НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
“КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО”

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____Анатолій Марченко

“10” червня 2025 р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

за освітньо-професійною програмою

«Управління, захист та автоматизація енергосистем»

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

на тему: Релейний захист електричної підстанції 110/10 кВ

Виконав**:**
Студент IV курсу, групи ЕК-11
Радько Артур Вікторович _____

Керівник:
доцент, к.т.н
Шполянський Олег Григорович _____

Рецензент:

_____

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____

Київ – 2025 року

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма – «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

«10» червня 2025 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Радько Артуру Вікторовичу

Тема проекту «Релейний захист електричної підстанції 110/10 кВ», керівник проекту Шполянський Олег Григорович, доцент, к.т.н., затверджені наказом по університету від «26» 05 2025р. №1720-с

1. Термін подання студентом проєкту 10 червня 2025 р.
2. Вихідні дані до проекту:

Електрична схема підстанції 110/10 кВ. Матеріали науково-дослідних та проектних організацій. Каталоги виробників обладнання. Довідкова література

3. Зміст пояснювальної записки:

Опис об’єкту: опис та аналіз обладнання підстанції 110/10 кВ; розрахунок параметрів підстанції; вибір основних електричнихапаратів і елементів підстанції.

Обладнання РЗА підстанції: опис обладнання РЗ підстанції; розрахунок параметрів релейного захисту підстанції. Визначення струмів короткого замикання та параметрів релейного захисту підстанції 110/10 кВ.

4. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов’язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо):

Головна схема електричних з’єднань підстанції 110/10 кВ

Пристрій РЗ REF620 та вибір уставок

Розрахунок струмів КЗ на ПС

5. Дата видачі завдання 26.05.2025р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	Пошук літературних джерел, аналіз завдання.	27.05.2025	
2	Аналіз обладнання ПС, розрахунок струмів короткого замкнення.	30.05.2025	
3	Опис обладнання РЗА підстанції, розрахунок параметрів спрацювання.	02.05.2025	
4	Вибір РЗ ПС 110/10 кВ	05.05.2025	
5	Оформлення пояснювальної записки та підготовка графічного матеріалу.	09.05.2025	

Студент Артур РАДЬКО

Керівник Олег ШПОЛЯНСЬКИЙ

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	А4		Завдання на дипломний проект	2	
2	А4	141.ЕК1107.007.ДБ	Пояснювальна записка	63	
3	А1	141.ЕК1107.007.ТК1	Головна схема електричних з’єднань підстанції 110/10 кВ	1	
4	А1	141.ЕК1107.007.ТК2	Розрахунок струмів КЗ на ПС	1	
5	А1	141.ЕК1107.007.ТК3	Пристрій РЗ REF620 та вибір уставок	1	

					141.ЕК1107.007.ДБ	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		
Розроб.		Радько А.В.			Відомість дипломного проекту	Літ. / Арк. 4 / Аркушів 1
Перевір.		Шполянський О.Г.				
Н. Контр.		Шполянський О.Г.				КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-11
Затв.		Марченко А. А.				

Пояснювальна записка
до дипломного проекту
на тему: «Релейний захист електричної підстанції 110/10 кВ»

Київ – 2025 року

РЕФЕРАТ

Дипломний проект виконаний на 63 аркушах, 8 рисунків, 14 таблиць, 3 листи графічної частини, 18 літературних посилань.

Об'єкт дослідження підстанція напругою 110/10 кВ та її релейний захист.

Предмет дослідження – Обладнання, релейний захист на автоматика підстанції напругою 110/10 кВ.

Мета дослідження - виконання розрахунків струмів короткого замикання на підстанції 110/10 кВ та розробка рекомендацій щодо визначення параметрів налаштування її релейного захисту для забезпечення надійного та селективного виявлення і ліквідації пошкоджень.

Ключові слова: КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, ПІДСТАНЦІЯ, СТРУМИ КЗ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, УСТАВКИ ЗАХИСТУ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, АВТОМАТИКА, КООРДИНАЦІЯ ЗАХИСТІВ.

ABSTRACT

The diploma project is made on 63 sheets, 8 figures, 14 tables, 3 sheets of graphic part, 18 literary references.

The object of the study is a 110/10 kV substation and its relay protection.

The subject of the study is equipment, relay protection on the automation of a 110/10 kV substation.

The purpose of the study is to perform calculations of short-circuit currents at a 110/10 kV substation and develop recommendations for determining the parameters for setting its relay protection to ensure reliable and selective detection and elimination of damage.

Keywords: SHORT-CIRCUIT, SUBSTATION, SHORT-CIRCUIT CURRENTS, POWER TRANSFORMER, PROTECTION SETTINGS, RELAY PROTECTION, AUTOMATICS, PROTECTION COORDINATION.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ……10

ВСТУП……11

1. ГОЛОВНА СХЕМА ПІДСТАНЦІЇ НАПРУГОЮ 110/10 КВ ТА ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ……13

1.1 Головна схема електричних з'єднань підстанції з напругою 110/10 кВ....14

1.2 Вибір силових трансформатори підстанції……15

1.3 Трансформатор власних потреб……17

1.4 Комутаційне обладнання на підстанції……18

1.4.1 Вимикачі та роз'єднувачі з боку 110 кВ……18

1.4.2 Вимикачі та роз'єднувачі з боку 10 кВ ……20

1.5 ОПН……21

1.6 Заземлювачі……22

1.7 Вимірювальні трансформатори струму та напруги……21

1.7.1 Вимірювальні трансформатори струму……21

1.7.2 Вимірювальні трансформатори напруги ……23

1.8 Вимірювальні прилади на ПС……24

1.9 Розрахунок струмів короткого замикання……25

Висновки по розділу 1……29

2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ПІДСТАНЦІЇ НАПУГОЮ 110/10 КВ ……33

2.1 Загальні відомості про релейний захист ПС 110/10 кВ……33

2.2 Основні види захистів та автоматики підстанції……34

2.3 Уставки ДЗТ та МСЗ для трансформатора типу ТДН-10000/110……36

2.4 Газовий захист трансформатора ТДН-10000/110……40

2.5 Вибір уставок МСЗ та струмової відсічки ПЛ напругою 10 кВ……41

2.6 МСЗ та СВ ліній 10 кВ……47

2.7 Автоматичне повторне вмикання (АПВ)……52

2.8 Джерела оперативного струму……54

2.8.1 Джерела постійного оперативного струму (ДПС) …...…….....51
2.8.2 Джерела змінного оперативного струму…...……...……...55
2.9 АВР……..……...……56
Висновки по розділу 2……..…..…..…..…..……..…..……59
ВИСНОВКИ……60
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ……..62

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичне включення резерву

АСК ТП – автоматизовані системи керування підстанцією

АПВ - автоматичне повторне включення

АЧР – автоматичне частотне розвантаження

ВН – висока напруга

ГЗТ – газовий захист трансформатора

ДЗТ – диференційний захист трансформатора

КЗ – коротке замикання

ЛЕП – лінія електропередавання

МПРЗА – Мікропроцесорний релейний захист і автоматика

МСЗ – максимальний струмовий захист

НН – низька напруга

ПЗ – плавкий запобіжник

ОПН – обмежувач перенапруги

ПЛ – повітряна лінія

ПРВВ – пристрій резервування відмови вимикача

ПС – підстанція

РЗА – релейний захист і автоматика

РПН – регулювання під навантаженням

СВ – струмова відсічка

ТВП – трансформатори власних потреб

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

ВСТУП

Надійна та безпечна робота електричних мереж є першочерговим завданням сучасної електроенергетики. Ключовим аспектом забезпечення цієї надійності є ефективне функціонування систем релейного захисту та автоматики (РЗА), які призначені для швидкого виявлення та локалізації пошкоджень, мінімізуючи їхні руйнівні наслідки та запобігаючи розвитку аварій в енергосистемі. Фундаментом для правильного функціонування систем РЗА є точне знання електричних режимів роботи мережі, зокрема величин струмів, що протікають при коротких замиканнях (КЗ).

Короткі замикання є найпоширенішим видом аварій в електричних мережах і характеризуються значним зростанням струмів, що може призвести до термічних та електродинамічних пошкоджень обладнання, зниження напруги та порушення стійкості системи. Точне визначення початкових, ударних та діючих значень струмів КЗ у різних точках мережі необхідне не тільки для правильного вибору та перевірки комутаційного обладнання, струмоведучих частин та іншої апаратури на стійкість до струмів КЗ, але й, що особливо важливо, для розрахунку та координації параметрів спрацювання (уставок) пристроїв релейного захисту.

Підстанції 110/10 кВ займають важливе місце в структурі розподільчих електричних мереж, здійснюючи зв'язок між мережами вищого класу напруги та розгалуженою мережею 10 кВ, що живить безпосередніх споживачів. Надійність електропостачання значної кількості споживачів залежить від коректної роботи РЗА на цих підстанціях. В умовах постійних змін конфігурації мереж, динаміки навантажень, розвитку розподіленої генерації, а також модернізації обладнання підстанцій, виникає необхідність в актуалізації розрахунків струмів КЗ та перегляді уставок релейного захисту для забезпечення їх селективності та швидкодії в усіх можливих експлуатаційних режимах. Некоректні уставки захистів можуть призвести до хибних спрацювань, відмов у спрацюванні або неселективного відключення, що негативно впливає на надійність та якість електропостачання.

Наукова новина отриманих результатів може полягати в уточненні методики розрахунків струмів КЗ та розробці оптимізованих підходів до вибору та

координації уставок релейного захисту для типових підстанцій 110/10 кВ з урахуванням специфіки їх функціонування в сучасних розподільчих мережах.

Практичне значення роботи полягає у можливості використання результатів розрахунків струмів КЗ та розроблених рекомендацій щодо визначення параметрів релейного захисту при проєктуванні, налаштуванні та експлуатації систем РЗА на реальних підстанціях 110/10 кВ, що сприятиме підвищенню надійності, селективності та швидкодії захистів, а отже – безпеки та надійності електропостачання.

1. ГОЛОВНА СХЕМА ПІДСТАНЦІЇ НАПРУГОЮ 110/10 КВ ТА ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ

1.1 Головна схема електричних з’єднань підстанції з напругою 110/10 кВ

Головна електрична схема з'єднань підстанції 110/10 кВ є фундаментальним документом, що визначає архітектуру розподілу електричної енергії та взаємозв'язки між основними елементами. Ця підстанція виконує ключову роль у трансформації високої напруги (110 кВ) з магістральних мереж до середньої напруги (10 кВ) для подальшого розподілу споживачам або для живлення місцевих промислових об'єктів.

Схема електричних з’єднань підстанції з напругою 110/10 кВ показана на рис.1.1 та на плакаті 1 [11].

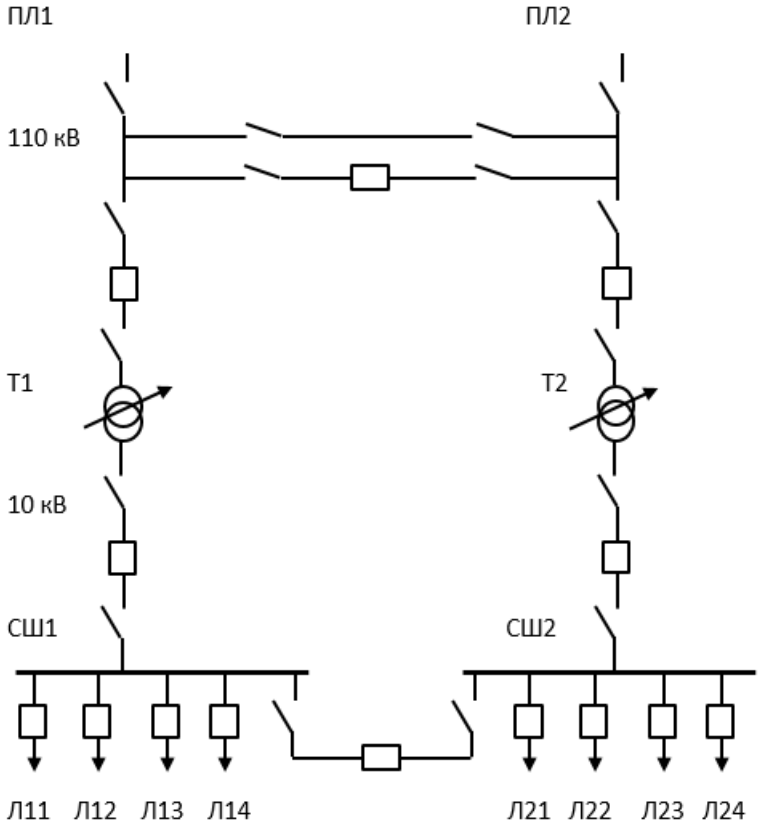

Рисунок 1.1 – Схема електричних з’єднань підстанції з напругою 110/10 кВ

					141.ЕК1107.007.ДБ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Радько А.В.			ГОЛОВНА СХЕМА ПІДСТАНЦІЇ НАПРУГОЮ 110/10 КВ ТА ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ	Літ.	Арк. 13	Аркушів 17
Перевір.		Шполянський О.Г.						
Н. Контр.		Шполянський О.Г.				КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-11		
Затв.		Марченко А. А.						

До І секції шин 10 кВ та ІІ секції шин 10 кВ приєднано по чотири ПЛ-10 кВ (Л-11-14 та Л-21-24).

Секційний вимикач 10 кВ в нормальному режимі відключений. Секційний вимикач 10 кВ обладнано АВР, що у випадках аварійного знеструмлення одного із навних силових трансформаторів забезпечить безперебійне живлення споживачів.

РУ-110 кВ підстанції виконано згідно схеми два блока із вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії. До шин 110 кВ підходять дві ПЛ напругою 110 кВ.

РУ-10 кВ виконано у вигляді однієї секціонованої вимикачем системи шин. В цій схемі І СШ та ІІ СШ 10 кВ отримують живлення, відповідно, від трансформаторів Т-1,2.

Основне призначення даної підстанції – це зниження напруги та розподіл електроенергії. Вона забезпечує:

-Прийом електроенергії від енергосистеми на напрузі 110 кВ.

-Трансформацію напруги зі 110 кВ до 10 кВ за допомогою силових трансформаторів.

-Розподіл електроенергії за численними фідерними лініями на напрузі 10 кВ до різних споживачів.

-Забезпечення надійності електропостачання завдяки резервуванню та можливості оперативних перемикань.

-Захист обладнання та мереж від коротких замикань та інших аварійних режимів.

-Облік спожитої та переданої електроенергії.

Головна схема розробляється з урахуванням таких принципів [1]:

-Надійність: Забезпечення безперебійного електропостачання навіть при виході з ладу окремих елементів за рахунок резервування та можливості швидкого перемикання.

-Економічність: Оптимізація капітальних та експлуатаційних витрат.

-Безпека: Забезпечення безпеки персоналу та дотримання норм експлуатації.

-Гнучкість: Можливість зміни режимів роботи, проведення ремонтів та

розширення підстанції у майбутньому.

Схема 110/10 кВ є типовою для багатьох промислових та міських підстанцій, що підкреслює її універсальність та важливість у структурі енергетичної системи.

