = \frac{9758,06}{209,946} = 46,479 \text{ в.о.}$$

Коефіцієнт гальмування [8]:

$$SLOPE1 = \frac{1,5 \cdot 11,276 - 0,39}{46,479 - 0,26} = 0,358 \text{ в.о.}$$

Знайдемо струм початку гальмування:

$$I_{\text{гальм.поч.(1)}} = \frac{1 - DIFF >}{SLOPE1}, \quad (2.7)$$

$$I_{\text{гальм.поч.(1)}} = \frac{0,39}{0,358} = 1,089 \text{ в.о.}$$

Визначимо положення точки перетину характеристики гальмування з віссю $\frac{I_{\text{гальм}}}{I_{\text{ном}}}$ (прийнято згідно з рекомендаціями виробника диференційного захисту):

$$BASE\ POINT1=0$$

Параметри додаткової (другої) похилої ділянки характеристики гальмування

Мінімальна уставка нахилу другої ділянки характеристики гальмування (або SLOPE2) приймається рівною:

$$SLOPE2 = 0,5 \text{ в.о.}$$

Струм початку гальмування другої ділянки характеристики (2) (відповідає точці перетину характеристик гальмування 1 і 2) приймається рівним:

$$I_{\text{гальм.поч.}(2)} = 5 \text{ в.о.}$$

Уставка початкової точки характеристики (2) (величина зсуву вздовж осі $\frac{I_{\text{гальм}}}{I_{\text{ном}}}$) визначається з виразу:

$$BASE\ POINT2 = I_{\text{гальм.поч.}(2)} - \frac{I_{\text{диф.1-2}}}{SLOPE2}, \quad (2.8)$$

де

$$I_{\text{диф.1-2}} = SLOPE1 \cdot (I_{\text{гальм.поч.}(2)} - BASE\ POINT1), \quad (2.9)$$

$$I_{\text{диф.1-2}} = 0,358 \cdot (5 - 0) = 1,79 \text{ в.о.}$$

Вичислимо уставку початкової точки характеристики (2):

$$BASE\ POINT2 = 5 - \frac{1,79}{0,5} = 1,42 \text{ в.о.}$$

Диференційне відсічення

Для диференціального струму пошкодження трансформатора вводиться додаткова гранична величина $I\text{-DIFF}>>$ - диференціальне відсікання. Відповідно до рекомендацій виробника порогова максимальна величина спрацьовування $I\text{-DIFF}>>$ для трансформатора приймається рівною [11]:

$$(I\text{-DIFF}>>) = 7 \cdot I_{\text{ном}}, \quad (2.10)$$

$$(I - DIFF >>) = 7 \cdot 209.946 = 1469.622 \text{ A}$$

$$(I - DIFF >>)_{\text{від}} = \frac{2057}{209.946} = 7 \text{ в.о.}$$

Розраховані уставки зведено в таблицю 2.2

Таблиця 2.2 – Уставки диференційного захисту трансформатора

Адреса	Позначення	Найменування	Значення, в.о.
1221	I-DIFF>	Уставка по струму основної функції дифзахисту	0,39
1241A	SLOPE1	Уставка коефіцієнта гальмування дифзахисту	0,358
1242A	BASE POINT1	Положення точки перетину характеристики гальмування з віссю $I_{\text{гальм}}/I_{\text{ном}}$	0
1243A	SLOPE2	Мінімальна уставка нахилу другого участка характеристики гальмування	0,5
1244A	BASE POINT2	Уставка початкової точки характеристики (2)	1,42
1231	I-DIFF>>	Уставка по струму функції диференційного відсічення	7

Характеристика спрацьовування захисту представлена на рисунку 2.1

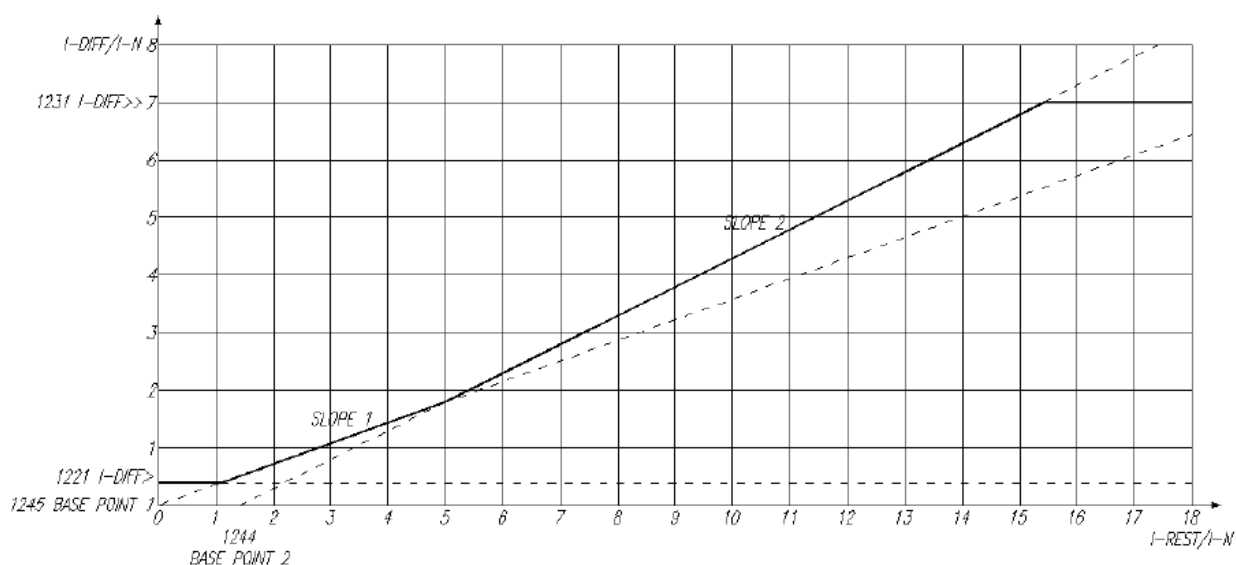


Рисунок 2.1 – Характеристика спрацьовування SIPROTEC 4 7UT613[8]

Перевірка чутливості дифзахисту трансформатора

Коефіцієнт чутливості ($K_{\text{ч}}$) диференціального захисту трансформатора (ДЗТ) визначається (тільки для чутливого органу) при металічному КЗ на виводах (всіх сторонах) трансформатора, що захищається, та його роботи в

розрахунковому режимі (робочому відгалуженні регульованої обмотки), що обумовлює мінімальний струм КЗ.

Для першої ділянки нахилу характеристики спрацьовування/гальмування (якщо характеристика проходить через початок координат $BASE\ POINT1=0$) [10]:

$$K_q = \frac{I_{кз.мін}}{SLOPE1 \cdot \Sigma I_{гальм.розр.пер.}} = \frac{1}{SLOPE1} \geq 2, \quad (2.11)$$

де $\Sigma I_{гальм.розр.пер.}$ - первинне розрахункове значення струму гальмування, фактично рівне $I_{кз.мін}$ (при пошкодженні в зоні, що захищається).

$$K_q = \frac{1}{0,358} = 2,793.$$

Для другої ділянки нахилу характеристики спрацьовування/гальмування маємо:

$$K_q = \frac{I_{кз.мін}}{SLOPE2 \cdot (\Sigma I_{гальм.розр.пер.} - BASE\ POINT2)} \geq 2, \quad (2.12)$$

де $I_{кз.мін}$ – мінімальне розрахункове значення періодичної складової сумарного струму КЗ у зоні, що захищається, $I_{кз.мін} = I_{кз.ВН}^{(2)} = 979 \cdot 0,78 = 851,73$ А;

$BASE\ POINT2$ – величина струму базової точки другої характеристики гальмування, $BASE\ POINT2 = 1,42 \cdot 209,946 = 298,123$ А.

$$K_q = \frac{851,73}{0,5 \cdot (851,73 - 298,123)} = 3,077.$$

Із розрахунків робимо висновок, що чутливість диференціального захисту є достатньою.

2.2 Газовий захист трансформатора

Газовий захист призначений для захисту силових трансформаторів з оливним заповненням, обладнаних розширниками, від усіх видів внутрішніх пошкоджень, що супроводжуються виділенням газу, прискореним

перетіканням оливи з бака в розширник, а також від витікання оливи з бака трансформатора.

Вимірювальним органом газового захисту є газове реле. Газове реле являє собою металеву посудину з двома поплавцями (елементами), яка врізається в похилий трубопровід, що з'єднує бак трансформатора з розширником. За нормальної роботи трансформатора газове реле заповнене трансформаторною оливою, поплавки перебувають у піднятому положенні і пов'язані з ними електричні контакти розімкнуті. У разі незначного пошкодження в трансформаторі (наприклад, міжвиткове замикання) під впливом місцевого нагріву з оливи виділяються гази, які піднімаються вгору, до кришки бака, а потім накопичуються у верхній частині газового реле, витісняючи з нього оливу [12].