1.2 Вибір силових трансформатори підстанції

Макс. активна потужність приєднаних до ПЛ напругою 10 кВ навантаження і довжина ліній показана в в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Приєднане до ПЛ напругою 10 кВ активне навантаження та довжина ліній

Параметр	Л11	Л12	Л13	Л14	Л21	Л22	Л23	Л24
P, кВт	1275	1346	1305	1243	1556	1198	1407	1134
l,км	7,2	4,1	4,6	5,8	3,7	5,4	5,2	6,1

Розрахунок сумарного навантаження приєднаного до кожної СШ напругою 10 кВ:

$$P_{Iсш} = P_{Л11} + P_{Л12} + P_{Л13} + P_{Л14} = 1275 + 1346 + 1305 + 1243 = 5169 \text{ кВт};$$

$$P_{IIсш} = P_{Л21} + P_{Л22} + P_{Л23} + P_{Л24} = 1556 + 1198 + 1407 + 1134 = 5295 \text{ кВт}.$$

Розрахунок величини повних навантажень приєднаного до кожної СШ напругою 10 кВ:

$$\cos\varphi = 0,86;$$

$$\varphi = \arccos(\cos(\varphi)) = \arccos(0,86) = 30,68^{\circ};$$

$$Q_{Iсш} = -P_{Iсш} \cdot tg\varphi = -5169 \cdot tg(30,68^{o}) = -3066,688 \text{ кВАр};$$

$$Q_{IIсш} = -P_{IIсш} \cdot tg\varphi = -5295 \cdot tg(30,68^{o}) = -3141,442 \text{ кВАр}.$$

Загальне навантаження, що приєднане до I СШ та II СШ напругою 10 кВ:

$$S_I = \sqrt{P_I^2 + Q_I^2} = \sqrt{5169^2 + (-3066,688)^2} = 5169,297 \text{ кВА};$$

$$S_{II} = \sqrt{P_{II}^2 + Q_{II}^2} = \sqrt{5295^2 + (-3141,442)^2} = 6156,759 \text{ кВА}.$$

На ПС напругою 110/10 кВ встановлені 2 однакові за ном. потужністю та іншими характеристиками силові трансформатори.

Визначимо потужність кожного з трансформаторів враховуючи коеф. перевантаження, який складає 1,5:

$$S_T = \frac{S_I + S_{II}}{1,5} = \frac{5169,397 + 6156,759}{1,5} = 7550,705 \text{ кВА}.$$

Вибрано до становлення два однакових трансформатора типу ТДН-10000/110 [2], основні технічні параметри показані в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Основні технічні параметри силових трансформаторів

$S_{ном.}$ МВА	$U_{ном}$, кВ			$B_{трати}$, кВт		U_k, %			I_x, %
	ВН	СН	НН	ΔP_x	$\Delta P_{кз}$	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
10	115	-	10,5	14	58	-	10,5	-	0,9

Встановлені ірансформатори ТДН-10000/110 є потужними силовим трансформатором, призначеним для використання в електричних мережах. Ця трифазна двообмоткова одиниця служить для зниження напруги зі 110 кВ до нижчого рівня, 10 кВ, що є типовим для розподільчих підстанцій.

Його номінальна потужність становить 10 000 кВА, що свідчить про його здатність передавати значні обсяги електричної енергії. Особливістю цього трансформатора є система охолодження типу Д, яка поєднує примусову циркуляцію повітря (дуття) з природною циркуляцією масла, забезпечуючи ефективне відведення тепла під час роботи. Наявність літери Н у маркуванні вказує на оснащення трансформатора пристроєм регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дозволяє оперативно змінювати коефіцієнт трансформації та підтримувати стабільний рівень напруги у вторинній обмотці без необхідності відключення трансформатора від мережі.

Трансформатор працює на номінальній частоті 50 Гц. Його електричні характеристики також включають певні значення втрат холостого ходу та короткого замикання, а також напругу короткого замикання, які є важливими параметрами для розрахунку ефективності та взаємодії з мережею. Зазвичай, такі трансформатори виробляються у кліматичному виконанні У1, що передбачає їх зовнішнє встановлення в помірному кліматі. Через свої розміри та конструкцію, він має значну масу, включно з обсягом трансформаторного масла.

Трансформатори ТДН-10000/110 є невід'ємним елементом інфраструктури підстанцій енергосистем, промислових підприємств та електростанцій, забезпечуючи надійне та ефективне перетворення та розподіл електроенергії.

1.3 Трансформатор власних потреб

Трансформатори власних потреб (ТВП) є ключовими елементами будь-якої підстанції 110/10 кВ, що забезпечують живлення всіх внутрішніх систем на напрузі 0,4 кВ або 0,23 кВ. Без них функціонування підстанції неможливе.

Зазвичай встановлюється два ТВП для 100% резервування. Вони підключаються до шин 10 кВ підстанції, переважно через окремі комутаційні апарати, забезпечуючи надійність живлення власних потреб навіть при виході з ладу одного з основних елементів.

$P_{твп} = P_{обігрів} + P_{освітлення} + P_{випрямлячів} + P_{інші\ спож.} = 22 + 0.75 + 44 + 17 = 83{,}75$ кВт,

$Q_{тфп} = Q_{освітлення} + Q_{випрямлячів} + Q_{інші\ спож.} = 0{,}4 + 0{,}92 + 3{,}74 = 5{,}09$ кВар

Розрахункова потужність ВП дорівнює:

$$S_{роз\_ВП} = K_n \cdot \sqrt{P_{твт}^2 + Q_{твп}^2} = 0{,}8 \cdot \sqrt{83{,}75^2 + 5{,}09^2} = 67{,}12 \text{ кВА}.$$

Враховуючи можливе перевантаження розрахункова потужність ТВП складає:

$$S_T = \frac{S_{роз\_ВП}}{1{,}5} = \frac{67{,}12}{1{,}5} = 44{,}12 \text{ кВА}.$$

Виберемо трансформатори типу ТМ-63/10[2] (технічні характеристики в табл.1.3)

Таблиця 1.3 – Технічні характеристики трансформаторів ТМ-63/10[2]

Потужність, кВА	Номінальна напруга, кВ		Втрати, Вт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
	ВН	НН	ХХ	КЗ		
63	10,5	0,4	230	1460	4,7	2,4

ТВП живлять критично важливі системи, такі як:

- Оперативний струм: приводи вимикачів, релейний захист, автоматика, керування.

- Освітлення: території та приміщень підстанції.

- Обігрів та вентиляція: обладнання та приміщень.

- Двигуни: насосів, компресорів, для систем охолодження трансформаторів).

- Протипожежні системи та побутові потреби.

Плавкі запобіжники на підстанції 110/10 кВ використовуються на стороні 10 кВ для захисту трансформаторів напруги, шунтуючих конденсаторних батарей, малопотужних відгалужень, власних потреб, на даній підстанції передбачимо встановлення ПЗ типу ПКТ-10.

1.4 Комутаційне обладнання на підстанції

1.4.1 Вимикачі та роз'єднувачі з боку 110 кВ

Макс. струм зі сторони напруги 110 кВ становить:

$$I_{ВН} = \frac{S_I + S_{II}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{5169,397 + 6156,759}{\sqrt{3} \cdot 110} = 59,446 \text{ А}.$$

З боку напруги 110 кВ встановлюємо елегазові вимикачі типу LTB D1/B [9] (табл. 1.4).

Таблиця 1.4 – Основні характеристики вимикачів зі сторони 110 кВ LTB D1/B

Вид вимикача	Клас напруги, кВ	Номінальний струм відключення, кА	Номінальний струм, А
LTB D1/B	110	40	3150

Елегазовий вимикач ABB LTB 123D1/B є одним з найпоширеніших та найнадійніших рішень для комутації високовольтних мереж. Він входить до серії LTB, яка відома своєю високопродуктивною технологією та стійкістю до найскладніших умов експлуатації.

LTB 123D1/B оснащений пружинно-моторним приводом (зазвичай типу BLK 222 або MSD1). Цей тип приводу забезпечує високу надійність роботи, оскільки енергія для операцій відключення та включення зберігається у натягнутих пружинах і завжди доступна, незалежно від зовнішнього живлення. Кожен полюс вимикача є герметичним блоком, що підвищує надійність та захист від зовнішніх факторів.

Вимикач використовує вдосконалену самокомпресійну (Auto-Puffer™) технологію гасіння дуги. Цей принцип дозволяє мінімізувати енергію, необхідну для роботи вимикача, оскільки частина енергії для гасіння дуги береться від самої дуги, коли струм проходить через нуль.

З боку 110 кВ встановлено роз'єднувачі типу РДЗ-2-110/1000, основні характеристики показані в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Параметри РДЗ-2-110/1000 [2]

Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм, А	Наскрізний струм КЗ, кА	Струм термічної стійкості, кА, 3 с
110	1000	63	25

Роз'єднувач РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 є поширеним високовольтним комутаційним апаратом, призначеним для зовнішнього встановлення на відкритих розподільчих пристроях підстанцій. Управління головними контактними ножами та заземлювачами може здійснюватися як електроруховими приводами (ПД-14 УХЛ1).

Роз'єднувач РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 є надійним компонентом для забезпечення безпеки та гнучкості оперативних перемикань у високовольтних електричних мережах.

Він здійснює такі операції:

- Вимкнення та увімкнення знеструмлених ділянок електричного кола високої напруги. Це є основним призначенням роз'єднувача – створити видимий розрив, який підтверджує відсутність напруги і дозволяє безпечно проводити ремонтні та профілактичні роботи.

- Заземлення відключених ділянок за допомогою вбудованих стаціонарних заземлювачів, що є критично важливим для безпеки персоналу.

- Вимкнення струмів холостого ходу трансформаторів та зарядних струмів повітряних і кабельних ліній (малі ємнісні та індуктивні струми, які не створюють потужної дуги).

1.4.2 Вимикачі та роз'єднувачі з боку 10 кВ

Макс. струм зі сторони напруги 10 кВ становить:

$$I_{НН} = \frac{S_I + S_{II}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{5169,397 + 6156,759}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 622,772 \text{ А.}$$

Комірки КРУ-10 кВ оснащені вакуумними вимикачами типу ВВ-10/630. В табл. 1.6 наведені їх характеристики.

Таблиця 1.6 – Основні технічні характеристики вимикачів типу ВВ-10-20/630 [2]

Номінальна напруга, кВ	10
Найбільша робоча напруга, кВ	12
Номінальний струм приєднання, А	630
Номінальний струм вимкнення, кА	20
Струм термічної стійкості (3 с), кА	20
Струм електродинамічної стійкості, кА	52
Час вимкнення, не більше, мс	65

Вакуумний вимикач ВВ-10-20/630 призначений для роботи в розподільчих пристроях змінного струму середнього класу напруги та є типовим, надійним та ефективним рішенням для розподільчих мереж 10 кВ, забезпечуючи безпеку та безперебійність електропостачання. Він оснащений пружинним або електромагнітним приводом. Використовується для комутації електричних кіл в нормальних і аварійних режимах роботи (включення/відключення навантажень, струмів короткого замикання) в комплектних розподільчих пристроях (КРП/КРУ).

Розпродільча установка напруги 10 кВ по типу виконаня – закрита. Комплектний розподільчий пристрій закритого типу 10 кВ, являє собою сукупність типових уніфікованих блоків (комірок), що монтуються в заводських умовах. Ці комірки містять повний набір високовольтного обладнання, апаратури керування, захисту та автоматики, що робить їх повністю готовими до монтажу на об'єкті.

Основна відмінність закритого типу полягає в тому, що всі струмоведучі частини та обладнання розміщені всередині металевого корпусу або приміщення, що забезпечує значний захист від зовнішніх впливів, підвищену безпеку експлуатації та можливість роботи за різних кліматичних умов.

Кожна комірка КРП конструктивно розділена на ізольовані відсіки металевими перегородками, що підвищує локалізаційну здатність пристрою (обмеження поширення аварії в межах одного відсіку).

В табл. 1.7 наведені основні технічні параметри КРУ-10.

Таблиця 1.7 – Основні технічні параметри КРУ-10.

Номінальна напруга, кВ	10
Найбільша робоча напруга, кВ	12
Номінальний струм головних ланцюгів, А	630
Номінальний струм збірних шин, А	630

КРПЗ-10 кВ є надійним, безпечним та ефективним рішенням для організації розподілу електроенергії на середній напрузі в різних галузях промисловості та енергетики.

1.5 ОПН

ОПН встановлюються на обох сторонах трансформаторів (110 кВ та 10 кВ), а також на входах/виходах ліній електропередачі та на шинах розподільчих пристроїв. Це забезпечує комплексний захист всього обладнання підстанції.

Обмежувачі перенапруг (ОПН) здійснюють захист високовольтного обладнання (трансформаторів, вимикачів, роз'єднувачів, вимірювальних трансформаторів) від небезпечних комутаційних та грозових перенапруг.

Таблиця 1.8 – Технічні параметри ОПН типу PEXLIM R

Номінальна напруга, кВ	110/10,5
Найбільша тривало допустима робоча напруга, кВ	115/12
Механічна міцність, Нм	1600
Клас енергоемності	Клас 2
Номінальний розрядний струм, кА	10
Здатність витримувати імпульсний струм НН/ВН, кА	600/100
Залишкова напруга, кВ	До 225

ОПН для сторон 110 кВ та 10,5 кВ виберемо марки ABB Hitachi Energy – PEXLIM R (технічні параметри в табл. 1.8).

PEXLIM R [9] ідеально підходить для захисту обладнання, де потрібна ефективна, але не найвища енергоємність порівняно з класами Q або P. PEXLIM R є надійним та економічним рішенням для широкого спектра застосувань, де потрібен ефективний захист від перенапруг з перевагами полімерної ізоляції.

1.6 Заземлювачі

Заземлювальна система підстанції є комплексним інженерним рішенням, розробка та будівництво якого суворо регламентується нормативними документами (ПУЕ, ДСТУ), щоб забезпечити високий рівень електробезпеки та надійності. Їхнє призначення полягає у забезпеченні надійного електричного з'єднання частин електроустановки із землею.

Використаємо заземлювачі типу ЗОН-110 (таблиця 1.9).

Таблиця 1.9 – Заземлювач типу ЗОН-110

$U_{ном.}$, В	$U_{максроб.}$, В	$I_{ном}$, А	Струм термічної стійкості, кА/с	Струм електродинамічної стійкості, кА
110	126	400	6,3	15,75

Заземлювач на підстанції 110/10 кВ виконує функції захисту від ураження ел. струмом, захисту електрообладнання від перенапруг, забезпечення нормальних та аварійних режимів роботи. Основна функція ЗОН-110 – це створення видимого розриву та надійного заземлення ділянок електричної мережі або обладнання. Він є ключовим елементом системи безпеки на підстанціях, що забезпечує захист персоналу під час ремонтних та профілактичних робіт.

1.7 Вимірювальні трансформатори струму та напруги

1.7.1 Вимірювальні трансформатори струму

ТТ перетворюють великі значення первинного струму в пропорційні менші вторинні струми. Стандартизовані вторинні струми зазвичай становлять 5 А або 1 А. ТТ мають кілька вторинних обмоток для різних цілей: вимірювання (з високим класом точності 0,2 або 0,5 для комерційного обліку) та релейного захисту (з класами точності 5P або 10P, що гарантують точність при великих струмах

короткого замикання).

На стороні 110 кВ використовуються масляні ТТ з порцеляновою або полімерною ізоляцією. Їхній номінальний первинний струм може бути від 50 А до 2000 А, залежно від навантаження лінії чи трансформатора, а номінальний вторинний — 5 А. На стороні 10 кВ застосовуються ТТ з литою ізоляцією, які є компактнішими та безпечнішими для внутрішньої установки в КРУ ТОЛ-10, ТПЛ-10. Їхній номінальний первинний струм може варіюватися від 5 А до 3000 А і більше, а вторинний струм також 5 А або 1 А.

1.7.2 Вимірювальні трансформатори напруги

На стороні 110 кВ, де напруга може сягати 123 кВ (максимальна робоча напруга), використовуються однофазні масляні індуктивні ТН каскадного типу з порцеляновою або полімерною ізоляцією, призначені для зовнішньої установки.

Виберемо ВТН типу НКФ-110 (табл. 1.10), вони підключені між фазою та землею (оскільки 110 кВ мережа зазвичай має глухозаземлену нейтраль).

Таблиця 1.10 – Технічні дані НКФ-110

Тип	$U_н$, В	$U_{ном}$, В	$U_{ном\ осн}$, В	$S_{ном}$, ВА	$S_{тран}$, ВА
НКФ-110	10	10000	100/√3	400	630

Основна вимірювальна обмотка: З класом точності 0,2 або 0,5, призначена для комерційного обліку та точних вимірювань. Її номінальна вторинна напруга зазвичай становить 100/√3 В.

Додаткова обмотка: З класом точності 3P або 6P, призначена для релейного захисту та автоматики. Її номінальна вторинна напруга часто становить 100 В.

Відкритий трикутник: Деякі ТН також мають додаткову обмотку, з'єднану в розімкнений трикутник (або "відкритий трикутник"), яка видає напругу 3U0 (напругу нульової послідовності), що використовується для захисту від однофазних замикань на землю.

Трансформатор має каскадну схему виконання, що дозволяє рівномірно розподілити напругу по елементах ізоляції. Це досягається завдяки тому, що

первинна обмотка розподілена по кількох магнітопроводах (для 110 кВ це зазвичай одноблочна конструкція). Активна частина (обмотки та магнітопровід) розміщена у герметично закритій порцеляновій покришці, заповненій трансформаторним маслом, яке служить для охолодження та додаткової ізоляції.

На стороні 10 кВ, переважно у комірках комплектних розподільчих пристроїв (КРУ) внутрішньої установки, використовуються індуктивні ТН з литою ізоляцією (епоксидний компаунд). Вони більш компактні, не потребують обслуговування і безпечні для закритих приміщень.

Для напруги 10 кВ встановлюємо ЗНОЛ-10 —заземлюваний однофазний трансформатор напруги з литою ізоляцією, призначений для роботи в електричних мережах з номінальною напругою 10 кВ.

Таблиця 1.11 – Технічні дані ЗНОЛ-10

Тип	$U_{макс.роб}$, кВ	$U_{ном\ осн}$, В	$U_{ном\ втор}$, В	$S_{ном}$, ВА	Клас точності
ЗНОЛ-10	12	10000/√3	100/√3	300	0,2; 0,5

ЗНОЛ-10 є надійним і широко застосовуваним вимірювальним трансформатором напруги, що забезпечує точність вимірювань та ефективну роботу систем захисту в розподільчих мережах 10 кВ.

1.8 Вимірювальні прилади на ПС

Вимірювальні прилади підключаються до вторинних обмоток трансформаторів струму (ТТ) та трансформаторів напруги (ТН), які знижують високі первинні значення до безпечних стандартних рівнів (наприклад, 5 А для струму та 100 В для напруги). Вимірювальні прилади надають оперативному персоналу та системам автоматизації необхідну інформацію про поточні електричні параметри.

На підстанції 110/10 кВ встановлені такі основні вимірювальні прилади:

Амперметри: Встановлюються на щитах керування, у комірках КРУ/КРП на сторонах 110 кВ та 10 кВ.

Вольтметри: Аналогічно амперметрам, на щитах керування. Часто мають

перемикачі для вимірювання лінійних або фазних напруг.

Типи: Аналогові або цифрові.

Ватметри та Варметри (Лічильники активної та реактивної потужності):

Розміщення: На вводах ліній, силових трансформаторах, а іноді й на відхідних фідерних приєднаннях.

Лічильники електричної енергії:

Типи: Сучасні лічильники є багатотарифними та багатофункціональними, забезпечуючи точний облік та зберігання даних. Вони часто інтегруються в автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ).

Розміщення: На фідерних приєднаннях ліній, трансформаторів та інших точках обліку.

Частотоміри:

Розміщення: На шинах підстанції (на стороні 110 кВ та/або 10 кВ).

Вимірювальні перетворювачі (трансдьюсери):

Типи: перетворювачі струму, напруги, активної потужності, реактивної потужності, частоти тощо.

Пристрої індикації та контролю:

Крім основних вимірювальних приладів, на щитах розташовані різні світлові індикатори, що показують стан вимикачів, роз'єднувачів, спрацювання захистів, наявність напруги та інші важливі параметри.

Сучасні підстанції все частіше використовують мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА), які інтегрують у собі функції вимірювання, захисту, контролю та реєстрації подій. Це дозволяє зменшити кількість окремих приладів, підвищити точність та розширити функціонал.

1.9 Розрахунок струмів короткого замикання

За базисні приймаємо такі умови:

$S_{б} = 1000$ МВА;

$U_{б1} = 115$ кВ; $U_{б2} = 10{,}5$ кВ.

Розрахуємо значення базисних струмів [3,8]:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{б2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}.$$

На рис. 1.2 надено розрахункову схему КЗ на ПС.

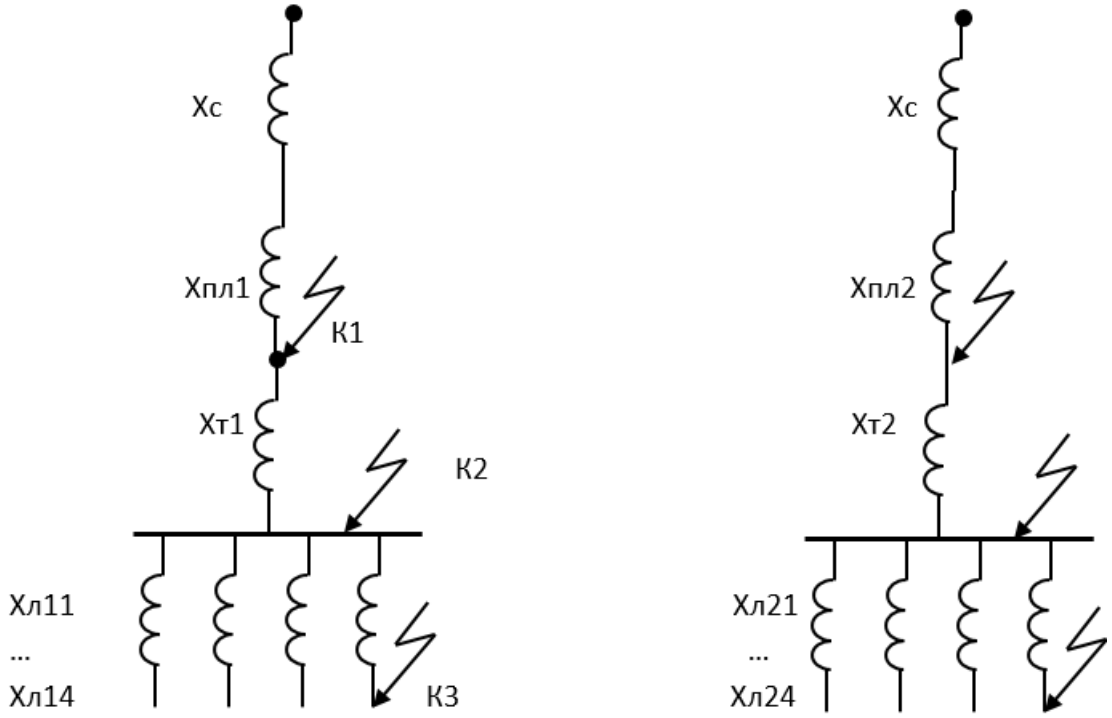

Рисунок 1.2 – Розрахункова схема для нормальної схеми ПС

Значення опору енергосистеми у відносних одиницях становить:

$$X_c = \frac{S_K}{S_б} = \frac{1000}{1000} = 1 \text{ в.о.}$$

ПЛ1 - АС-120/19 має довжину 16,2 км, а друга лінія АС-120/19 – 15,1 кВ. Для цих ліній погонний індуктивний опір буде 0,4 Ом/км[5].

Опір ліній становитиме:

$$X_{Л1} = l_1 \cdot x_0 \cdot \frac{S_б}{U_{СР}^2} = 16,2 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,49 \text{ в.о};$$

$$X_{Л2} = l_2 \cdot x_0 \cdot \frac{S_б}{U_{СР}^2} = 15,1 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,457 \text{ в.о.}$$

Макс. активна потужність приєднаних до ПЛ напругою 10 кВ навантаження і довжина ліній показана в в табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Приєднане до ПЛ напругою 10 кВ активне навантаження та довжина ліній

Параметр	Л11	Л12	Л13	Л14	Л21	Л22	Л23	Л24
Р, кВт	1275	1346	1305	1243	1556	1198	1407	1134
l,км	7,2	4,1	4,6	5,8	3,7	5,4	5,2	6,1

Для кожної з ліній 10 кВ погонний індуктивний опір становить 0,4 Ом/км.

Опір ПЛ напругою 10 кВ становитиме:

$$X_{Л11} = l_{11} \cdot x_0 \cdot \frac{S_б}{U_{CP}^2} = 7,2 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 26,122 \text{ в.о;}$$

$$X_{Л12} = l_{12} \cdot x_0 \cdot \frac{S_б}{U_{CP}^2} = 4,1 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 14,875 \text{ в.о;}$$

$$X_{Л13} = l_{13} \cdot x_0 \cdot \frac{S_б}{U_{CP}^2} = 4,6 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 16,689 \text{ в.о;}$$

$$X_{Л14} = l_{14} \cdot x_0 \cdot \frac{S_б}{U_{CP}^2} = 5,8 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 21,043 \text{ в.о;}$$

$$X_{Л21} = l_{21} \cdot x_0 \cdot \frac{S_б}{U_{CP}^2} = 3,7 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 13,424 \text{ в.о;}$$

$$X_{Л22} = l_{22} \cdot x_0 \cdot \frac{S_б}{U_{CP}^2} = 5,4 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 19,592 \text{ в.о;}$$

$$X_{Л23} = l_{23} \cdot x_0 \cdot \frac{S_б}{U_{CP}^2} = 5,2 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 18,866 \text{ в.о.}$$

$$X_{Л24} = l_{24} \cdot x_0 \cdot \frac{S_б}{U_{CP}^2} = 6,1 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 22,132 \text{ в.о.}$$

Опір обмоток трансформатора типу ТДН-10000/110:

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{u_к}{100} \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \frac{1000}{10} = 10,5 \text{ в.о.}$$

На рис. 1.3 зображено розрахункову схему заміщення ПС в нормальному режимі роботи.

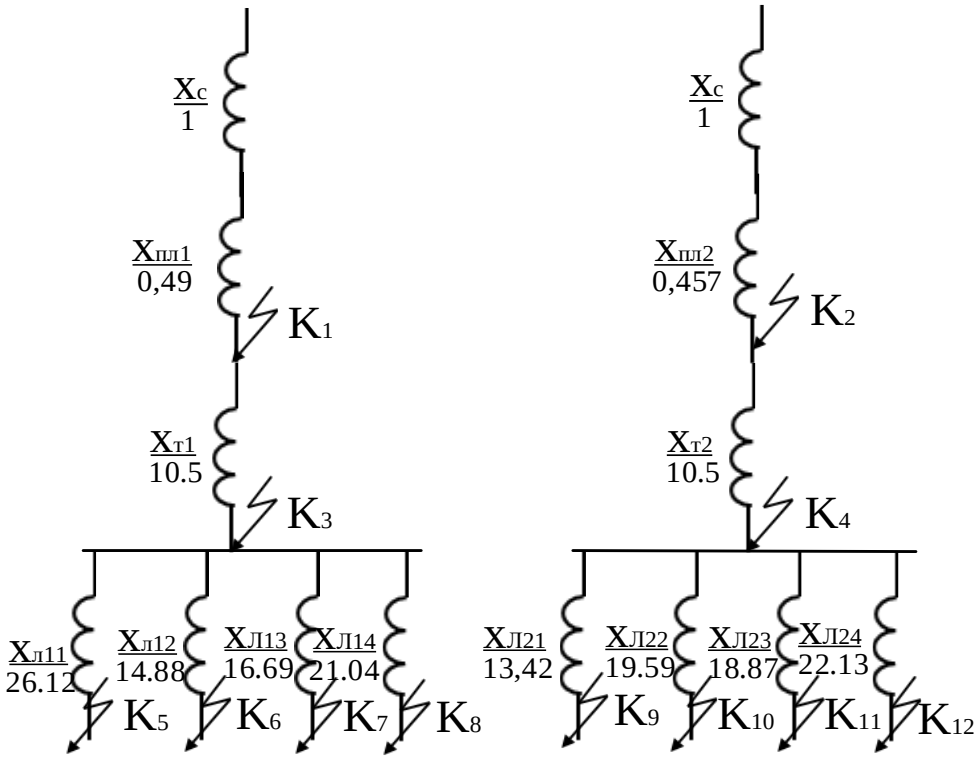

Рисунок 1.3 – Схема заміщення для нормальної схеми ПС

Здійснюємо еквівалентування вихідної схеми відносно точок КЗ, що розглядаються:

$$X_{E\_K1} = X_c + X_{Л1} = 1 + 0,49 = 1,49 \text{ в.о;}$$

$$X_{E\_K2} = X_c + X_{Л2} = 1 + 0,457 = 1,457 \text{ в.о;}$$

$$X_{E\_K3} = X_c + X_{Л1} + X_{T1} = 1 + 0,49 + 10,5 = 11,99 \text{ в.о;}$$

$$X_{E\_K4} = X_c + X_{Л1} + X_{T2} = 1 + 0,457 + 10,5 = 11,957 \text{ в.о;}$$

$$X_{E\_K5} = X_c + X_{Л1} + X_{T1} + X_{Л11} = 1 + 0,49 + 10,5 + 26,122 = 38,112 \text{ в.о;}$$

$$X_{E\_K6} = X_c + X_{Л1} + X_{T1} + X_{Л12} = 1 + 0,49 + 10,5 + 14,876 = 26,865 \text{ в.о;}$$

$$X_{E\_K7} = X_c + X_{Л1} + X_{T1} + X_{Л13} = 1 + 0,49 + 10,5 + 16,689 = 28,679 \text{ в.о;}$$

$$X_{E\_K8} = X_c + X_{Л1} + X_{T1} + X_{Л14} = 1 + 0,49 + 10,5 + 21,043 = 33,033 \text{ в.о;}$$

$$X_{E\_K9} = X_c + X_{Л1} + X_{T2} + X_{Л21} = 1 + 0,49 + 10,5 + 13,424 = 25,414 \text{ в.о;}$$

$$X_{E\_K10} = X_c + X_{Л1} + X_{T2} + X_{Л22} = 1 + 0,49 + 10,5 + 19,592 = 31,582 \text{ в.о;}$$

$$X_{E\_K11} = X_c + X_{Л1} + X_{T2} + X_{Л23} = 1 + 0,49 + 10,5 + 18,866 = 30,856 \text{ в.о.}$$

$$X_{E\_K12} = X_c + X_{Л1} + X_{T2} + X_{Л24} = 1 + 0,49 + 10,5 + 22,132 = 34,122 \text{ в.о.}$$