При цьому верхній з двох поплавців (елементів) опускається разом з рівнем оливи, що викликає замикання його контакту, а отже, і попереджувальний сигнал. У разі серйозного пошкодження всередині трансформатора відбувається бурхливе газоутворення і під впливом газів, що виділилися, олива швидко витісняється з бака в розширювач. Потік оливи проходить через газове реле і змушує спрацювати нижній поплавок (елемент), який дає команду на відключення пошкодженого трансформатора. Цей елемент спрацьовує також і в тому випадку, якщо в баку трансформатора сильно знизився рівень оливи, наприклад, при пошкодженні бака і витіканні оливи.

Газовий захист є дуже чутливим і досить часто дозволяє виявити пошкодження в трансформаторі на самій початковій стадії. При серйозних пошкодженнях трансформатора газовий захист діє досить швидко: 0,1–0,2 с (при швидкості потоку оливи не менше ніж на 25 % вище уставки). Завдяки цим перевагам газові реле обов'язково встановлюються на трансформаторах потужністю 1 МВА і більше [3,13].

Газовий захист трансформаторів ТДТН-40000/110 на розраховуваний підстанції 110/35/10 кВ виконано з використанням газового реле типу BF-80/Q (Бухгольца). Символ В вказує на наявність двох елементів (поплавців), F – на

спосіб кріплення – фланцем, Q – на квадратну форму фланця, цифра 80 – внутрішній діаметр, в міліметрах, трубопроводу, в який врізається газове реле.

Реле складається з металевого корпусу, кришки та вбудованого блоку. Для огляду вбудованого блоку в корпусі є засклені отвори з відкидними кришками. Також є пробний кран для відбору газу та контрольна клавіша для випробування дії реле шляхом імітації витоку масла з трансформатора [13].

Вбудований блок двопоплавкового реле (рисунок 2.2) складається з двох елементів: верхнього (сигнального) та нижнього (вимикаючого). До верхнього поплавка 3 сигнального елемента жорстко прикріплений постійний магніт 6. При витоку масла з корпусу реле верхній поплавок 3 повертається в напрямку, показаному стрілкою, магніт 6 наближається до магнітокерованого контакту 5, що викликає замикання ланцюга сигналізації (два правих затискачі 4).

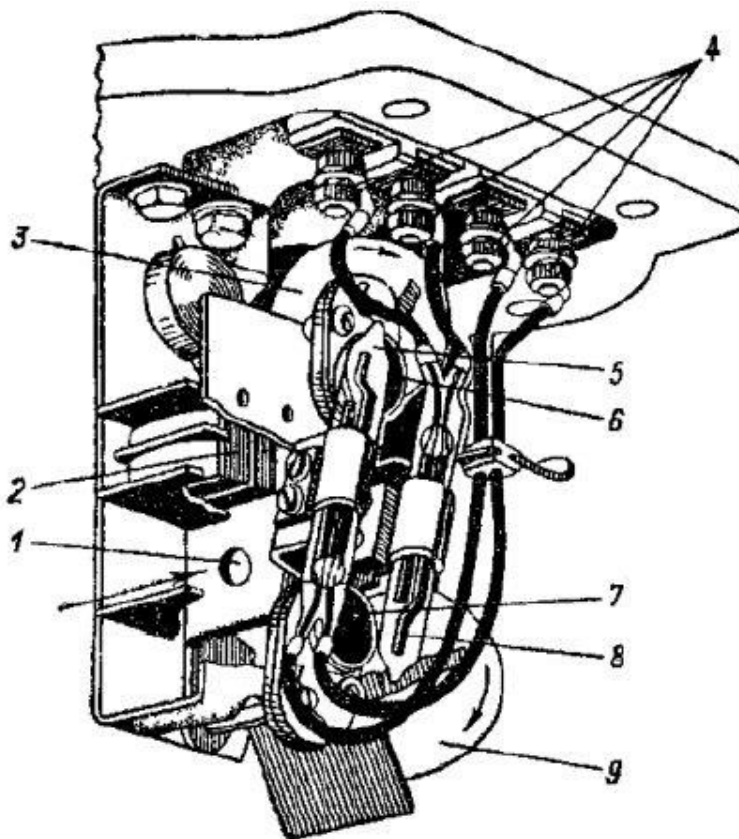


Рисунок 2.2 – Двопоплавковий блок газового реле типу BF-80/Q (Бухгольца)

Нижній (вимикаючий) елемент складається з поплавка 9, жорстко прикріпленого до нього постійного магніту 7, магнітокерованого контакту 8, а також напірного клапана (заслінки) 1, який утримується у вихідному стані батареєю постійних магнітів 2. Зазор між магнітами та напірним клапаном може змінюватися в залежності від того, при якій швидкості потоку оливи (уставці) має спрацьовувати реле.

При серйозному пошкодженні трансформатора, яке супроводжується бурхливим газоутворенням і сильним перетіканням оливи з бака в розширювач, потік оливи входить в газове реле і перекидає напірний клапан (заслінку) 1 (на рисунку 2.2 напрямок потоку оливи показано стрілкою). При цьому повертаються нижній (вимикаючий) поплавок 9 і жорстко прикріплений до нього постійний магніт 7. Після наближення магніту 7 до магнітокерованого контакту 8 замикається ланцюг відключення газового захисту (два лівих затискачі 4).

При відході оливи з бака трансформатора і, отже, з газового реле, вимикаючий поплавок 9 опускається, повертаючись таким чином, що постійний магніт 7 наближається до магнітокерованого контакту 8, в результаті чого замикається ланцюг відключення від газового захисту.

Для перевірки роботи сигнального і вимикаючого елементів на реле є контрольна клавіша, закрита ковпачком. Повинні бути вжиті заходи, щоб виключити випадкове натискання цієї клавіші на працюючому трансформаторі [5].

2.3 Розрахунок резервних захистів трансформатора

Короткий опис термінала SIPROTEC 4 7SJ622

Цифровий багатофункціональний пристрій SIPROTEC 4 7SJ622 є універсальним пристроєм, призначеним для захисту, керування та контролю приєднань шин [10]. Цей пристрій може використовуватися для захисту ліній в мережах із заземленою, глухозаземленою, ізольованою або компенсованою нейтраллю. Він підходить для роботи в радіальних або кільцевих мережах для

захисту ліній з одностороннім або багатостороннім живленням. Пристрій включає захист двигуна, застосовний для асинхронних машин усіх класів.

Пристрій включає функції, необхідні для захисту, контролю положення вимикачів і керування вимикачами в схемах з безпосереднім підключенням до шин або в полуторних схемах; таким чином, пристрій забезпечує універсальність застосування. Пристрій ідеально підходить для виконання функцій резервування диференціальних захистів ліній, трансформаторів, генераторів, двигунів і шин усіх класів напруги [11].

У пристрої передбачено 4 струмові входи та 3 входи напруги. Три струмові входи служать для підведення фазних струмів. Четвертий струмовий вхід може використовуватися для вимірювання струму замикання на землю.

Чотири входи напруги можуть використовуватися як для підведення трифазних напруг і однієї напруги зміщення від обмотки, з'єднаної в розімкнений трикутник, так і для подачі іншої напруги для функції синхронізації.

До функцій захисту можна віднести :

- струмовий захист з витримкою часу;
- направлений струмовий захист з витримкою часу;
- чутливий направлений/ненаправлений захист від замикань на землю;
- визначення напруги зміщення нейтралі;
- захист від переміжних замикань на землю;
- захист від замикань на землю через великий активний опір;
- придушення кидків струму намагнічування;
- захист двигунів;
- захист від перевантаження;
- контроль температури;
- захист від підвищення/зниження напруги;
- захист від підвищення/зниження частоти;
- пристрій резервування відмови вимикача (ПРВВ);

- захист зворотної послідовності;
- контроль правильності чергування фаз;
- АПВ (автоматичне повторне вмикання);
- визначення місця пошкодження;
- блокування команди ВКЛЮЧИТИ [10].

Розрахунок максимального струмового захисту (МСЗ) трансформатора без пуску за напругою

Застосовуваний пристрій: SIPROTEC 4 7SJ622 [11].

Сторона ВН (високої напруги)

Захист призначений для резервування швидкодіючих захистів при КЗ в трансформаторі та на його виводах СН (середньої напруги) та НН (низької напруги).