Знаходимо значення періодичних складових струмів КЗ:

$$I_{П0\_К1} = \frac{E_c^{П}}{X_{E\_К1}} \cdot I_{б1} = \frac{1}{1,49} \cdot 5,02 = 3,369 \text{ кА};$$

$$I_{П0\_К2} = \frac{E_c^{П}}{X_{E\_К2}} \cdot I_{б1} = \frac{1}{1,457} \cdot 5,02 = 3,445 \text{ кА};$$

$$I_{П0\_К3} = \frac{E_c^{П}}{X_{E\_К3}} \cdot I_{б2} = \frac{1}{11,99} \cdot 54,986 = 4,586 \text{ кА};$$

$$I_{П0\_К4} = \frac{E_c^{П}}{X_{E\_К4}} \cdot I_{б2} = \frac{1}{11,957} \cdot 54,986 = 4,599 \text{ кА};$$

$$I_{П0\_К5} = \frac{E_c^{П}}{X_{E\_К5}} \cdot I_{б2} = \frac{1}{38,112} \cdot 54,986 = 1,443 \text{ кА};$$

$$I_{П0\_К6} = \frac{E_c^{П}}{X_{E\_К6}} \cdot I_{б2} = \frac{1}{26,865} \cdot 54,986 = 2,047 \text{ кА};$$

$$I_{П0\_К7} = \frac{E_c^{П}}{X_{E\_К7}} \cdot I_{б2} = \frac{1}{28,679} \cdot 54,986 = 1,917 \text{ кА};$$

$$I_{П0\_К8} = \frac{E_c^{П}}{X_{E\_К8}} \cdot I_{б2} = \frac{1}{33,033} \cdot 54,986 = 1,665 \text{ кА};$$

$$I_{П0\_К9} = \frac{E_c^{П}}{X_{E\_К9}} \cdot I_{б2} = \frac{1}{25,414} \cdot 54,986 = 2,164 \text{ кА};$$

$$I_{П0\_К10} = \frac{E_c^{П}}{X_{E\_К10}} \cdot I_{б2} = \frac{1}{31,582} \cdot 54,986 = 1,741 \text{ кА}.$$

$$I_{П0\_К11} = \frac{E_c^{П}}{X_{E\_К11}} \cdot I_{б2} = \frac{1}{30,856} \cdot 54,986 = 1,782 \text{ кА}.$$

$$I_{П0\_К12} = \frac{E_c^{П}}{X_{E\_К12}} \cdot I_{б2} = \frac{1}{34,122} \cdot 54,986 = 1,611 \text{ кА}.$$

Ударні струми КЗ матимуть наступні значення:

$$i_{уд\_К1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0\_К1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,369 = 7,671 \text{ кА};$$

$$i_{уд\_К2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0\_К2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,445 = 7,844 \text{ кА};$$

$$i_{уд\_К3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0\_К3} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 4,586 = 11,804 \text{ кА};$$

$$i_{уд\_К4} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0\_К4} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 4,599 = 11,837 \text{ кА};$$

$$i_{уд\_К5} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0\_К5} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 1,443 = 3,714 \text{ кА};$$

$$i_{уд\_К6} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0\_К6} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 2,047 = 5,269 \text{ кА};$$

$$i_{уд\_К7} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0\_К7} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 1,917 = 4,934 \text{ кА};$$

$$i_{уд\_К8} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0\_К8} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 1,665 = 4,285 \text{ кА};$$

$$i_{уд\_К9} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0\_К9} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 2,164 = 5,57 \text{ кА};$$

$$i_{уд\_К10} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0\_К10} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 1,741 = 4,481 \text{ кА}.$$

$$i_{уд\_К11} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0\_К11} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 1,782 = 4,587 \text{ кА}.$$

$$i_{уд\_К10} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0\_К10} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 1,611 = 4,147 \text{ кА}.$$

Повні значення струмів КЗ:

$$I_{П\_К1} = I_{П0\_К1} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 3,369\sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 4,449 \text{ кА};$$

$$I_{П\_К2} = I_{П0\_К2} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 3,445\sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 4,55 \text{ кА};$$

$$I_{П\_К3} = I_{П0\_К3} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 4,586\sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 7,022 \text{ кА};$$

$$I_{П\_К4} = I_{П0\_К4} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 4,599\sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 7,042 \text{ кА};$$

$$I_{П\_К5} = I_{П0\_К5} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 1,443\sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 2,21 \text{ кА};$$

$$I_{П\_К6} = I_{П0\_К6} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 2,047\sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 3.135 \text{ кА};$$

$$I_{П\_К7} = I_{П0\_К7} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 1,917\sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 2,935 \text{ кА};$$

$$I_{П\_К8} = I_{П0\_К8} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 1,665\sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 2,55 \text{ кА};$$

$$I_{П\_К9} = I_{П0\_К9} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 2,164\sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 3,314 \text{ кА};$$

$$I_{П\_К10} = I_{П0\_К10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 1,741\sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 2,666 \text{ кА}.$$

$$I_{П\_К11} = I_{П0\_К11} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot \left(K_y - 1\right)^2} = 1,782\sqrt{1 + 2 \cdot \left(1,82 - 1\right)^2} = 2,729 \text{ кА}.$$

$$I_{П\_К12} = I_{П0\_К12} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot \left(K_y - 1\right)^2} = 1,611\sqrt{1 + 2 \cdot \left(1,82 - 1\right)^2} = 2,467 \text{ кА}.$$

В табл. 1.13 зведено отримані результати струмів КЗ.

Таблиця 1.13 – Значення струмів КЗ

1	2	3	4
Місце КЗ	$I_{п0}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{П}$, кА
$К_1$	3.369	7.671	4.449
$К_2$	3.445	7.844	4.55
$К_3$	4.586	11.804	7.022
$К_4$	4.599	11.837	7.042
$К_5$	1.443	3.714	2.21
$К_6$	2.047	5.269	3.135
$К_7$	1.917	4.285	2.935
$К_8$	1.665	3,64	2.55
$К_9$	2.164	5.57	3.314
$К_{10}$	1.741	4.481	2.666
$К_{11}$	1.782	4.587	2.729
$К_{12}$	1.611	4.147	2.467

Висновки по розділу 1

Була описана головна електрична схема з'єднань підстанції 110/10 кВ. Ця підстанція виконує ключову роль у трансформації високої напруги (110 кВ) з магістральних мереж до середньої напруги (10 кВ) для подальшого розподілу споживачам.

До І секції шин 10 кВ та ІІ секції шин 10 кВ приєднано по чотири ПЛ-10 кВ (Л-11-14 та Л-21-24).

Секційний вимикач 10 кВ в нормальному режимі відключений. Секційний вимикач 10 кВ обладнано АВР, що у випадках аварійного знеструмлення одного із навних силових трансформаторів забезпечить безперебійне живлення споживачів.

РУ-110 кВ підстанції виконано згідно схеми два блока із вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії. До шин 110 кВ підходять дві ПЛ напругою 110 кВ.

РУ-10 кВ виконано у вигляді однієї секціонованої вимикачем системи шин. В цій схемі І СШ та ІІ СШ напругою 10 кВ отримують живлення, відповідно, від трансформаторів Т-1,2.

Було вибрано основне обладнання ПС. Розраховані значення КЗ - аварійного режиму роботи підстанції. Визначено ударні струми короткого замкнення. Результати розрахунків зведено в таблицю.

2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ПІДСТАНЦІЇ НАПУГОЮ 110/10 КВ

2.1 Загальні відомості про релейний захист ПС 110/10 кВ

Пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА) є "мозком" підстанції 110/10 кВ, забезпечуючи її безпечну, надійну та безперебійну роботу. Їхнє основне завдання – виявляти пошкодження та анормальні режими в електричній мережі та автоматично відключати пошкоджені елементи, мінімізуючи час переривання електропостачання та запобігаючи поширенню аварії. Історично склалося два основні типи РЗА, які співіснують і досі: електромеханічні та мікропроцесорні.

Електромеханічні пристрої РЗА представляють собою старше покоління захистів, що базуються на використанні електромагнітних реле [3,4]. Ці реле, реагуючи на зміну струму, напруги або інших електричних величин, замикають або розмикають свої контакти, подаючи команду на відключення вимикача. Вони характеризуються простотою конструкції, високою надійністю в роботі за певних умов, а також відносною нечутливістю до електромагнітних завад. Проте, їхні недоліки, такі як громіздкість, високе споживання струму від трансформаторів струму та напруги, складність реалізації складних функцій захисту, необхідність частого обслуговування, а також відсутність можливості самодіагностики та реєстрації подій, призвели до їх поступової заміни. На сучасних підстанціях 110/10 кВ нові об'єкти майже виключно обладнуються новими типами РЗА, хоча електромеханічні реле все ще можна зустріти на старих, немодернізованих підстанціях.

Мікропроцесорні пристрої РЗА (МПРЗА) є сучасним стандартом в енергетиці. Це цифрові пристрої, які на основі мікропроцесорів та програмного забезпечення виконують функції вимірювання, захисту, автоматики, керування, контролю та самодіагностики [6]. Вони приймають аналогові сигнали струму та напруги від вимірювальних трансформаторів, оцифровують їх, а потім, за допомогою складних алгоритмів, аналізують параметри мережі.

При виявленні відхилень від норми, МПРЗА приймають рішення про спрацювання захисту і подають команду на відключення вимикача. До їхніх значних переваг належать: висока точність вимірювань, можливість реалізації широкого спектру захисних функцій в одному пристрої (наприклад, дистанційний захист, диференційний захист, максимальний струмовий захист, захист від замикань на землю), гнучкість налаштування уставок та характеристик, наявність самодіагностики, запис аварійних подій та осцилограм, а також можливість інтеграції в автоматизовані системи керування підстанцією (АСК ТП) через цифрові канали зв'язку (протоколи МЕК 61850). Це значно підвищує надійність, керованість та інформативність енергооб'єкта.

На сучасній підстанції 110/10 кВ основна частина РЗА представлена мікропроцесорними терміналами [7], які виконують функції захисту ліній електропередачі (110 кВ, 10 кВ), силових трансформаторів (диференційний, газовий, струмові захисти), шин (диференційний захист шин), вимикачів (ПРВВ – пристрій резервування відмови вимикача) та іншого обладнання. Вони також реалізують різні види автоматики, такі як автоматичне повторне включення (АПВ), автоматичне включення резерву (АВР), автоматичне частотне розвантаження (АЧР) та інші, що забезпечують оперативність відновлення живлення та підвищують живучість енергосистеми.

2.2 Основні види захистів та автоматики підстанції

Релейний захист на підстанції 110/10 кВ застосовується до кожного основного елемента[6,7]:

Захист ліній 110 кВ:

Дистанційний захист (ДЗ): Основний захист ліній 110 кВ. Він реагує на співвідношення напруги та струму (імпеданс) на вході лінії. Величина імпедансу, виміряна реле, пропорційна відстані до місця короткого замикання. ДЗ має кілька зон дії з різними витримками часу, забезпечуючи селективність.

Струмові відсічки: Швидкодіючі захисти без витримки часу або з мінімальною витримкою, що спрацьовують при струмах короткого замикання, які перевищують певне значення. Застосовуються для захисту найближчої до

підстанції частини лінії.

Максимальний струмовий захист (МСЗ) з витримкою часу: Резервний захист для ліній, що спрацьовує при перевищенні струмом заданої уставки після певної витримки часу.

Захист від замикань на землю: Використовує струми нульової послідовності для виявлення однофазних замикань на землю.

Захист силових трансформаторів 110/10 кВ [10,14]:

Диференційний захист (ДЗТ): Основний захист трансформатора, що реагує на різницю струмів у первинній та вторинній обмотках. При нормальній роботі ця різниця близька до нуля, а при внутрішньому пошкодженні трансформатора вона різко зростає, викликаючи спрацювання захисту. Він має високу чутливість та швидкодію.

Газовий захист: Захист, що реагує на утворення газів у баку трансформатора (наприклад, через перегрів ізоляції, виділення газів внаслідок розкладання масла) або на зниження рівня масла. Встановлюється на трансформаторах з розширювачем.

Максимальний струмовий захист: Використовується як резервний захист трансформатора.

Захист від перевантажень: Контролює температуру обмоток та масла, відключаючи трансформатор при перевищенні допустимих значень.

Захист від замикань на землю (на стороні 10 кВ): Реагує на струми нульової послідовності на виводах 10 кВ.

Захист шин 110 кВ та 10 кВ [14]:

Диференційний захист шин: Високошвидкісний та селективний захист, що виявляє короткі замикання безпосередньо на шинах, порівнюючи суму струмів, що входять та виходять з шин.

Резервні струмові захисти: Захисти, що реагують на струми в елементах, підключених до шин, як резерв для захисту шин.

Захист обладнання 10 кВ (лінії, секції):

Максимальний струмовий захист (МСЗ): Основний захист відхідних ліній 10

кВ, що спрацьовує при перевищенні струму з певною витримкою часу.

Струмові відсічки: Швидкодіючі захисти для ближньої зони лінії.

Захист від замикань на землю: Застосовується для виявлення однофазних замикань на землю в мережах 10 кВ.

Основні види автоматики на ПС 110/10 кВ[16]:

Автоматичне повторне включення (АПВ). Автоматично вмикає вимикач лінії після її відключення захистом. Це дозволяє відновити живлення, якщо пошкодження було тимчасовим (наприклад, перекриття ізоляції від грозового розряду). Для ліній 110 кВ часто застосовується однофазне АПВ.

Автоматичне включення резерву (АВР). Забезпечує автоматичне перемикання живлення споживачів або секцій шин з основного джерела на резервне у разі втрати напруги на основному. Це значно підвищує надійність електропостачання.

Пристрій резервування відмови вимикача (ПРВВ). Якщо вимикач не спрацював на відключення пошкодження за командою захисту, ПРВВ віддає команду на відключення всіх вимикачів, що живлять цю ділянку, для ліквідації аварії.

Автоматичне частотне розвантаження (АЧР). Автоматично відключає частину навантаження підстанції при значному зниженні частоти в енергосистемі, щоб запобігти колапсу.

Автоматичне регулювання напруги: Забезпечується пристроями регулювання під навантаженням (РПН) силових трансформаторів, що підтримують необхідний рівень напруги на шинах 10 кВ.

2.3 Уставки ДЗТ та МСЗ для трансформатора типу ТДН-10000/110

Трансформатори ТДН-10000/110 будуть захищені мікропроцесорним пристроєм типу RET-670[18].