Струм спрацювання МСЗ ВН без пуску за напругою вибирається за умовою відлаштування від максимального робочого струму перевантаження в післяаварійних режимах:

$$50(I >) = I_{c.з} \geq \frac{K_{від} \cdot K_{сзн}}{K_n} \cdot I_{роб.макс}, \quad (2.13)$$

де $K_{від}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{від}=1,2$;

$K_{сзн}$ – коефіцієнт самозапуску електродвигунів для ПС з непромисловим навантаженням $K_{сзн}=1,2$;

K_n – коефіцієнт повернення реле, $K_n=0,95$;

$I_{роб.макс}$ – максимальний робочий струм трансформатора на стороні ВН з урахуванням перевантажень, $I_{роб.макс}=293,924$ А.

$$50(I >) \geq \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 293,924 = 445,527 \text{ А},$$

$$50(I >)_{від} = \frac{445,527}{209,946} = 2,122 \text{ в.о.}$$

Витримка часу МСЗ без пуску напруги на відключення трансформатора на всіх сторонах:

$$50(T) = t_{c.з. nonep} + \Delta t, \quad (2.14)$$

де $t_{c.з.нопер}$ – витримка часу МСЗ на сторонах СН, НН, $t_{c.з.нопер} = 0,3$ с ;

Δt – ступінь селективності, $\Delta t = 0,3$ с .

$$50(T) = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с.}$$

Перевірка чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5 , \quad (2.15)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{851,73}{445,527} = 1,912 .$$

Чутливості достатньо.

Сторона СН

Захист призначений для резервування швидкодіючих захистів при КЗ на шинях СН трансформатора, ліквідації КЗ на шинях РП СН та резервування захистів в мережі СН.

Струм спрацювання МСЗ СН без пуску за напругою вибирається за умовою відстроювання від максимального робочого струму перевантаження в післяаварійних режимах відповідно до (2.13):

$$50(I >) \geq \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 461,88 = 700,113 \text{ А,}$$

$$50(I >)_{\text{від}} = \frac{700,113}{209,946} = 3,335 \text{ в.о.}$$

Витримка часу МСЗ без пуску за напругою на відключення вводу СН трансформатора:

$$50(T) = 0,3 \text{ с.}$$

Перевірка чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.СН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5 ,$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.СН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{1737,39}{700,113} = 2,482 .$$

Чутливість достатня.

Сторона НН

Захист призначений для ліквідації КЗ на шинах РП НН трансформатора та резервування захистів в мережі НН.

Струм спрацювання МСЗ НН без пуску за напругою вибирається за умовою відлаштування від максимального робочого струму перевантаження в післяаварійних режимах відповідно до (2.13):

$$50(I >) \geq \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 1616,58 = 2450,395 \text{ А},$$

$$50(I >)_{від} = \frac{2450,395}{209,946} = 11,672 \text{ в.о.}$$

Витримка часу МСЗ без пуску за напругою на відключення вводу НН трансформатора:

$$50(T) = 0,3 \text{ с.}$$

Перевірка чутливості:

$$K_q = \frac{I_{кз.НН}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 1,5 ,$$

$$K_q = \frac{I_{кз.НН}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{5023,38}{2450,395} = 2,05 .$$

Чутливість достатня.

Розраховані уставки зводяться в таблицю 2.3

Таблиця 2.3 – Уставки МСЗ трансформатора

Адреса	Позначення	Найменування	Значення, в.о.
1204	50(I>)	Уставка по струму спрацювання МСЗ ВН без пуску по напрузі	2,122
1204	50(I>)	Уставка по струму спрацювання МСЗ СН без пуску по напрузі	3,335
1204	50(I>)	Уставка по струму спрацювання МСЗ НН без пуску по напрузі	11,672

Розрахунок струмового захисту від перевантаження обмоток трансформатора

Застосовуваний пристрій: SIPROTEC 4 7SJ622 [11].

Сторона ВН

Захист призначений для сигналізації про перевищення струму навантаження в кожній фазі обмотки ВН трансформатора із заданою витримкою часу.

Струм спрацювання струмового захисту від перевантаження (СЗП) ВН вибирається за умовою відлаштування від номінального струму трансформатора на даній стороні [14]:

$$49(I >) = I_{с.з} \geq \frac{K_{від} \cdot K_{рег} \cdot I_{ном}}{K_n}, \quad (2.18)$$

де $K_{від}$ – коефіцієнт відлаштування $K_{від} = 1,05$;

K_n – коефіцієнт повернення реле $K_n = 0,95$;

$K_{рег}$ – коефіцієнт, що враховує допустиме збільшення струму при регулюванні напруги (РПН) $K_{рег} = 1,05$;

$I_{ном}$ – номінальний струм трансформатора на стороні ВН, $I_{ном} = 209,946$ А.

$$49(I >) \geq \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,95} \cdot 209,946 = 243,648 \text{ А.}$$

$$49(I >)_{від} = \frac{243,648}{209,946} = 1,161 \text{ в.о.}$$

Витримка часу СЗП з дією на сигнал (визначається виходячи з місцевих умов експлуатації):

$$49(T) = 10 \text{ с.}$$

Сторона СН

Захист призначений для сигналізації про перевищення струму навантаження в кожній фазі обмотки СН трансформатора із заданою витримкою часу.

Струм спрацювання ТЗП СН вибирається за умовою відлаштування від номінального струму трансформатора на даній стороні [14]:

$$49(I >) = I_{с.з} \geq \frac{K_{від} \cdot I_{ном}}{K_n}, \quad (2.19)$$

$$49(I >) \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 329,914 = 364,642 \text{ А.}$$

$$49(I >)_{\text{від}} = \frac{364,642}{209,946} = 1,737 \text{ в.о.}$$

Витримка часу ТЗП з дією на сигнал (визначається виходячи з місцевих умов експлуатації):

$$49(T) = 10 \text{ с.}$$

Сторона НН

Захист призначений для сигналізації про перевищення струму навантаження в кожній фазі обмотки НН трансформатора із заданою витримкою часу.

Струм спрацювання ТЗП НН вибирається за умовою відлаштування від номінального струму трансформатора на даній стороні відповідно до (2.19):

$$49(I >) \Rightarrow \frac{1,05}{0,95} \cdot 1154,701 = 1276,248 \text{ А.}$$

$$49(I >)_{\text{від}} = \frac{1276,248}{209,946} = 6,079 \text{ в.о.}$$

Витримка часу ТЗП з дією на сигнал (визначається виходячи з місцевих умов експлуатації):

$$49(T) = 10 \text{ с.}$$

Розрахункові уставки зводимо в таблицю 2.4

Таблиця 2.4 – Уставки ТЗП трансформатора

Адреса	Позначення	Найменування	Значення, в.о.
4205	49(I>)	Уставка по струму спрацювання ТЗП ВН	1,161
4205	49(I>)	Уставка по струму спрацювання ТЗП СН	1,737
4205	49(I>)	Уставка по струму спрацювання ТЗП НН	6,079

Висновки по другому розділу

У розділі розраховано основні та резервні захисти трансформатора, виконані на мікропроцесорному пристрої релейного захисту (МПРЗ) фірми SIEMENS типу SIPROTEC 4 7UT613. Як основні захисти трансформатора застосовано: диференціальний струмовий захист та газовий захист. Резервні захисти, встановлені на трансформаторі, представлені максимальним струмовим захистом та захистом від перевантаження.

РОЗДІЛ 3

ПРОЕКТУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ СИСТЕМНОЇ ЛІНІЇ 110 КВ

Відповідно до ПУЕ на одиночних лініях, що мають живлення з двох або більше сторін, як за наявності, так і за відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять в кільцеву мережу з однією точкою живлення, від багатofазних замикань повинен бути застосований ступінчастий дистанційний захист, який використовується в якості основного на лініях 110–220 кВ [1].

В якості додаткового захисту рекомендується використовувати струмовий відсікач без витримки часу.

Від замикань на землю повинен бути передбачений, як правило, ступінчастий струмовий направлений або ненаправлений захист нульової послідовності.

3.1 Короткий опис термінала SIPROTEC 4 7SA632

Мікропроцесорний пристрій дистанційного захисту SIPROTEC 4 7SA632[10] використовується для виконання селективного та швидкодіючого захисту повітряних і кабельних ліній з одностороннім і багатостороннім живленням в радіальних, кільцевих або складних мережах з будь-яким рівнем напруги. Нейтраль мережі може бути заземленою, компенсованою або ізолюваною.

Пристрій має функції, які зазвичай потрібні для реалізації захисту ліній електропередачі, і може використовуватися універсально. Можливе застосування пристрою як основного швидкодіючого захисту та/або ступінчастого резервного захисту для всіх типів ліній, трансформаторів, генераторів, двигунів або шин для всіх рівнів напруги мережі [11].

Пристрій має 4 струмових входи і 4 входи напруги. Три струмових входи передбачені для введення фазних струмів, а один може бути використаний в залежності від результатів параметрування (струм нульової послідовності лінії, струм нейтралі силового трансформатора). Для введення фазних напруг

є 3 аналогові входи. Ще один аналоговий вхід може вибірково використовуватися для введення напруги зміщення, напруги на шинах або для введення будь-якої іншої напруги.