Номінальні струми зі сторін НН і ВН[12]:

$$I_{пер\_ВН} = \frac{S_н}{\sqrt{3} \cdot U_{н\_ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,486 \text{ А};$$

$$I_{пер\_НН} = \frac{S_н}{\sqrt{3} \cdot U_{н\_НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,857 \text{ А}.$$

Встановлені мають такі коефіцієнтами трансформації:

$$n_{вн} = \frac{150}{5} = 30;$$

$$n_{нн} = \frac{600}{5} = 120.$$

Вторинні струми при з'єднанні ТС в «зірку» складуть:

$$i_{вт\_ВН} = \frac{I_{пер\_ВН} \cdot k_{сх}}{k_{ТС\_ВН}} = \frac{103,92 \cdot 1}{30} = 1,75 \text{ А};$$

$$i_{вт\_НН} = \frac{I_{пер\_НН} \cdot k_{сх}}{k_{ТС\_СН}} = \frac{549,857 \cdot 1}{80} = 4,582 \text{ А}.$$

Для отриманих струмів 1,75 А та 4,582 А обираємо ном. струм входу в 5 А. Відносна похибка вирівнювання складає – 0,02.

Коефіцієнт небалансу:

$$k_{р\_нб} = \sqrt{\left(k_{пер.} \cdot \varepsilon\right)^2 \cdot \left[1 + 2 \cdot \left(\Delta U_{рег.} + \Delta f_{вир.}\right)\right] + \left(\Delta U_{рег.} + \Delta f_{вир.}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{0,1^2 \cdot \left[1 + 2 \cdot \left(0,16 + 0,02\right)\right] + \left(0,16 + 0,02\right)^2} = 0,22.$$

Початковий диференційний струм спрацьовування:

$$Id\min = k_{від} \cdot k_{р\_нб} \cdot End\,Section1 = 1,1 \cdot 0,22 \cdot 1,1 = 0,269,$$

де $k_{від}$=1,1 коеф. відбудови;

$k_{р\_нб}$ – коеф. небалансу;

EndSection=1,1 –початковий гальмівний струм.

Значення струму на вводі трансформатора 10 кВ при виникненні трифазного КЗ приведене 110 кВ приймемо 520 А.

Величина диф. струму при КЗ на вводі трансформатора 10 кВ:

$$I_{диф\_р} = \frac{I^{(3)}_{\min}}{I_{пер\_ВН}} = \frac{520}{52,486} = 9,907 \text{ А}.$$

Перевіримо виконання вимоги по чутливості горизонтальної ділянки характеристики диф. захисту:

$$k_ч = \frac{I_{диф\_р}}{I_{диф\_сп}} = \frac{9,907}{0,314} = 31,551,$$

де $I_{диф\_сп}$ – знаходиться по рис. 2.1.

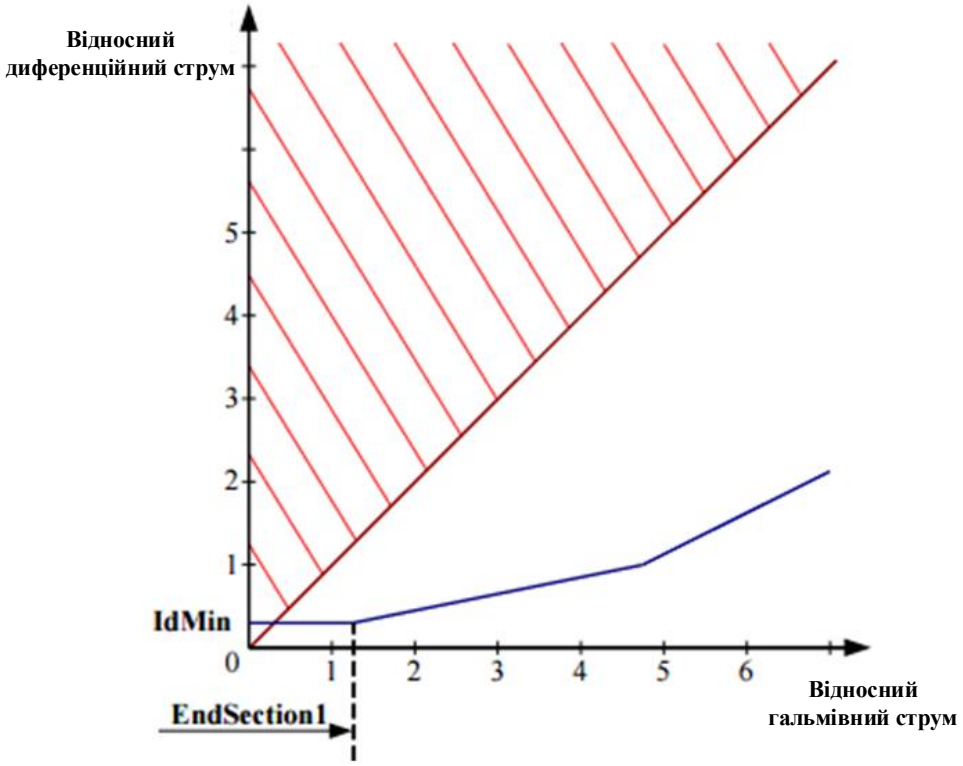

Рисунок 2.1 – Гальмівна характеристика

$31,551 > 2$, то умова чутливості виконана.

Чцтливість на похилих ділянках характеристики гальмування:

$$k_ч = \frac{Id\min}{End\,Sec tion1} = \frac{0,314}{1,1} = 0,285 < 0,5.$$

Виберемо значення струму спрацювання диференційної відсічки (*Idunre)*.

Idunre>500%.

Максимальний струму при КЗ:

$$I_{\max} = \frac{I_{k\_\max}}{I_{пер\_ВН}} = \frac{3445}{52,486} = 65,637 \text{ в.о.}$$

Струм при якому має спрацювати диф. відсічка по умові відбудови:

$$Idunre > k_{від} \cdot k_{нб} \cdot I_{\max} \cdot 100\% = 1,1 \cdot 0,65 \cdot 65,637 \cdot 100\% = 4693\ \%.$$

Максимальне значення 4693% приймемо в якості уставки.

Згідно інструкцій виробника для вибраного терміналу RET 670 приймемо:

- параметр SlopeSection3=50%;
- параметр StabByOption- «завжди»;
- параметр I_2/I_1 ratio=15%;
- параметр I_5/I_1 ratio=24%;
- уставка CrossBlockEn – відключено;
- уставка OpenCNEnable – відключено
- уставка SOFTMode – відключено;
- уставка ZSCSub – відключено;
- уставка NegSegDiffEn – відключено.

Виберемо уставки спрацювання МСЗ, як резервного захисту трансформатора.

Струм спрацювання МСЗ на стороні 110 кВ трансформатора ТДН-10000/110:

$$I_{с.з\_ВН} = \frac{k_{від} \cdot k_{ср} \cdot I_{вн\_\max}}{k_n} = \frac{1{,}1 \cdot 1{,}1 \cdot 52{,}486}{0{,}95} = 66{,}851 \text{ А}.$$

В табл. 2.2 показані налаштування ДЗТ для силового трансформатора ТДН-10000/110.

Таблиця 2.2 – Прийняті праметри ДЗТ

Параметр	Одиниця виміру	Діапазон	За замовчуванням	Прийняте значення
EndSection1	Частка від $I_{ном\_опор}$	0,20-1,50	1,25	1,25
idMin	Частка від $I_{ном\_опор}$	0,10-0,60	0,31	0,31
EndSection2	Частка від $I_{ном\_опор}$	1,00-10,00	3	4,0
SlopeSection2	%	10,00-50,00	40	30
SlopeSection3	%	30,00-100,0	80	45
Idunre	Частка від $I_{ном\_опор}$	1,00-50,00	10	46,93
I2/I1 ratio	%	5-100	15	15
I5/I1 ratio	%	5-100	25	24
CrossBlockEn	–	On; Off	On	Off
SOFTMode	–	On; Off	On	Off
NegSegDiffEn	–	On; Off	On	Off
OpenCNEnable	–	On; Off	On	Off

Коеф. чутливості:

$$k_ч = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{k\_\min}}{I_{с.з\_ВН}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 364}{66{,}851} = 4{,}715.$$

4.715 > 1,5, вимога до чутливості захисту виконана.

Струм спрацювання МСЗ на стороні 10 кВ трансформатора ТДН-10000/110:

$$I_{с.з\_НН} = \frac{k_{від} \cdot k_{сзп} \cdot I_{нн\_\max}}{k_п} = \frac{1{,}1 \cdot 1{,}1 \cdot 549{,}857}{0{,}95} = 700{,}344 \text{ А}.$$

Чутливість захисту для сторони 10 кВ ТДН-10000/110:

$$k_ч = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{k.\min}}{I_{с.з}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1320}{700{,}344} = 1{,}632.$$

1.632 > 1,5, то вимога до чутливості захисту для сторони трансформатора ТДН-10000/110 10 кВ виконана.

2.4 Газовий захист трансформатора ТДН-10000/110

Газовий захист є одним із найважливіших і найчутливіших захистів для масляних силових трансформаторів, таких як ТДН-10000/110. Його особливість полягає в здатності виявляти внутрішні пошкодження на початковій стадії, які можуть бути непомітними для інших видів захисту (наприклад, струмових або диференційних).

Газовий захист ґрунтується на контролі за утворенням газів всередині бака трансформатора та рухом масла. Він реалізований за допомогою спеціального пристрою — газового реле (реле Бухгольца), яке встановлюється в трубопроводі між основним баком трансформатора та розширювачем (маслозбірником).

Накопичення газу: Будь-яке внутрішнє пошкодження трансформатора (наприклад, міжвиткове замикання, перегрів ізоляції, пошкодження активної сталі) супроводжується розкладанням трансформаторного масла та твердої ізоляції, що призводить до утворення газів (водень, метан, етан та інші). Ці гази, будучи легшими за масло, піднімаються вгору і збираються в газовому реле. Коли об'єм газу досягає певної величини, він витісняє масло з верхньої частини реле, що викликає опускання верхнього поплавка. Цей рух поплавка замикає контакт,

подаючи сигнал "легкий газ" (попереджувальний сигнал). Цей сигнал свідчить про початкову стадію розвитку пошкодження.

Потік масла (струменева дія): При більш серйозних пошкодженнях (наприклад, коротких замиканнях в обмотках, пробоях ізоляції) відбувається інтенсивне утворення газу та швидкий потік масла з бака в розширювач. Цей потік масла штовхає спеціальну лопатку або нижній поплавок у газовому реле. Рух цього елемента замикає інший контакт, подаючи команду на відключення трансформатора від мережі (сигнал "сильний газ"). Це відбувається практично миттєво, запобігаючи руйнуванню трансформатора.

Трансформатор ТДН-10000/110 є масляним силовим трансформатором значної потужності. Згідно з нормативними документами (наприклад, ПУЕ), газовий захист є обов'язковим для всіх масляних трансформаторів потужністю понад 1600 кВА, а отже, для ТДН-10000/110 він є одним з основних видів захисту.

Газове реле на ТДН-10000/110 буде мати дві уставки:

Уставка на сигнал (легкий газ): Для накопичення певної кількості газу (наприклад, 150-300 $см^3$).

Уставка на відключення (сильний газ): Для певної швидкості потоку масла (наприклад, 0.6-1.5 м/с) або при значному зниженні рівня масла.

На трансформаторах з пристроями РПН (як ТДН-10000/110), які мають окремий бак з маслом для контакторів РПН, часто встановлюється окреме газове реле для пристрою РПН. Це пов'язано з тим, що пошкодження в РПН можуть призвести до виділення газів і пошкодження ізоляції, і їх потрібно відслідковувати окремо від основного бака трансформатора.

Газовий захист на трансформаторі ТДН-10000/110 забезпечує раннє виявлення та надійне відключення внутрішніх пошкоджень, що є критично важливим для збереження дороговартісного обладнання та забезпечення безперебійності електропостачання.

2.5 Вибір уставок МСЗ та струмової відсічки ПЛ напругою 10 кВ

На рис. 2.2 показана схему з’єднання ТС на різницю струмів фаз.

Визначимо величину первинного та вторинного струму спрацьовування МСЗ.

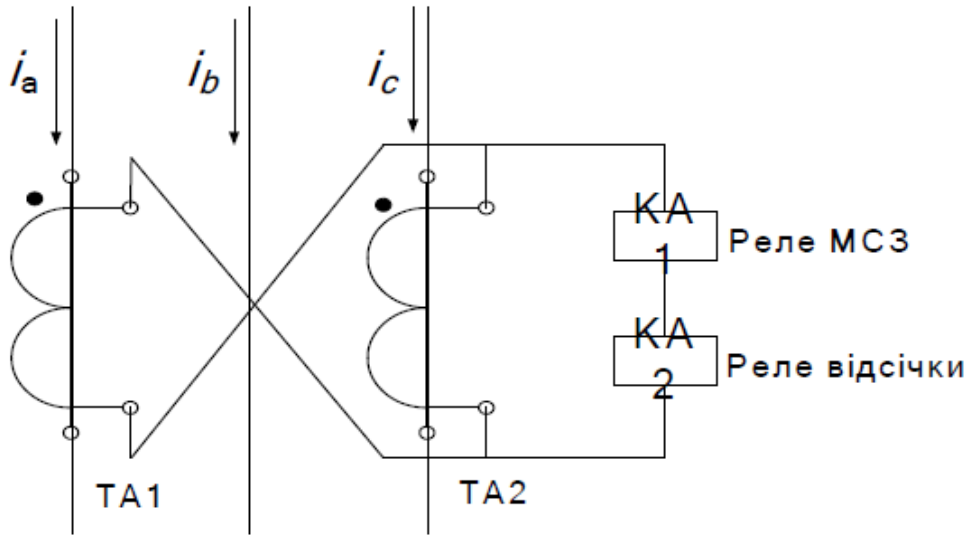

Рисунок 2.2 – Схема з'єднання ТС на різницю струмів фаз [12]

Первинний струм спрацьовування МСЗ Л11:

$$I_{с.з\_Л11} = \frac{k_н \cdot k_з \cdot I_{Л11}}{k_п} = \frac{1{,}15 \cdot 2{,}5 \cdot 73{,}25}{0{,}89} = 236{,}622 \text{ А}.$$

Вторинний струм спрацьовування МСЗ Л11:

$$I_{с.р\_Л11} = \frac{I_{с.з\_Л11} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{236{,}622 \cdot \sqrt{3}}{20} = 20{,}492 \text{ А}.$$

При КЗ в кінці Л11 струм величиною 1310 А. Коефіцієнт чутливості МСЗ Л11:

$$K_{ч\_Л11} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к\_Л11}}{I_{с.з\_Л11} \cdot k_{сх}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1310}{236{,}622 \cdot \sqrt{3}} = 2{,}768.$$

2,768 > 1,5 умова по чутливості виконана.