Виконувані функції захисту:

- шести контурний захист без перемикання вхідних величин;
- захист від замикань на землю через великий перехідний опір, що дозволяє виконувати як однофазні, так і трифазні відключення;
- виявлення коротких замикань на землю в мережах з ізольованою і з компенсованою нейтраллю;
- дистанційний захист з ВЧ керуванням;
- визначення місця пошкодження;
- виявлення гойдань потужності;
- струмовий захист;
- захист від включення на пошкодження;
- струмовий захист на вводі з блокуванням від захистів фідерів;
- захист від підвищення/зниження напруги;
- захист від підвищення/зниження частоти;
- автоматичне повторне ввімкнення;
- контроль синхронізму;
- захист від відмови вимикача;
- захист від теплового перевантаження [6].

3.2 Розрахунок дистанційного захисту лінії 110 кВ

3.2.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення

Розрахунок можна виконати у відносних або іменованих одиницях. Використаємо метод іменованих одиниць. Для цього всі елементи схеми повинні бути зведені до однієї базисної напруги, за базисну напругу приймаємо $U_6 = 115$ кВ.

Фазна напруга систем:

$$E_{c.\phi} = \frac{U_c \cdot U_6}{\sqrt{3} \cdot U_{сер}}, \quad (3.1)$$

де U_c – задана напруга системи, $U_c = 115$ кВ;

$U_{сер}$ – середнє значення напруги системи, $U_{сер} = 115$ кВ.

$$E_{c.ф} = E_{c2.ф} = \frac{115 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 115} = 66,395 \text{ кВ},$$

Знаходимо опори систем:

$$X_{c.макс} = \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{к.с.макс}}, \quad (3.2)$$

$$X_{c.мін} = \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{к.с.мін}}, \quad (3.3)$$

де $S_{к.с.макс}$ – максимальна потужність КЗ системи, МВА;

$S_{к.с.мін}$ – мінімальна потужність КЗ системи, МВА.

$$X_{c1.макс} = \frac{115^2}{300} = 44,083 \text{ Ом},$$

$$X_{c2.макс} = \frac{115^2}{350} = 37,786 \text{ Ом},$$

$$X_{c1.мін} = \frac{115^2}{0,87 \cdot 300} = 50,67 \text{ Ом},$$

$$X_{c2.мін} = \frac{115^2}{0,87 \cdot 350} = 43,432 \text{ Ом}.$$

Опір ліній знаходимо відповідно до виразу:

$$X_{л} = \frac{X_{пит} \cdot l \cdot U_{\bar{6}}^2}{U_{сз}^2}, \quad (3.4)$$

де $X_{пит}$ – питомий індуктивний опір струмам прямої послідовності, Ом/км;

l – довжина лінії, км;

$U_{сер}$ – середня напруга лінії, кВ.

$$X_{л1} = \frac{0,444 \cdot 70 \cdot 115^2}{115^2} = 31,08 \text{ Ом}.$$

Аналогічно в програмі «Microsoft Excel 2010» розраховуються опори ліній Л2–Л6, результати зводяться в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Опір ліній

Лінія	Довжина, км	$U_{\bar{6}}, U_{сер}, \text{кВ}$	$X_{пит}, \text{Ом/км}$	$X_{л}, \text{Ом}$
Л1	70	115	0,444	31,080

Л2	78	115	0,444	34,632
Л3	65	115	0,444	28,860
Л4	68	115	0,444	30,192
Л5	75	115	0,444	33,300
Л6	70	115	0,444	31,080

Розрахунок опору спрацювання I ступеня

Опір спрацювання I ступеня дистанційного захисту (ДЗ) вибирається з умови відлаштування від трифазного КЗ на шинах протилежної підстанції, в даному випадку струм КЗ не розраховується, а використовується опір лінії Л4:

$$Z_{с.з4}^I = \frac{Z_{л4}}{1 + \beta + \delta} = 0,85 \cdot Z_{л4},$$

де β – коефіцієнт, що враховує похибку трансформаторів напруги та реле опору, $\beta = 0,05$;

δ – коефіцієнт, що враховує похибку розрахунків первинних електричних величин, $\delta = 0,1$.

$$Z_{с.з4}^I = 0,85 \cdot 30,192 = 25,663 \text{ Ом.}$$

Перший ступінь працює без витримки часу.

Розрахунок опору спрацювання II ступеня

Опір спрацювання II ступеня вибирається за умовою узгодження з дистанційними захистами суміжних ліній.

Опір спрацювання II ступеня ДЗ лінії Л4 [4]:

$$Z_{с.з4}^{II} = \frac{\left(Z_{л4} + (1 - \alpha) \cdot \frac{Z_{с.з5}^I}{K_{сп5}} \right)}{1 + \beta + \delta} = 0,85 \cdot Z_{л4} + 0,66 \cdot \frac{Z_{л5}}{K_{сп5}}, \quad (3.6)$$

де α – коефіцієнт, що враховує похибку трансформаторів струму, $\alpha = 1$;

$K_{сп5}$ – коефіцієнт струморозподілу.

$$K_{сп5} = \frac{I_{л4}}{I_{л5}}, \quad (3.6)$$

де $I_{л4}$ і $I_{л5}$ – струми КЗ, що протікають через комплекти захистів ліній Л4 та Л5 відповідно, точка КЗ в кінці лінії Л5 (рисунок 3.1), при максимальному режимі енергосистеми, А.

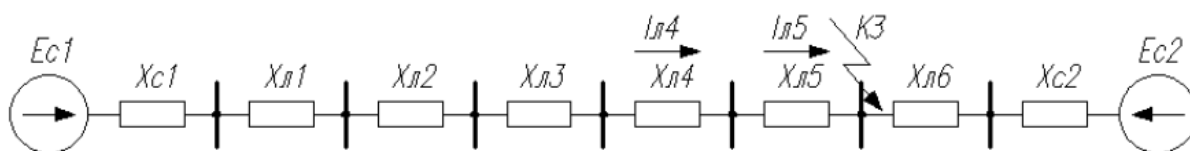
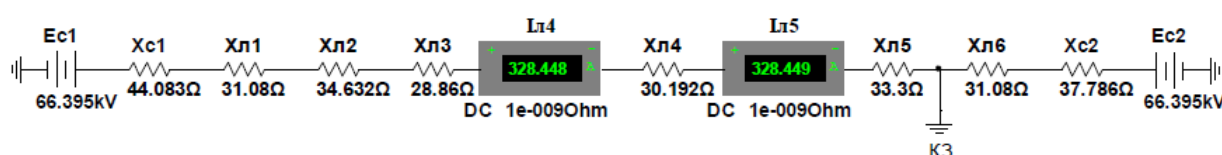


Рисунок 3.1 – Схема заміщення

Для знаходження струмів складається необхідна схема в програмі-симуляторі, амперметри встановлюються в місцях розташування захистів ліній Л4 та Л5 (рисунок 3.2).

Рисунок 3.2 – Визначення струмів $I_{Л4}$ та $I_{Л5}$ за допомогою програми "NI Multisim 12.0"

$$K_{cp5} = \frac{I_{Л4}}{I_{Л5}} = \frac{319,448}{319,449} = 1,$$

$$Z_{с.34}^{II} = 0,85 \cdot Z_{Л4} + 0,66 \cdot \frac{Z_{Л5}}{K_{cp5}} = 0,85 \cdot 30,192 + \frac{33,3}{1} = 47,641 \text{ Ом.}$$

Перевірка чутливості II ступеня ДЗ захисту лінії Л4:

$$K_{\eta} = \frac{Z_{с.34}^{II}}{Z_{Л4}} \geq 1,25, \quad (3.7)$$

$$K_{\eta} = \frac{47,641}{30,192} = 1,578.$$

Значення опору II ступеня задовольняє вимогам щодо чутливості.

Витримка часу II ступеня приймається рівного ступеня селективності:

$$t_{с.34}^{II} = \Delta t = 0,3 \text{ с.}$$

Розрахунок опору спрацювання III ступеня

$$Z_{с.34}^{III} = \frac{Z_{роб.мін}}{K_{\eta} \cdot K_{зап} \cdot K_{пов}} = \frac{U_{роб.мін}}{\left(\sqrt{3} \cdot K_{\eta} \cdot K_{зап} \cdot K_{пов} \cdot I_{роб.макс} \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{роб.}) \right)}, \quad (3.8)$$

де $Z_{роб.мін}$ – мінімальний опір, підведений до реле захисту при максимальному робочому режимі лінії, Ом;

K_{η} – коефіцієнт надійності, $K_{\eta}=1,2$;

$K_{сзп}$ – коефіцієнт самозапуску, $K_{сзп} = 1,2$;

$K_{\text{пов}}$ – коефіцієнт повернення реле захисту, $K_{\text{пов}} = 1,05 - 1,1$;

$U_{\text{роб.мін}}$ – мінімальна робоча напруга, $U_{\text{роб.мін}} = 0,9 \cdot U_{\text{ном}}$;

$I_{\text{роб.макс}}$ – максимальний робочий струм, $I_{\text{роб.макс}} = 293,924 \text{ А}$;

$\varphi_{\text{м.ч}}$ – кут максимальної чутливості реле захисту, $\varphi_{\text{м.ч}} = 70^\circ$;

$\varphi_{\text{роб}}$ – кут між струмом і напругою при режимі максимального навантаження, $\varphi_{\text{роб}} = 27^\circ$.

$$Z_{\text{с.34}}^{\text{III}} = \frac{0,9 \cdot 110000}{\left(\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,2 \cdot 1,05 \cdot 293,924 \cdot \cos(70 - 27)\right)} = 231,689 \text{ Ом.}$$

Перевірка чутливості III ступеня ДЗ захисту лінії Л4:

$$K_{\text{ч}} = \frac{Z_{\text{с.34}}^{\text{III}}}{Z_{\text{Л4}}} \geq 1,5, \quad (3.9)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{231,689}{30,192} = 7,674.$$

Значення опору III ступеня задовольняє вимогам щодо чутливості.

Витримка часу III ступеня приймається за зустрічно-ступінчастим принципом на ступінь селективності більше витримки часу III ступеня суміжної лінії.

Витримка часу III ступеня Л6:

$$t_{\text{с.36}}^{\text{III}} = 0,8 \text{ с.}$$

Витримка часу III ступеня Л5:

$$t_{\text{с.35}}^{\text{III}} = t_{\text{с.36}}^{\text{III}} + \Delta t = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с.}$$

Витримка часу III ступеня Л4:

$$t_{\text{с.34}}^{\text{III}} = t_{\text{с.35}}^{\text{III}} + \Delta t = 1,1 + 0,3 = 1,4 \text{ с.}$$

Розрахунок вторинних опорів дистанційного захисту

Реле опору підключається до захищуваної лінії через трансформатори струму та напруги, тому уставки спрацювання реле опору повинні задаватися у вторинних опорах.

Вторинний опір:

$$Z_{\text{сп}} = Z_{\text{с.з}} \frac{n_{\text{ТА}}}{n_{\text{TV}}}, \quad (3.10)$$

де n_{TA} і n_{TV} – коефіцієнти трансформації трансформаторів струму та напруги відповідно.

Коефіцієнт трансформації трансформатора струму ТФНД-110М $n_{TA} = 600/5=120/$

Коефіцієнт трансформації трансформатора напруги НКФ-123-П-У1-0,5 $n_{TA} = 110000/100=1100$.

Уставка спрацьовування I ступеня:

$$Z_{cp}^I = Z_{c.з}^I \frac{n_{TA}}{n_{TV}} = 25,663 \cdot \frac{120}{1100} = 2,5 \text{ Ом.}$$

Уставка спрацьовування II ступеня:

$$Z_{cp}^{II} = Z_{c.з}^{II} \frac{n_{TA}}{n_{TV}} = 47,641 \cdot \frac{120}{1100} = 5,197 \text{ Ом.}$$

Уставка спрацьовування III ступеня:

$$Z_{cp}^{III} = Z_{c.з}^{III} \frac{n_{TA}}{n_{TV}} = 231,689 \cdot \frac{120}{1100} = 25,275 \text{ Ом.}$$

3.3 Розрахунок струмового відсічення лінії Л4

Струм спрацьовування струмового відсікання без витримки часу вибирається з урахуванням неспрацьовування її при КЗ в кінці лінії Л4 (рисунок 3.3):

$$I_{c.з4} = K_{від} \cdot I_{к.з2}^{(3)} = 1,1 \cdot 478,85 = 526,735 \text{ А,}$$

де $K_{від}$ - коефіцієнт відбудови, що враховує похибку в реле і необхідний запас $K_{від} = 1,1$;

$I_{к.з2}^{(3)}$ - струм КЗ через місце установки захисту при трифазному КЗ на початку лінії Л4.

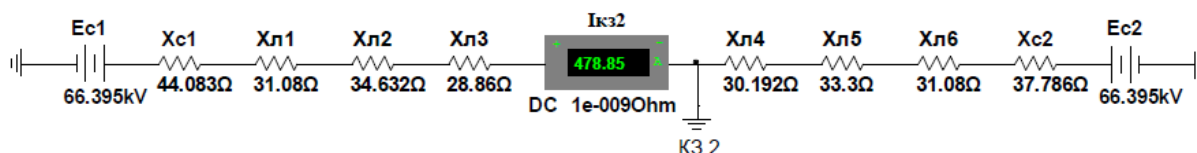


Рисунок 3.3 – Трифазне КЗ на початку лінії Л4

Чутливість струмового відсічення визначається при двофазному КЗ в кінці лінії Л4, що захищається.

Коефіцієнт чутливості:

$$K_q = \frac{I_{к.з1}^{(2)}}{I_{с.з4}} \geq 1,2, \quad (3.11)$$

де $I_{к.з1}^{(2)}$ - струм протікає через комплект захисту при двофазному КЗ в кінці лінії, що захищається.

У програмі "NI Multisim 12.0" [6] складається схема для трифазного КЗ в кінці лінії, що захищається (рисунок 3.4).

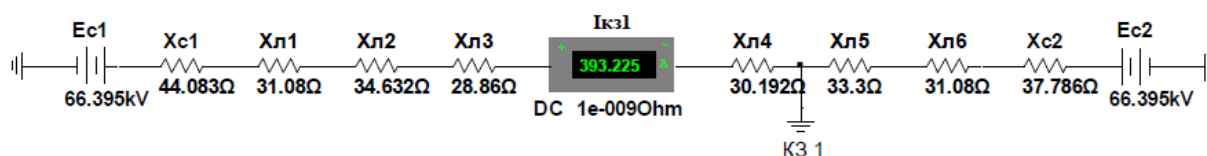


Рисунок 3.3 – Трифазне КЗ в кінці лінії Л4

$$I_{к.з1}^{(2)} = 0,87 \cdot 393,225 = 342,106 \text{ A},$$

$$K_q = \frac{342,106}{526,735} = 0,649.$$

3. 4 Розрахунок струмового захисту нульової послідовності лінії 110 кВ

Розрахунок параметрів комплексної схеми

Струмовий захист нульової послідовності (СЗНП) розраховується за струмом $3I_0$, а для розрахунку нульових струмів необхідно застосовувати комплексні схеми однофазного та двофазного КЗ на землю. Комплексні схеми включають в себе схеми заміщення прямої, зворотної та нульової послідовностей.

Розрахунок можна провести у відносних або іменованих одиницях. Використовуємо метод іменованих одиниць. Для цього, всі елементи схеми повинні бути приведені до однієї базисної напруги, за базисну напругу приймається $U_6 = 115 \text{ кВ}$.

Оскільки параметри для розрахунку опорів зворотної послідовності елементів не задані, приймається $X_{\text{прям}} = X_{\text{обер}}$, для всіх елементів.

Розрахунок параметрів комплексної схеми

Знаходимо опір трансформатора:

$$X_{TB} = \frac{(U_{KB-H}\% + U_{KB-C}\% - U_{KC-H}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{ном}},$$

$$X_{TC} = \frac{(U_{KB-C}\% + U_{KC-H}\% - U_{KB-H}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{ном}},$$

$$X_{TH} = \frac{(U_{KB-H}\% + U_{KC-H}\% - U_{KB-C}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{ном}},$$

де U_{KB-H} , U_{KB-C} , U_{KC-H} – напруги КЗ між обмотками з напругами вища – середня, вища – нижча, середня – нижча, кВ;

$S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора, МВА.

Опір нульової послідовності трансформаторів дорівнює опорам прямої послідовності $X_T^0 = X_T$.

Опір ліній:

$$X_l^0 = X_{num}^0 \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_{сер}^2}, \quad (3.13)$$

де $U_{сер}$ - середня напруга елемента системи, кВ;

X_{num}^0 - питомий індуктивний опір струмам нульової послідовності, Ом / км.

$$X_{л1}^0 = 1,332 \cdot 70 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 93,24 \text{ Ом.}$$

Аналогічно в програмі «Microsoft Excel 2010» розраховуються опір ліній Л2–Л6, результати зводяться до таблиці 3.2

Таблиця 3.2 - Опір ліній

Лінія	Довжина, км	U_6 , $U_{сер}$,кВ	X_{num}^0 Ом/км	X_l^0 Ом	X_l , Ом
Л1	70	115	1,332	93,240	31,080
Л2	78	115	1,332	103,896	34,632
Л3	65	115	1,332	86,580	28,860
Л4	68	115	1,332	90,576	30,192
Л5	75	115	1,332	99,900	33,300
Л6	70	115	1,332	93,240	31,080