Первинний струм спрацьовування МСЗ Л12:

$$I_{с.з\_Л12} = \frac{k_н \cdot k_з \cdot I_{Л12}}{k_п} = \frac{1{,}15 \cdot 2{,}5 \cdot 75{,}7}{0{,}89} = 244{,}537 \text{ А}.$$

Вторинний струм спрацьовування МСЗ Л12:

$$I_{с.р\_Л12} = \frac{I_{с.з\_Л12} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{244{,}537 \cdot \sqrt{3}}{20} = 21{,}178 \text{ А}.$$

При КЗ в кінці Л12 струм величиною 1430 А. Коефіцієнт чутливості МСЗ Л12 становить:

$$K_{ч\_Л12} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к\_Л12}}{I_{с.з\_Л12} \cdot k_{сх}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1430}{244{,}537 \cdot \sqrt{3}} = 2{,}924.$$

2,924 > 1,5 то умова по чутливості виконана.

Первинний струм спрацьовування МСЗ Л13:

$$I_{с.з\_Л13} = \frac{k_н \cdot k_з \cdot I_{Л13}}{k_п} = \frac{1{,}15 \cdot 2{,}5 \cdot 76{,}12}{0{,}89} = 245{,}893 \text{ А}.$$

Вторинний струм спрацьовування МСЗ Л13:

$$I_{с.р\_Л13} = \frac{I_{с.з\_Л13} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{245{,}893 \cdot \sqrt{3}}{20} = 21{,}295 \text{ А}.$$

При КЗ в кінці Л13 струм величиною 1580 А. Коеф. чутливості МСЗ Л13 становить:

$$K_{ч\_Л13} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к\_Л13}}{I_{с.з\_Л13} \cdot k_{сх}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1580}{245{,}893 \cdot \sqrt{3}} = 3{,}213.$$

3,213 > 1,5 умова по чутливості виконана.

Первинний струм спрацьовування МСЗ Л14:

$$I_{с.з\_Л14} = \frac{k_н \cdot k_з \cdot I_{Л14}}{k_п} = \frac{1{,}15 \cdot 2{,}5 \cdot 76{,}89}{0{,}89} = 235{,}459 \text{ А}.$$

Вторинний струм спрацьовування МСЗ Л14:

$$I_{с.р\_Л13} = \frac{I_{с.з\_Л13} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{235{,}459 \cdot \sqrt{3}}{20} = 20{,}391 \text{ А}.$$

При КЗ в кінці Л14 струм величиною 1450 А. Коеф. чутливості МСЗ Л13 становить:

$$K_{ч\_Л13} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к\_Л13}}{I_{с.з\_Л13} \cdot k_{сх}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1450}{235{,}459 \cdot \sqrt{3}} = 3{,}079.$$

3,079 > 1,5 умова по чутливості виконана.

Первинний струм спрацьовування МСЗ Л21:

$$I_{с.з\_Л21} = \frac{k_н \cdot k_з \cdot I_{Л21}}{k_п} = \frac{1{,}15 \cdot 2{,}5 \cdot 80{,}4}{0{,}89} = 259{,}719 \text{ А}.$$

Вторинний струм спрацьовування МСЗ Л21:

$$I_{с.р\_Л21} = \frac{I_{с.з\_Л21} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{259{,}719 \cdot \sqrt{3}}{20} = 22{,}492 \text{ А}.$$

При КЗ в кінці Л21 струм дорівнює 1280 А. Коеф. чутливості МСЗ Л21 становить:

$$K_{ч\_Л21} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к\_Л21}}{I_{с.з\_Л21} \cdot k_{сх}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1280}{259{,}719 \cdot \sqrt{3}} = 2{,}464.$$

2,464 > 1,5 то умова по чутливості виконана.

Первинний струм спрацьовування МСЗ Л22:

$$I_{с.з\_Л22} = \frac{k_н \cdot k_з \cdot I_{Л22}}{k_п} = \frac{1{,}15 \cdot 2{,}5 \cdot 73{,}27}{0{,}89} = 236{,}687 \text{ А}.$$

Вторинний струм спрацьовування МСЗ Л22:

$$I_{с.р\_Л22} = \frac{I_{с.з\_Л22} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{236{,}687 \cdot \sqrt{3}}{20} = 20{,}498 \text{ А}.$$

При КЗ в кінці Л22 струм дорівнює 1560 А. Коефіцієнт чутливості МСЗ Л22 становить:

$$K_{ч\_Л22} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к\_Л22}}{I_{с.з\_Л22} \cdot k_{сх}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1560}{236{,}687 \cdot \sqrt{3}} = 3{,}295.$$

3,295 > 1,5 то умова по чутливості виконана.

Первинний струм спрацьовування МСЗ Л23:

$$I_{с.з\_Л23} = \frac{k_н \cdot k_з \cdot I_{Л23}}{k_п} = \frac{1{,}15 \cdot 2{,}5 \cdot 72{,}72}{0{,}89} = 234{,}91 \text{ А}.$$

Вторинний струм спрацьовування МСЗ Л23:

$$I_{с.р\_Л23} = \frac{I_{с.з\_Л23} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{234{,}91 \cdot \sqrt{3}}{20} = 20{,}344 \text{ А}.$$

При КЗ в кінці Л23 струм дорівнює 1320 А. Коеф. чутливості МСЗ Л23 становить:

$$K_{ч\_Л23} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к\_Л23}}{I_{с.з\_Л23} \cdot k_{сх}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1320}{234{,}91 \cdot \sqrt{3}} = 2{,}81.$$

2,81 > 1,5 то умова по чутливості виконана.

Первинний струм спрацьовування МСЗ Л24:

$$I_{с.з\_Л24} = \frac{k_н \cdot k_з \cdot I_{Л24}}{k_п} = \frac{1{,}15 \cdot 2{,}5 \cdot 78{,}1}{0{,}89} = 252{,}289 \text{ А}.$$

Вторинний струм спрацьовування МСЗ Л24:

$$I_{с.р\_Л24} = \frac{I_{с.з\_Л24} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{252{,}289 \cdot \sqrt{3}}{20} = 21{,}849 \text{ А}.$$

При КЗ в кінці Л24 струм дорівнює 1440 А. Коеф. чутливості МСЗ Л23 становить:

$$K_{ч\_Л24} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к\_Л24}}{I_{с.з\_Л23} \cdot k_{сх}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1440}{252{,}289 \cdot \sqrt{3}} = 2{,}854.$$

2,854 > 1,5 то умова щодо чутливості виконана.

Час спрацьовування МСЗ для ПЛ10 кВ - 0,6 с.

Струмові відсічки діють без витримки часу.

Первинні та вторинні струми спрацьовування СВ.

Первинний струм спрацьовування спрацьовування СВ Л11:

$$I_{с.в\_Л11} = k_{відс} \cdot I_{к\_Л11} = 1{,}25 \cdot 1310 = 1637{,}5 \text{ А}.$$

Вторинний струм спрацьовування СВ Л11:

$$I_{ср.св\_Л11} = \frac{I_{с.в\_Л11} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{1637{,}5\sqrt{3}}{20} = 141{,}812 \text{ А}.$$

Первинний струм спрацьовування СВ Л12:

$$I_{с.в\_Л12} = k_{відс} \cdot I_{к\_Л12} = 1{,}25 \cdot 1430 = 1787{,}5 \text{ А}.$$

Вторинний струм спрацьовування СВ Л12:

$$I_{ср.св\_Л12} = \frac{I_{с.в\_Л12} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{1787,5 \cdot \sqrt{3}}{20} = 154,802 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацьовування СВ Л13:

$$I_{с.в\_Л13} = k_{відс} \cdot I_{к\_Л13} = 1,26 \cdot 1580 = 1975 \text{ А.}$$

Вторинний струм спрацьовування СВ Л13:

$$I_{ср.св\_Л13} = \frac{I_{с.в\_Л13} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{1975 \cdot \sqrt{3}}{20} = 171,04 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацьовування СВ Л14:

$$I_{с.в\_Л15} = k_{відс} \cdot I_{к\_Л15} = 1,25 \cdot 1450 = 1812,5 \text{ А.}$$

Вторинний струм спрацьовування СВ Л14:

$$I_{ср.св\_Л14} = \frac{I_{с.в\_Л14} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{1812,5 \cdot \sqrt{3}}{20} = 156,967 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацьовування СВ Л21:

$$I_{с.в\_Л21} = k_{відс} \cdot I_{к\_Л21} = 1,25 \cdot 1280 = 1600 \text{ А.}$$

Вторинний струм спрацьовування СВ Л21:

$$I_{ср.св\_Л21} = \frac{I_{с.в\_Л21} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{1600 \cdot \sqrt{3}}{20} = 138,564 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацьовування СВ Л22:

$$I_{с.в\_Л22} = k_{відс} \cdot I_{к\_Л22} = 1,25 \cdot 1560 = 1950 \text{ А.}$$

Вторинний струм спрацьовування СВ Л22:

$$I_{ср.св\_Л22} = \frac{I_{с.в\_Л22} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{1950 \cdot \sqrt{3}}{20} = 168,875 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацьовування СВ Л23:

$$I_{с.в\_Л23} = k_{відс} \cdot I_{к\_Л23} = 1,26 \cdot 1320 = 1650 \text{ А.}$$

Вторинний струм спрацьовування СВ Л23:

$$I_{ср.св\_Л23} = \frac{I_{с.в\_Л23} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{1650 \cdot \sqrt{3}}{20} = 142,894 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацьовування СВ Л24:

$$I_{с.в\_Л24} = k_{відс} \cdot I_{к\_Л24} = 1,25 \cdot 1440 = 1800 \text{ А.}$$

Вторинний струм спрацьовування СВ Л24:

$$I_{ср.св\_Л24} = \frac{I_{с.в\_Л24} \cdot k_{сх}}{k_{ін}} = \frac{1800 \cdot \sqrt{3}}{20} = 155{,}885 \text{ А}.$$

2.6 МСЗ та СВ ліній 10 кВ

Максимальний Струмовий Захист (МСЗ) та Струмова Відсічка (СВ) працюють на принципі контролю величини струму, що протікає по лінії, та призначені для швидкого виявлення та відключення пошкоджень (коротких замикань) і анормальних режимів (перевантажень).

Для забезпечення надійної та безпечної роботи електричних мереж, зокрема ліній 10 кВ, що відходять від підстанції 110/10 кВ, критично важливим є застосування ефективних систем релейного захисту. Основними струмовими захистами ліній 10 кВ є Максимальний Струмовий Захист (МСЗ) та Струмова Відсічка (СВ). Ці захисти працюють на принципі контролю величини струму, що протікає по лінії, та призначені для швидкого виявлення та відключення пошкоджень (коротких замикань) і анормальних режимів (перевантажень).

Принцип дії МСЗ полягає у моніторингу струму, що протікає по лінії. Коли струм перевищує заздалегідь встановлену уставку струму спрацьовування (I уст) і залишається вище цієї уставки протягом визначеної витримки часу (t уст), МСЗ подає команду на відключення відповідного вимикача. Витримка часу необхідна для узгодження роботи захистів, розташованих послідовно на різних ділянках мережі.

Захист, розташований ближче до місця пошкодження, повинен спрацювати першим, відключивши мінімальну пошкоджену ділянку, тоді як МСЗ, що знаходиться ближче до джерела живлення (наприклад, на фідері 10 кВ підстанції), повинен мати більшу витримку часу для забезпечення цього принципу. Різниця в часі між сусідніми захистами називається ступенем селективності (Δt), яка для мікропроцесорних реле зазвичай становить 0.2 – 0.4 секунди.

Уставка струму спрацьовування МСЗ обирається таким чином, щоб вона була вищою за максимальний робочий струм лінії, включаючи струми допустимих перевантажень, але нижчою за мінімальний струм короткого замикання в кінці

зони його дії. Це забезпечує надійне спрацьовування при пошкодженнях та уникнення хибних відключень.

Сучасні мікропроцесорні пристрої РЗА дозволяють реалізовувати як незалежні (фіксований час спрацьовування), так і залежні (обернено-часові) характеристики витримки часу, де час спрацьовування зменшується зі збільшенням струму КЗ, що підвищує швидкодію при важких пошкодженнях. Для ліній 10 кВ, що відходять від ПС 110/10 кВ, типовий час спрацювання МСЗ може коливатися від 0.5 до 1.5 секунди, залежно від схеми мережі та вимог до координації захистів.

Струмова відсічка (СВ) є доповнюючим видом струмового захисту, що забезпечує високу швидкодію при близьких і найбільш небезпечних коротких замиканнях на лінії 10 кВ. Її ключова особливість полягає у відсутності витримки часу (або наявності мінімальної технологічної затримки, як правило, 0.02 – 0.04 секунди).

Принцип дії СВ базується на спрацюванні при перевищенні струмом дуже високої уставки, яка свідомо встановлюється вище максимального струму КЗ за трансформаторною підстанцією або на наступній ділянці лінії. Це дозволяє СВ спрацювати миттєво, не чекаючи відпрацювання витримки часу МСЗ, але при цьому її зона дії є обмеженою. СВ захищає лише ту частину лінії, що розташована найближче до місця її встановлення, де струми КЗ є найвищими.

Струмова відсічка виконує функції основного захисту для КЗ у початковій частині лінії та служить резервним захистом для вимикача у разі його відмови. Вона забезпечує швидке відключення струмів КЗ, які становлять найбільшу небезпеку для обладнання та стабільності енергосистеми. Уставка струму спрацювання СВ вибирається вище максимального струму короткого замикання на сусідній ділянці мережі, що дозволяє їй бути селективною по відношенню до цих ділянок, незважаючи на відсутність витримки часу.

Комплексне використання МСЗ та СВ дозволяє досягти оптимального балансу між швидкодією (для швидкого відключення небезпечних пошкоджень) та селективністю (для мінімізації обсягу відключень справного обладнання), що є фундаментальним принципом функціонування релейного захисту. Правильне

налаштування уставок струму та часу цих захистів є ключовим етапом проєктування та пусконалагодження систем РЗА.

Використаємо для захисту високофункціональний та потужний мікропроцесорний терміналом релейного захисту та керування типу REF620. Передня панель пристрою REF620 наведена на рис.2.3[13].

Рисунок 2.3 – Передня панель пристрою REF620

REF620 [13,15] є спеціалізованим реле для керування фідерами. Він може використовуватися для захисту повітряних і кабельних ліній, шинних систем розподільчих підстанцій, а також фідерів, що включають двигуни або батареї конденсаторів.

Застосовується як для основної, так і для резервної функції захисту в радіальних, кільцевих та комірчастих мережах, в тому числі з розподіленою генерацією.

Спектр функцій захисту, що виконує REF620 [15] :

- Максимальний струмовий захист (МСЗ): Фазовий та нейтральний (земляний), з незалежними та залежними часовими характеристиками (наприклад, IEC зворотновішу, дуже зворотновішу, надзвичайно зворотновішу).

- Струмова відсічка (СВ): Швидкодіюча для близьких коротких замикань.

- Захист від замикань на землю: Спрямований та неспрямований, з контролем провідності для підвищеної чутливості та селективності.

- Захист від перевантаження: Термічний захист.

- Захист від перенапруги/зниження напруги: Захист за напругою (надмірна/недостатня).

- Захист від відмови вимикача (рис.2.4).