Розрахунок I ступеня СЗНП

Струм спрацьовування I ступеня захисту без витримки часу вибирається за умовами відбудови від , що проходить у місці встановлення захисту при КЗ на землю на шинах протилежної підстанції, точка КЗ в кінці лінії Л4 (рисунок 3.4) в максимальному режимі енергосистеми:

$$I_{c.34} = K_{від} \cdot 3I_0, \quad (3.14)$$

де $K_{від}$ - коефіцієнт відбудови, $K_{від} = 1,3$

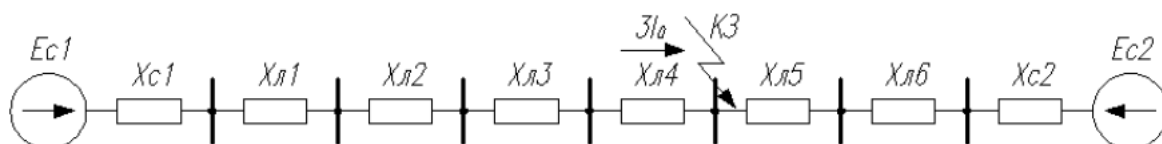


Рисунок 3.4 – Схема заміщення

КЗ на землю може бути двох видів: однофазний КЗ на землю і двофазний КЗ на землю, відповідно з'являються дві умови:

$$I_{c.34}^I = K_{від} \cdot 3I_0^{(1)}, \quad (3.15)$$

$$I_{c.34}^I = K_{від} \cdot 3I_0^{(1.1)}. \quad (3.16)$$

Для визначення нульових струмів застосовується метод прямого моделювання. У програмі «NI Multisim 12.0» [6] були складені комплексні схеми, які складаються із схем заміщення прямої, зворотної та нульової послідовностей (рис.3.5-3.6).

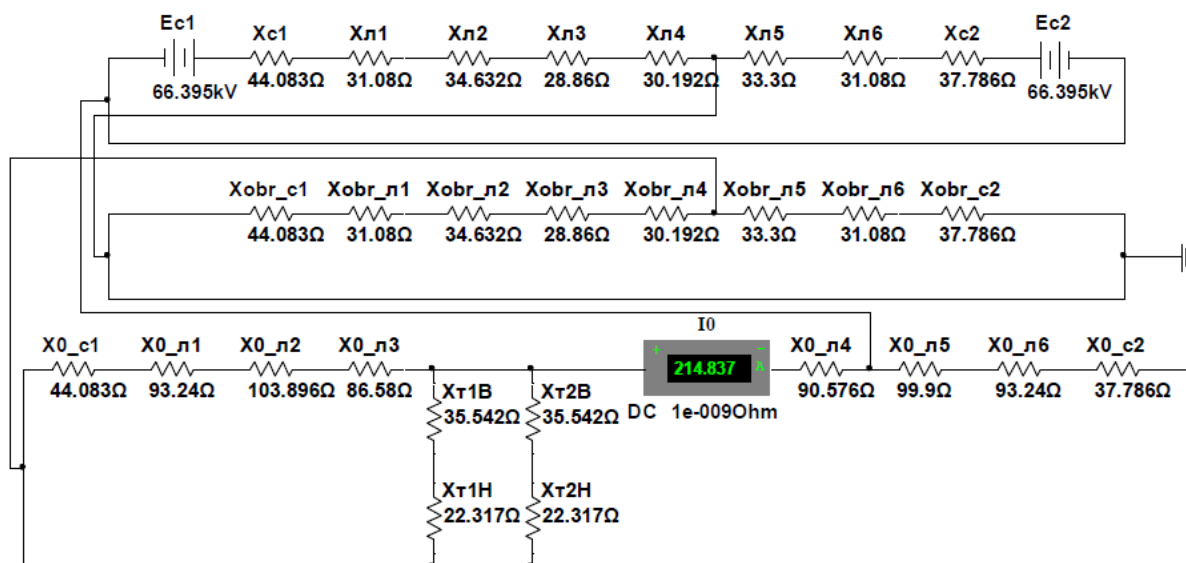


Рисунок 3.5 – Однофазне КЗ

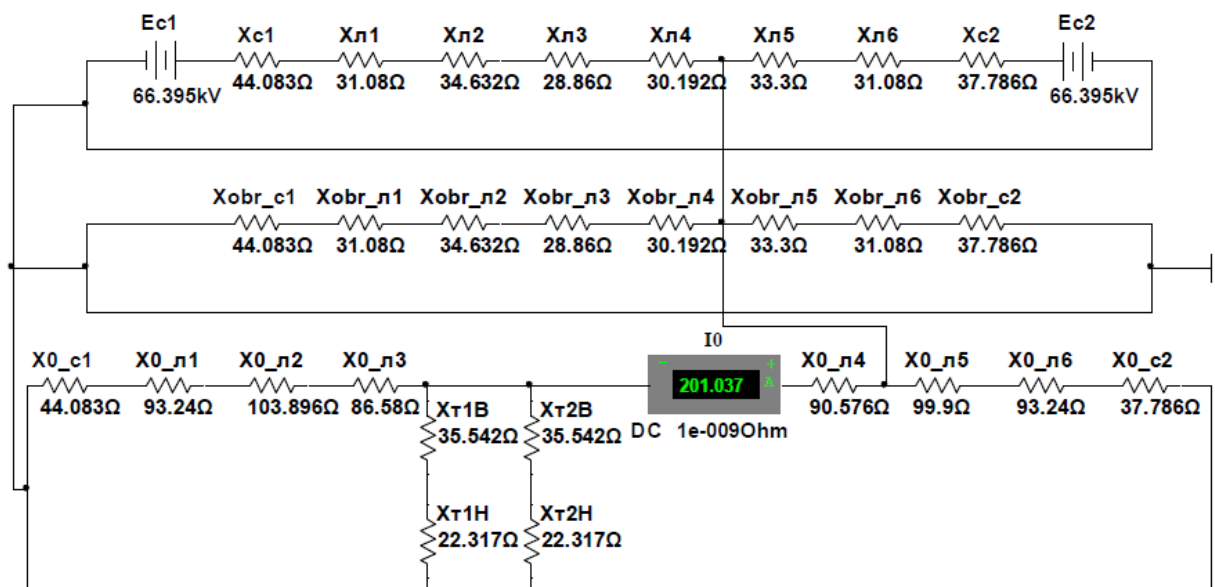


Рисунок 3.6 – Двофазне КЗ на землю

Результати моделювання:

$$I_0^{(1)} = 135,507 \text{ A};$$

$$I_0^{(1,1)} = 116,364 \text{ A}.$$

З двох умов вибирається більший струм, і для цього значення розраховується струм спрацьовування I ступеня:

$$I_{c.34}^1 = K_{від} \cdot 3I_0^{(1)} = 1,3 \cdot 3 \cdot 214,837 = 8837,864 \text{ A}.$$

Перша ступінь працює без витримки часу.

Розрахунок II ступеня ТЗНП

II ступінь має відбудовуватися від швидкодіючих захисту суміжних приєднань, тобто необхідно відбудуватися від першого ступеня ТЗНП лінії Л5.

Необхідно розрахувати струм спрацьовування I ступеня лінії Л5 – $I_{c.35}^1$, точка КЗ в кінці лінії Л5 (рисунок 3.7), потім за умовою погодження з $I_{c.35}^1$ розрахувати струм спрацьовування II ступеня лінії Л4.

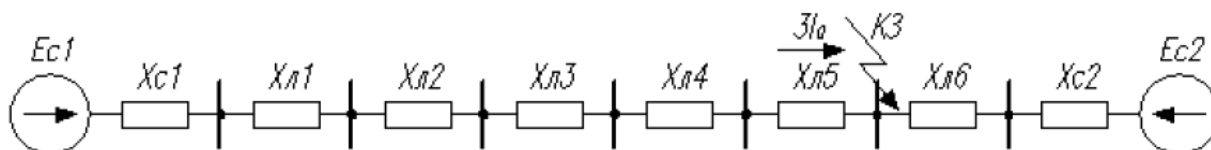


Рисунок 3.7 – Схема заміщення

Для визначення нульових струмів застосовується метод прямого моделювання. У програмі «NI Multisim 12.0» складаються комплексні схеми, які складаються із схем заміщення прямої, зворотної та нульової послідовностей (рис.3.8-3.9).