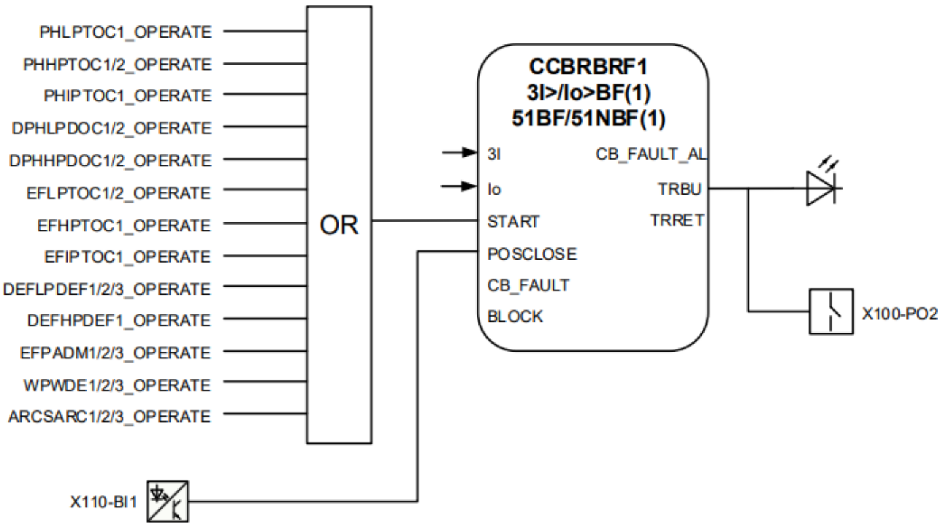

Рисунок 2.4 – ПРВВ

- Захист по дугових замиканнях (опціонально).

- Може також включати функції для захисту з'єднань з розподіленою генерацією (наприклад, вітрові або сонячні електростанції).

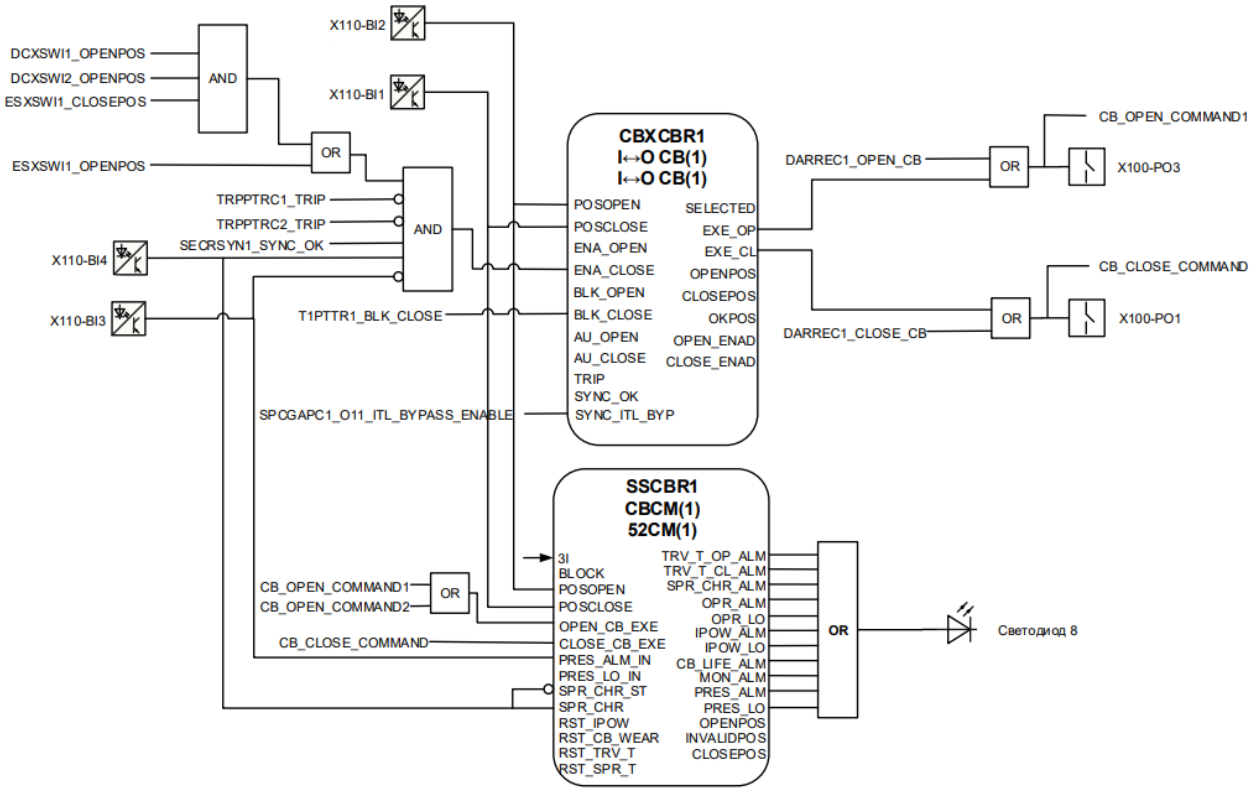

Рисунок 2.5 – Управління і блокування вимикача[13]

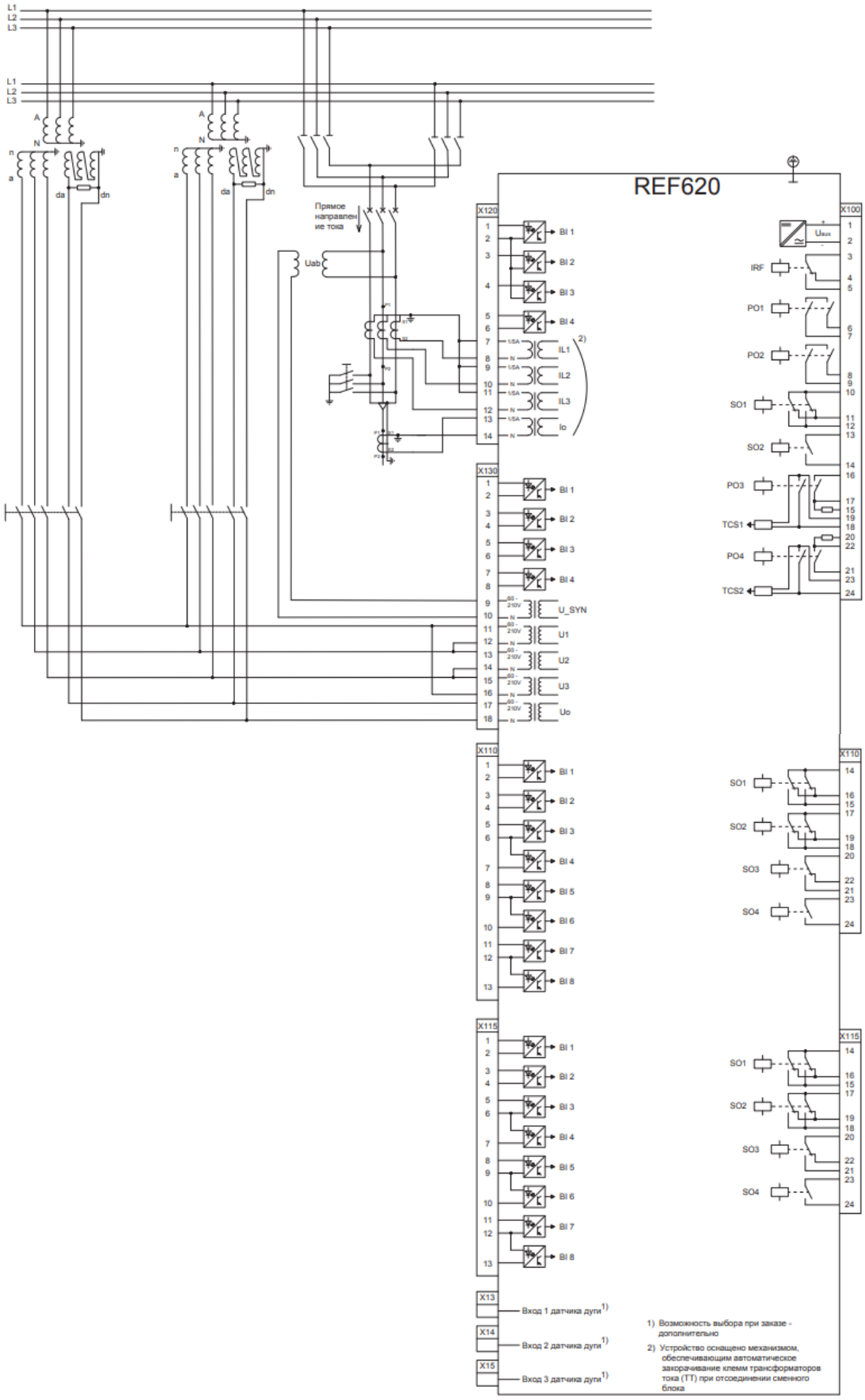

Рисунок 2.6 - Схема підключення REF620 [15] для конфігурації з використанням ТТ та ТН

2.7 Автоматичне повторне вмикання (АПВ)

Автоматичне повторне включення (АПВ) є ключовою функцією релейного захисту та автоматики (РЗА) на підстанції 110/10 кВ, що значно підвищує надійність електропостачання та стабільність роботи енергосистеми. Його застосування базується на статистичних даних: значна частина пошкоджень на повітряних лініях електропередачі (наприклад, міжфазні замикання, замикання на землю через перекриття ізоляції внаслідок грозових розрядів, падіння гілок дерев, схлестування проводів) є короткочасними (самоусуваними). Після відключення лінії захистом, канал дуги деіонізується, і пошкодження зникає. АПВ дозволяє автоматично відновити живлення у таких випадках, мінімізуючи час перерви в електропостачанні.

На підстанції 110/10 кВ АПВ застосовується як для ліній 110 кВ, так і для відхідних ліній 10 кВ, але з певними відмінностями у реалізації та логіці[17].

Лінії 110 кВ є елементами магістральної або міжсистемної мережі. На них важлива не тільки швидкість відновлення, а й підтримка стабільності паралельної роботи енергосистем.

Типи АПВ:

Однофазне АПВ (ОАПВ): Це найбільш поширений тип АПВ на лініях 110 кВ. При виникненні однофазного короткого замикання на землю (яке є найчастішим видом пошкодження), ОАПВ відключає лише одну пошкоджену фазу, дозволяючи двом іншим фазам лінії продовжувати передачу потужності. Через певну паузу, необхідну для згасання дуги між відключеною фазою та землею (деіонізації), пошкоджена фаза повторно вмикається. Якщо пошкодження було тимчасовим, лінія відновлює свою роботу без повного відключення. Якщо пошкодження виявилося стійким, після невдалого ОАПВ відбувається трифазне відключення лінії з блокуванням подальших циклів АПВ. Для ОАПВ необхідні вимикачі з пофазним керуванням (тобто, кожен полюс вимикача керується окремо).

Трифазне АПВ (ТАПВ): Застосовується рідше, ніж ОАПВ, зазвичай для ліній, де відключення всіх трьох фаз не призводить до порушення стабільності системи, або для коротких ліній, де ефективність ОАПВ невисока. При трифазному КЗ або будь-якому іншому типі КЗ, що вимагає відключення всіх трьох фаз, ТАПВ відключає всі три фази, а через певну паузу вмикає їх знову.

Комбіноване АПВ: Поєднує логіку ОАПВ та ТАПВ, дозволяючи вмикати ОАПВ при однофазних КЗ та ТАПВ при багатофазних.

Часові інтервали: Пауза АПВ на лініях 110 кВ може становити від 0.5-0.8 секунди (швидкодіюче АПВ) до кількох секунд (для забезпечення надійного згасання дуги). Кількість циклів АПВ зазвичай обмежується одним або двома.

Тип АПВ на лініях 10 кВ:

На лініях 10 кВ майже виключно застосовується трифазне АПВ (ТАПВ). Це пов'язано з тим, що в мережах 10 кВ (особливо з ізольованою нейтраллю або з компенсацією ємнісних струмів), однофазні замикання на землю можуть не відключатися відразу (при певних умовах), або ж швидко перерости у міжфазні. Крім того, економічно недоцільно застосовувати вимикачі з пофазним керуванням на цьому класі напруги.

Часові інтервали: Пауза АПВ на лініях 10 кВ зазвичай становить від 0.3-0.5 секунди до 2-3 секунд, залежно від вимог до селективності та типу релейного захисту. Може бути реалізовано до 2-3 циклів АПВ (наприклад, АПВ1 та АПВ2 з різними витримками часу).

Загальні принципи роботи АПВ на ПС 110/10 кВ:

Умови пуску АПВ: АПВ пускається при відключенні вимикача лінійним захистом (МСЗ, ДЗ, СЗЗ та ін.).

Блокування АПВ: Схема АПВ повинна блокуватися при певних умовах, щоб уникнути небезпечних ситуацій:

При ручному відключенні вимикача оперативним персоналом.

При спрацюванні внутрішніх захистів обладнання (наприклад, газового захисту трансформатора, диференційного захисту шин), які свідчать про стійке та серйозне пошкодження.

При несправності вимикача або його приводів.

Контроль напруги: АПВ може мати функцію контролю напруги на лінії перед повторним включенням (наприклад, контроль відсутності напруги або контроль синхронізму). Це дозволяє уникнути некоректного включення та подальшої аварії.

Вихід АПВ у готовність: Після успішного циклу АПВ або після закінчення всіх спроб (невдалого АПВ) схема АПВ повинна автоматично повертатися в стан готовності до наступного спрацювання.

На сучасних підстанціях 110/10 кВ функція АПВ інтегрована в мікропроцесорні термінали релейного захисту (наприклад, серії Relion від ABB, SIPROTEC від Siemens та ін.), що забезпечує гнучке налаштування, високу надійність та зручність експлуатації.

2.8 Джерела оперативного струму

На підстанції 110/10 кВ наявність надійних джерел оперативного струму є критично важливою умовою для забезпечення безперебійної роботи, безпеки та функціонування всіх систем керування, захисту, автоматики, зв'язку, сигналізації та аварійного освітлення. Ці системи повинні функціонувати навіть у разі повного знеструмлення підстанції або втрати зовнішнього живлення.

2.8.1 Джерела постійного оперативного струму (ДПС)

Постійний оперативний струм є найбільш надійним і використовується для живлення життєво важливих систем, таких як:

- Пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА).
- Приводи вимикачів (для ввімкнення та вимкнення).
- Сигналізація (світлова та звукова).
- Автоматика (АПВ, АВР та ін.).
- Системи зв'язку (телефон, радіозв'язок).
- Аварійне освітлення.

Основні елементи системи постійного оперативного струму:

Акумуляторні батареї є основним джерелом безперебійного живлення постійного струму. Вони забезпечують енергію для всіх споживачів у разі

зникнення змінного оперативного струму (наприклад, при зникненні напруги на трансформаторах власних потреб).

Зарядно-підзарядні пристрої (ЗПП) / Випрямлячі:

Перетворюють змінний струм власних потреб підстанції на постійний струм необхідної напруги.

Виконують дві основні функції: підзаряд і живлення споживачів

На підстанції зазвичай встановлюють два ЗПП (основний та резервний), які можуть працювати паралельно або в режимі "гарячого резерву".

Щит постійного струму (ЩПС):

Центральний розподільчий пристрій системи постійного оперативного струму.

Функції:

- Розподіл постійного струму від АБ та ЗПП до всіх споживачів.

- Захист відхідних ліній від коротких замикань та перевантажень за допомогою автоматичних вимикачів постійного струму.

- Моніторинг параметрів (напруги, струму) на шинах та відхідних лініях.

- Контроль стану ізоляції (особливо важливий у мережах з ізольованою нейтраллю постійного струму).

2.8.2 Джерела змінного оперативного струму

Змінний оперативний струм використовується для живлення менш критичних споживачів власних потреб підстанції, таких як:

- Системи освітлення (основне, не аварійне).

- Системи опалення, вентиляції, кондиціонування.

- Електродвигуни насосів, компресорів.

- Розетки для інструментів.

- Комп'ютери та офісне обладнання (через ДБЖ).

Джерела змінного оперативного струму:

Трансформатори власних потреб (ТВВ / ТСН):

Це понижуючі трансформатори, що живляться від шин підстанції (наприклад, 10 кВ).

Зазвичай встановлюється два трансформатори власних потреб (робочий та резервний), що живляться від різних секцій шин або різних джерел, з автоматичним включенням резерву (АВР) для забезпечення надійності.

Вихідна напруга: 0.4 кВ (380/220 В).

Щит власних потреб (ЩВП):

Розподільчий пристрій для змінного оперативного струму.

Забезпечує розподіл електроенергії до всіх споживачів змінного струму та їх захист.

Джерела безперебійного живлення (ДБЖ / UPS):

Використовуються для живлення особливо важливих споживачів змінного струму, які не можуть допускати навіть короткочасних перерв (наприклад, сервери, комп'ютери SCADA-систем, телекомунікаційне обладнання).

ДБЖ отримує живлення від ЩВП, а в разі зникнення змінного живлення переходить на роботу від власних акумуляторних батарей.

Організація джерел оперативного струму на ПС 110/10 кВ є складною системою, що проєктується з високими вимогами до надійності та резервування, щоб забезпечити безперебійне функціонування критично важливого обладнання навіть в аварійних ситуаціях.

2.9 АВР

Автоматичне введення резерву (АВР) на підстанції 110/10 кВ займається підвищення надійності електропостачання споживачів та власних потреб підстанції. Принцип дії АВР полягає в автоматичному перемиканні споживачів з основного джерела живлення на резервне у разі зникнення напруги або її значного зниження на основному джерелі. Це дозволяє мінімізувати або повністю уникнути перерв у живленні.

На підстанції 110/10 кВ АВР реалізується на різних рівнях [18]:

1. АВР секцій шин 10 кВ

Це найбільш поширений вид АВР на розподільчих підстанціях. На більшості підстанцій 110/10 кВ передбачається дві секції шин 10 кВ, з'єднані між собою секційним вимикачем. Кожна секція, як правило, живиться від окремого силового

трансформатора 110/10 кВ.

Схема:

- Секція 1 шин 10 кВ, що живиться від трансформатора Т1.

- Секція 2 шин 10 кВ, що живиться від трансформатора Т2.

- Секційний вимикач (СВ) 10 кВ, що з'єднує Секцію 1 і Секцію 2. Зазвичай СВ працює в нормально розімкненому стані, щоб обмежити струми короткого замикання.

На рис. 2.5 показана часова діаграма роботи АВР при відключення одного із силових трансформаторів.

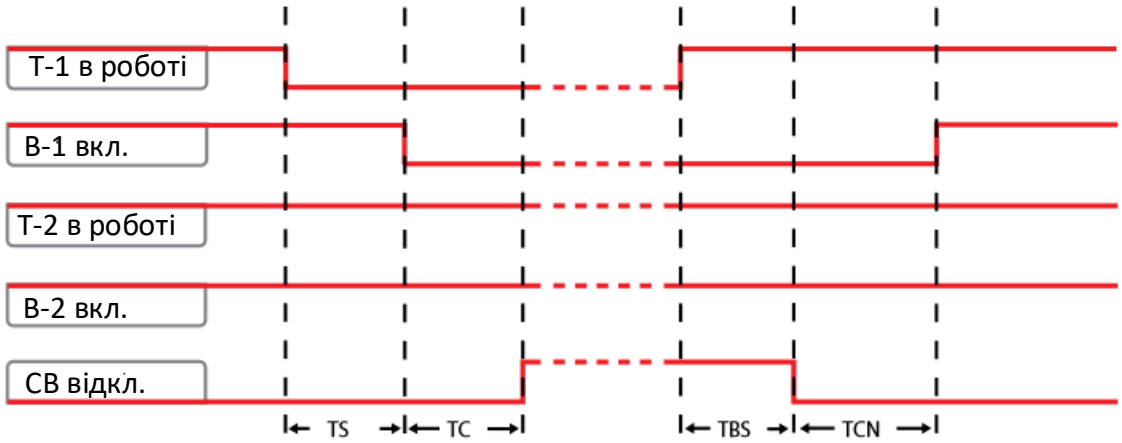

Рисунок 2.5 – Часова діаграма роботи АВР при відключення одного із силових трансформаторів

Логіка роботи АВР секцій шин 10 кВ:

Вихідний стан: Обидва силові трансформатори (Т1 і Т2) працюють, живлячи свої секції шин 10 кВ, а секційний вимикач 10 кВ розімкнений.

Умова спрацювання: Зникнення напруги (або її зниження нижче допустимого рівня) на одній з секцій шин (наприклад, на Секції 1) внаслідок відключення трансформатора Т1 (через внутрішнє пошкодження, дію захистів 110 кВ тощо).

Дія АВР:

Фіксується зникнення напруги на Секції 1.

Перевіряється наявність напруги на Секції 2 (резервній).

Якщо напруга на Секції 2 є, то з витримкою часу (для забезпечення селективності та виходу з ладу несправності) подається команда на ввімкнення

секційного вимикача 10 кВ.

Таким чином, навантаження Секції 1 переходить на живлення від трансформатора Т2 через Секцію 2, відновлюючи електропостачання.

Повернення в нормальний режим (при необхідності): Після відновлення напруги на основному джерелі (Т1), може бути передбачена логіка зворотного АВР (з односторонньою або двосторонньою дією) для повернення до початкової схеми роботи (роз'єднання секцій).

2. АВР трансформаторів власних потреб (ТВВ / ТСН)

Система власних потреб підстанції (освітлення, опалення, системи РЗА, зв'язку, приводи вимикачів) є критично важливою. Вона також проектується з резервуванням.

Схема:

Зазвичай встановлюється два трансформатори власних потреб (ТВВ1 та ТВВ2), що живляться від різних секцій шин 10 кВ (або безпосередньо від трансформаторів 110/10 кВ чи від різних ліній 10 кВ).

Споживачі власних потреб підключаються до відповідних шин Щита Власних Потреб (ЩВП), які також можуть бути секціоновані і з'єднані секційним вимикачем.

Логіка роботи АВР ТВВ:

Вихідний стан: ТВВ1 є робочим, ТВВ2 — резервним, або обидва працюють паралельно, живлячи свої секції ЩВП, з розімкненим секційним вимикачем ЩВП.

Умова спрацювання: Зникнення напруги або значне її зниження на робочому ТВВ (наприклад, ТВВ1) або на секції ЩВП, яку він живить.

Дія АВР:

Якщо живлення від ТВВ1 втрачено, АВР перевіряє наявність напруги від ТВВ2. За наявності напруги від ТВВ2, з витримкою часу, вмикається вимикач ТВВ2 (якщо він був вимкнений) або секційний вимикач ЩВП (якщо секції ЩВП були роз'єднані). Це забезпечує безперебійне живлення власних потреб підстанції.

Блокування АВР при певних аваріях (наприклад, при стійких коротких замиканнях на шинах, коли вмикання СВ лише погіршить ситуацію).

Висновки по розділу 2

На сучасній підстанції 110/10 кВ основна частина РЗА представлена мікропроцесорними терміналами, які виконують функції захисту ліній електропередачі (110 кВ, 10 кВ), силових трансформаторів (диференційний, газовий, струмові захисти), шин (диференційний захист шин), вимикачів (ПРВВ – пристрій резервування відмови вимикача) та іншого обладнання. Вони також реалізують різні види автоматики, такі як автоматичне повторне включення (АПВ), автоматичне включення резерву (АВР), автоматичне частотне розвантаження (АЧР) та інші, що забезпечують оперативність відновлення живлення та підвищують живучість енергосистеми.

Основним об’єктом захисту підстанції є мікропроцесорний термінал типу REF620. Були розраховані та вибрані уставки для роботи данного пристрою.

REF620 виконує на підстанції такі функції:

- Максимальний струмовий захист (МСЗ): Фазовий та нейтральний (земляний), з незалежними та залежними часовими характеристиками (наприклад, IEC зворотновішу, дуже зворотновішу, надзвичайно зворотновішу).

- Струмова відсічка (СВ): Швидкодіюча для близьких коротких замикань.

- Захист від замикань на землю: Спрямований та неспрямований, з контролем провідності для підвищеної чутливості та селективності.

- Захист від перевантаження: Термічний захист.

- Захист від перенапруги/зниження напруги: Захист за напругою (надмірна/недостатня).

- Захист від відмови вимикача.

ВИСНОВКИ

В роботі була досліджена головна електрична схема з'єднань підстанції 110/10 кВ. Ця підстанція виконує ключову роль у трансформації високої напруги (110 кВ) з магістральних мереж до середньої напруги (10 кВ) для подальшого розподілу споживачам.

До І секції шин 10 кВ та ІІ секції шин 10 кВ приєднано по чотири ПЛ-10 кВ (Л-11-14 та Л-21-24).

Секційний вимикач 10 кВ в нормальному режимі відключений. Секційний вимикач 10 кВ обладнано АВР, що у випадках аварійного знеструмлення одного із навних силових трансформаторів забезпечить безперебійне живлення споживачів.

РУ-110 кВ підстанції виконано згідно схеми два блока із вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії. До шин 110 кВ підходять дві ПЛ напругою 110 кВ.

РУ-10 кВ виконано у вигляді однієї секціонованої вимикачем системи шин. В цій схемі І СШ та ІІ СШ напругою 10 кВ отримують живлення, відповідно, від трансформаторів Т-1,2.

Було вибрано основне обладнання ПС. Розраховані значення КЗ - аварійного режиму роботи підстанції. Визначено ударні струми короткого замкнення. Результати розрахунків зведено в таблицю.

На сучасній підстанції 110/10 кВ основна частина РЗА представлена мікропроцесорними терміналами, які виконують функції захисту ліній електропередачі (110 кВ, 10 кВ), силових трансформаторів (диференційний, газовий, струмові захисти), шин (диференційний захист шин), вимикачів (ПРВВ – пристрій резервування відмови вимикача) та іншого обладнання. Вони також реалізують різні види автоматики, такі як автоматичне повторне включення (АПВ), автоматичне включення резерву (АВР), автоматичне частотне розвантаження (АЧР) та інші, що забезпечують оперативність відновлення живлення та підвищують живучість енергосистеми.

Основним об’єктом захисту підстанції є мікропроцесорний термінал типу REF620. Були розраховані та вибрані уставки для роботи данного пристрою.

REF620 виконує на підстанції такі функції:

- Максимальний струмовий захист (МСЗ): Фазовий та нейтральний (земляний), з незалежними та залежними часовими характеристиками (наприклад, IEC зворотновішу, дуже зворотновішу, надзвичайно зворотновішу).

- Струмова відсічка (СВ): Швидкодіюча для близьких коротких замикань.

- Захист від замикань на землю: Спрямований та неспрямований, з контролем провідності для підвищеної чутливості та селективності.

- Захист від перевантаження: Термічний захист.

- Захист від перенапруги/зниження напруги: Захист за напругою (надмірна/недостатня).

- Захист від відмови вимикача.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Правила улаштування електроустановок : 2017. – Офіц. вид. – К.:Форт : Мінпаливенерго України. 2017. — 20 с.
2. Неклєпаєв Б. Н. Електрична частина електростанцій та підстанцій: Довідкові матеріалии для курсового та дипломного проектування. Навчальний посібник для вишів — 3-е вид., перероб. та доп./ Неклєпаєв Б. Н., Крючков І. П. —М.: Енергія, 1999. — 456 с.
3. Буткевич А. Ф. Розрахунки струмів короткого замикання в електричних мережах : навч. посібник / А. Ф. Буткевич. — Київ : НТУУ «КПІ», 2008. — 132 с.
4. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2014. – 536 с.
5. Васько А. В. Електричні системи та мережі : підручник / А. В. Васько, В. А. Шинкарук, Р. Я. Прокопович, В. В. Бабко. — Львів : Львівська політехніка, 2021. — 564 с.
6. Ковальов В.М. Релейний захист та автоматика. Навчальний посібник. / В.М. Ковальов - Харків: ХНАМГ, – 2011. – 111 с.
7. Баженов В. М., Одегов М. М. Швидкодіючий релейний захист вузлових схем живлення розподільних мереж. Збірник наукових праць Українського університету залізничного транспорту. Харків: УкрДУЗТ, 2015. Вип. 156. С. 74–79/
8. ДСТУ IEC 60909-0:2020. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 0. Розрахунок струмів (IEC 60909-0:2016, IDT). — [Чинний від 2020–10–01]. — Київ : Держспоживстандарт України, 2020. — 72 с.
9. Методичні вказівки по вибору параметрів спрацювання пристрої РЗА виробництва ТОВ «АББ Силові та Автоматизовані Системи», відкрите акціонерне товариство «Федеральна мережева компанія єдиної енергетичної системи», 2011. 184 с.

10. Кулик О. П. Релейний захист та автоматика енергетичних систем : підручник / О. П. Кулик, В. Г. Качан, В. І. Сенько. — Київ : НАУ, 2018. — 480 с.
11. СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільних установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова».
12. Дмитренко О. О. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем «Розрахунок параметрів пристроїв АПВ, АВР»; Методичні вказівки до виконання модульної контрольної роботи. – Київ: НТУУ «КПІ», 2014. – 22 с.
13. REF620. Feeder protection and control. ABB. URL: https://new.abb.com/medium-voltage/substation-automation/products/feeder-protection-and-control/ref620 (дата звернення: 06.06.2025).
14. Чорний О. П. Релейний захист та автоматизація електроенергетичних систем : підручник / О. П. Чорний, О. О. Чорний. — Київ : НТУУ «КПІ», 2014. — 480 с.
15. ABB REF620. Захист і керування фідера. Каталог продукції. [Б. м.] : ABB, [2022]. 8 с. URL: https://new.abb.com/medium-voltage/substation-automation/products/feeder-protection-and-control/ref620 (дата звернення: 06.06.2025).
16. СОУ НЕК 35.101:2018 Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ, ДП «НЕК «Укренерго», 2018 — 66 с.
17. Яндульський О. С., Дмитренко О. О. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем: навч. посіб. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 103 с. 10. Bay control REC670 Application manual, Document ID: 1MRK511190- UEN Issued: June 2010 Revision: C Product version: 1.1. — 40 с.
18. Protective Relaying: Principles J. Lewis Blackburn and Thomas J. Domin, 2015. 482 p.