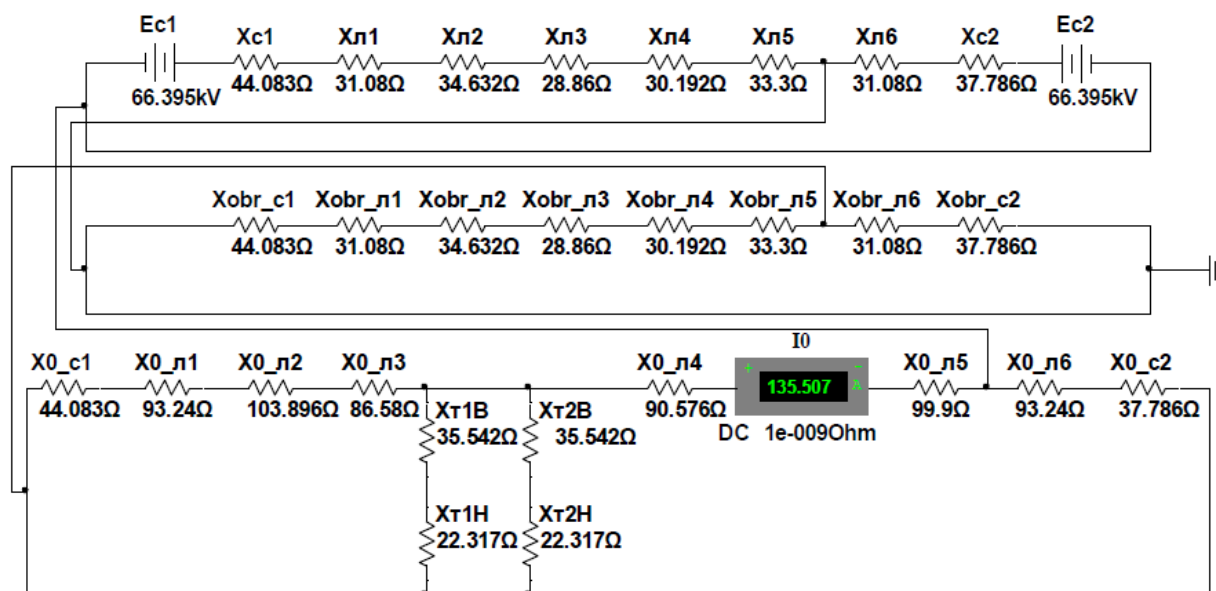


Рисунок 3.8 – Однофазне КЗ

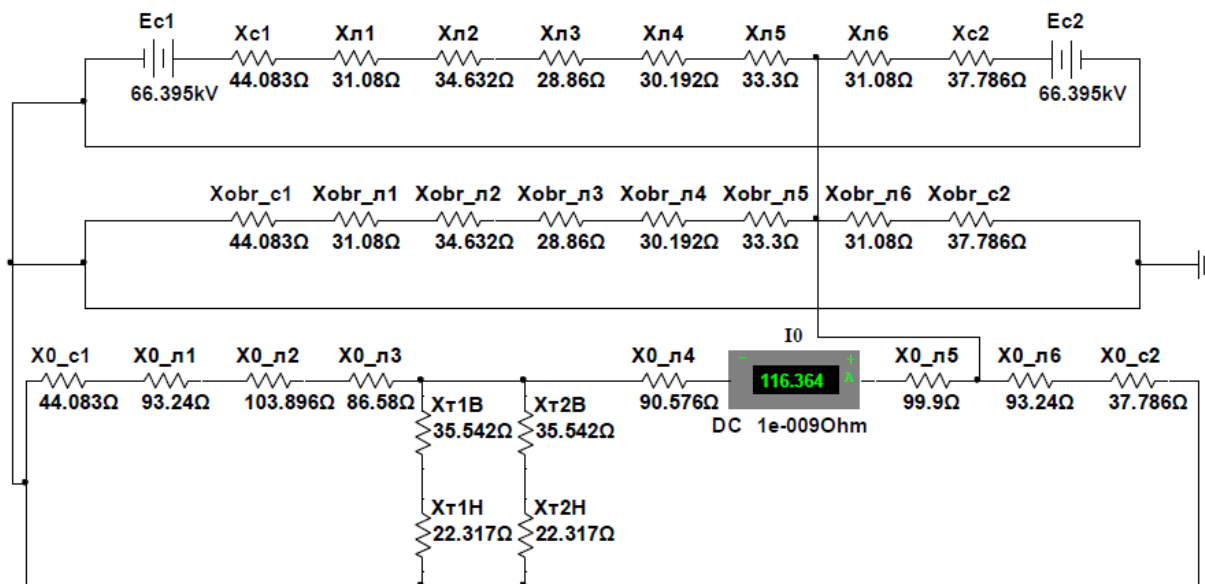


Рисунок 3.9 – Двофазне КЗ на землю

Результати моделювання:

$$I_0^{(1)} = 135,507 \text{ A};$$

$$I_0^{(1,1)} = 116,364 \text{ A}.$$

З двох умов вибирається більший струм, і для цього значення розраховується струм спрацьовування I ступеня:

$$I_{c.34}^I = K_{від} \cdot 3I_0^{(1)} = 1,3 \cdot 3 \cdot 135,507 = 528,477 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування II ступеня захисту лінії Л4:

$$I_{c.35}^I = K_{від} \cdot K_{cp.л4} \cdot I_{c.3.5}^I,$$

де $K_{від}$ - коефіцієнт відбудови, $K_{від} = 1,1$;

$K_{cp.л5}$ - коефіцієнт струморозподілу для лінії, що захищається, при замиканні на землю в кінці зони, що захищається тим ступенем захисту попереднього елемента, з якою проводиться узгодження.

$$K_{cp.л5} = \frac{I_{л4}}{I_{л5}},$$

де $I_{л4}$ і $I_{л5}$ - струми КЗ, що протікають через комплекти захисту ліній Л4 і Л5 відповідно (рисунок 3.10), А.

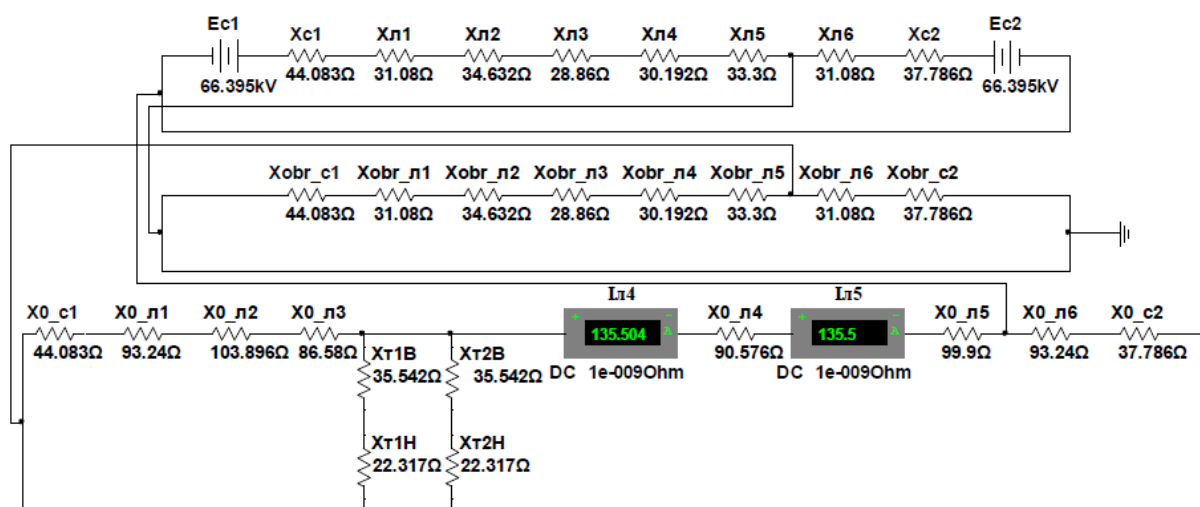


Рисунок 3.10 – Визначення струмів $I_{л4}$ і $I_{л5}$

$$K_{cp.л5} = \frac{135,5}{135,5} = 1,$$

$$I_{c.35}^I = K_{від} \cdot K_{cp.л4} \cdot I_{c.3.5}^I = 1,1 \cdot 1 \cdot 528,477 = 581,325 \text{ А.}$$

Чутливість II ступеня ТЗНП перевіряється по однофазному КЗ в кінці лінії, що захищається:

$$K_u = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{c.34}^{II}} \geq 1,5,$$

$$K_q = \frac{3 \cdot 214,837}{581,325} = 1,101.$$

Чутливість не задовільна, це означає, що II ступінь ненадійно захищає кінець лінії Л4, тому наступний ступінь ТЗНП має відбудовуватися від II ступеня суміжної лінії.

Витримка часу II ступеня приймається рівного ступеня селективності:

$$t_{с.34}^{II} = \Delta t = 0,3 \text{ с.}$$

Розрахунок III ступеня ТЗНП

III ступінь має відбудовуватися II ступеня ТЗНП лінії Л5.

Необхідно розрахувати струм спрацьовування I ступеня лінії Л6 - $I_{с.36}^I$, точка КЗ в кінці лінії Л6 (рисунок 3.11), потім за умовою погодження з $I_{с.36}^I$ розрахувати струм спрацьовування II ступеня лінії Л5.

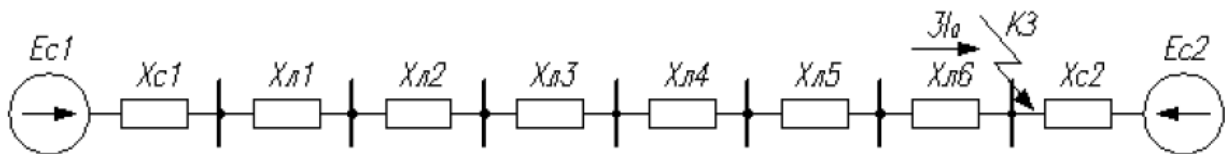


Рисунок 3.11 – Схема заміщення

Для визначення нульових струмів застосовуємо метод прямого моделювання. У програмі «NI Multisim 12.0» складаються комплексні схеми, які складаються із схем заміщення прямої, зворотної та нульової послідовностей.

Результати моделювання:

$$I_0^{(1)} = 73,007 \text{ A,}$$

$$I_0^{(1,1)} = 72,158 \text{ A.}$$

З двох умов вибирається більший струм, і для цього значення розраховується струм спрацьовування I ступеня:

$$I_{с.36}^I = K_{від} \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 73,007 = 284,727 \text{ A.}$$

Струм спрацьовування II ступеня захисту лінії Л5:

$$I_{с.35}^{II} = K_{від} \cdot K_{ср.л5} \cdot I_{с.36}^I,$$

$$K_{cp.l5} = \frac{I_{л5}}{I_{л6}},$$

де $I_{л5}$ і $I_{л6}$ - струми КЗ, що протікають через комплекти захисту ліній Л5 і Л6 відповідно (рис. 3.12), А. Для визначення нульових струмів застосовуємо метод прямого моделювання. У програмі «NI Multisim 12.0» складаються комплексні схеми, які складаються із схем заміщення прямої, зворотної та нульової послідовностей (додаток Д).

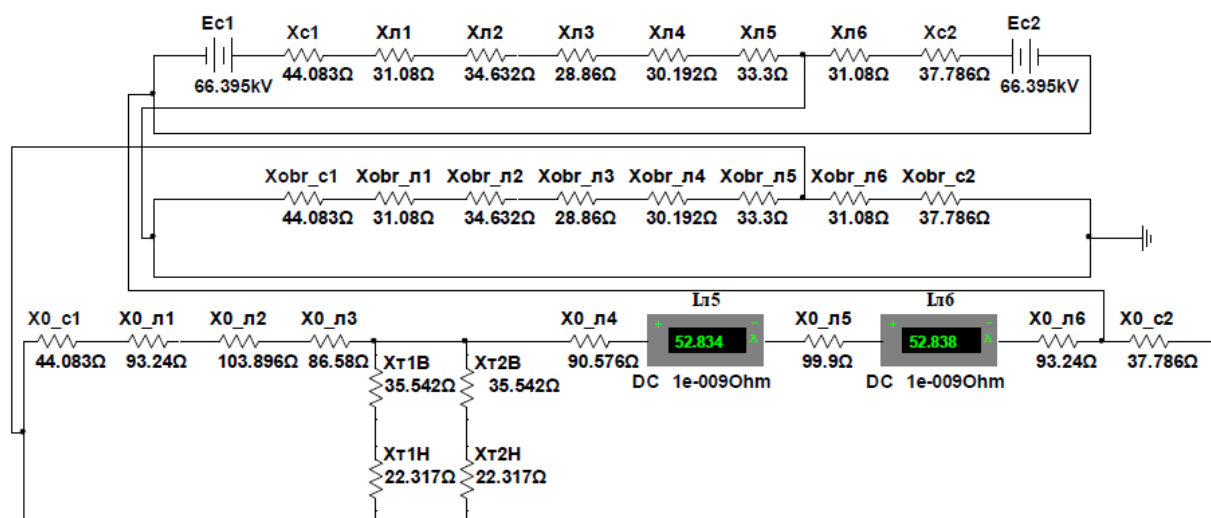


Рисунок 3.12 – Визначення струмів $I_{л5}$ і $I_{л6}$

$$K_{cp.l5} = \frac{52,834}{52,838} = 1,$$

$$I_{c.35}^{II} = K_{eid} \cdot K_{cp.l5} \cdot I_{c.3,6}^I = 1,1 \cdot 1 \cdot 284,727 = 313,2 \text{ A}.$$

Струм спрацьовування другого III ступеня захисту лінії Л4:

$$I_{c.34}^{III} = K_{eid} \cdot K_{cp.l4} \cdot I_{c.3,5}^{II},$$

$$I_{c.34}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 313,2 = 344,52 \text{ A}.$$

Чутливість III ступеня ТЗНП перевіряється по однофазному КЗ в кінці лінії, що захищається в мінімальному режимі енергосистеми.

Коефіцієнт чутливості:

$$K_q = \frac{3I_0^{(I)}}{I_{c.34}^{III}} \geq 1,5,$$

$$K_q = \frac{3 \cdot 214,837}{344,52} = 1,871.$$

Чутливість задовільна.

Витримка часу III ступеня приймається на ступінь селективності більше за витримку часу II ступеня:

$$t_{c.34}^{III} = t_{c.34}^{II} + \Delta t = 0,6 \text{ с.}$$

Висновки по третьому розділу

У розділі розраховані основні та резервні захисту лінії 110 кВ, виконані на МУРЗ фірми SIEMENS типу SIPROTEC 4 7SA632. Як основний захист лінії використано дистанційний захист. Від замикань на землю передбачено струмовий захист нульової послідовності.

ВИСНОВКИ

Релейний захист підстанцій 110/35/10 кВ є складною системою, призначеною для швидкого та селективного відключення пошкоджених елементів мережі, запобігання розвитку аварій і забезпечення надійного електропостачання споживачів. Він відрізняється комплексним підходом, що враховує особливості конфігурації мережі, режими роботи та можливі види пошкоджень.

У даній кваліфікаційній роботі було спроектовано трансформаторну підстанцію 110/35/10 кВ, що належить АТ «Житомиробленерго».

У висновку представлена коротка характеристика виконаної роботи з розділів роботи.

У першому і другому розділах «Проектування релейного захисту трансформатора 110/35/10 кВ» розраховано основні та резервні захисту трансформатора, виконані на мікропроцесорному пристрої релейного захисту (МУРЗ) фірми SIEMENS типу SIPROTEC 4 7UT613. Як основні захист трансформатора застосовані: диференціальний струмовий захист та газовий захист. Резервні захисту, встановлені на трансформаторі, представлені максимальним струмовим захистом та захистом від перевантаження.

У третьому розділі "Проектування релейного захисту системної лінії 110 кВ" розраховані основні та резервні захисту лінії 110 кВ, виконані на МУРЗ фірми SIEMENS типу SIPROTEC 4 7SA632. Як основний захист лінії використано дистанційний захист. Від замикань на землю передбачено струмовий захист нульової послідовності.

У спеціальній частині розраховано диференційний захист ошинування підстанції на базі МУРЗ фірми SIEMENS типу SIPROTEC 4 7UT613.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок/ МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ/ Наказ №476 від 21.07.2017р.- Київ, 2017.
2. Черкашина, В. В., і В. М. Цюпа. «Аналіз алгоритмів роботи диференційного релейного захисту та їх моделювання у середовищі MATLAB». *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: *Енергетика: надійність та енергоефективність*, вип. 1 (6), Липень 2023, с. 113-8, doi:10.20998/2224-0349.2023.01.13.
3. Махлін П.В. Інтелектуальні пристрої релейного захисту та автоматики: навч. посібник / Махлін П.В., Костенко С.Ю., Кузьменко О.П. – Запоріжжя : НУ «Запорізька політехніка», 2020. – 256 с. ISBN 978-617-529-287-7
4. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с., рис. 41, табл. 20.
5. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник /С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2021. – Ч. 2. – 276 с., рис. 48, табл. 19.
6. Christos A. Apostolopoulos, N. Korres, Real-time implementation of digital relay models using MATLAB/SIMULINK and RTDS, *European Transactions on Electrical Power*, 2008.
7. Дифференциальная защита SIPROTEC 4 7UT613/63х. Руководство по эксплуатации. – Siemens AG 2008. – 694 с.
8. Дифференциальная защита SIPROTEC 4 7UT613/63х. Руководство по эксплуатации. – Siemens AG 2003. – 580 с.
9. Сайт <https://www.cee.siemens.com/web/ua/ru/Pages/Home.aspx>
10. Многофункциональное устройство защиты и местного управления SIPROTEC 4 7SJ62/64. Руководство по эксплуатации. – Siemens AG 2008. – 734 с.

11. Дистанционная защита SIPROTEC 4 7SA6х. Руководство по эксплуатации. – Siemens AG 2003. – 708 с.

12. Яндульський О.С., Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб. / О.С. Яндульський, О.О. Дмитренко; під загальною редакцією д.т.н. О.С. Яндульського. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 102 с. – Бібліогр.: с. 92 – 102.

13. Рубаненко, О. Є. Релейний захист та автоматика електричних станцій : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 1251с

14. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2 / укл.: Д.П. Козярьський, Е.В. Майструк, І.П. Козярьський. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с

15. Лагутін В.М., Рубаненко О.Є., Тептя В.В.Захист трансформаторів 10 кВ. Навчальний посібник – Вінниця:ВНТУ, 2008.- 76 с.