

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
УКРАЇНИ «КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

«На правах рукопису»
УДК 621.316

До захисту допущено:
Завідувач кафедри
_____ Анатолій МАРЧЕНКО
«09» січня 2024р.

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Управління, захист та автоматизація
енергосистем»**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

на тему: «Релейний захист повітряних ліній 330 кВ»

Виконав:

студент VI курсу, групи ЕК-з21мп
Данилевський Олександр Володимирович

Науковий керівник:

старший викладач
Тимохін Олександр Вікторович

Консультант з охорони праці:

д.т.н., професор
Третякова Лариса Дмитрівна

Консультант з стартапу:

к.т.н., доцент
Красношопка Володимир Володимирович

Рецензент: _____

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____

Київ – 2024 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

«09» січня 2024 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Данилевському Олександру Володимировичу**

1. Тема дисертації «Релейний захист повітряних ліній 330 кВ», науковий керівник дисертації Тимохін Олександр Вікторович, старший викладач, затверджені наказом по університету від «03» листопада 2023 р. № 5136-с
2. Термін подання студентом дисертації «20» грудня 2023 р.
3. Об'єкт дослідження – електрична підстанція 330/150/35/10 кВ «Побузька»
4. Вихідні дані – схема електричних з'єднань ПС 330/150/35/10 кВ «Побузька», стандарти НЕК «УКРЕНЕРГО», технічна документація до пристроїв релейного захисту виробництва АВВ, внутрішня технічна документація.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити – опис електричних з'єднань ПС «Побузька», опис обладнання та релейного захисту ПС «Побузька» розрахунок струмів КЗ у вибраних точках, обґрунтування для проведення модернізації, опис мікропроцесорного пристрою REL 670, розрахунок уставок захисту для REL 670 .
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу – головна схема електричних з'єднань ПС 330/150/35/10 кВ «Побузька», структурна схема ПС із розстановкою всіх захистів на підстанції, розрахунки СКЗ, структурні схеми захистів для ліній (основні), структурні схеми захистів для ліній(резервні), підключення REL 670 до об'єкту захисту, розрахунок уставок захистів.
7. Орієнтовний перелік публікацій – 1 стаття.

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Третякова Лариса Дмитрівна д.т.н., професор		
Стартап	Красношапка Володимир Володимирович к.т.н., доцент		

9. Дата видачі завдання «03» листопада 2023р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Опис електричних з'єднань ПС 330/110/10 кВ «Черкаська»	09.11.2023	
2	Розрахунок струмів КЗ	15.11.2023	
3	Дослідження вже встановлених захистів, обґрунтування для проведення модернізації захистів ПЛ	20.11.2023	
4	Розрахунок уставок спрацювання релейного захисту повітряної лінії 330кВ	26.11.2023	
5	Стартап	04.12.2023	
6	Розділ з хвори праці	09.12.2023	
7	Оформлення пояснювальної записки та графічного матеріалу	19.12.2023	

Студент

Олександр
ДАНИЛЕВСЬКИЙ

Науковий керівник

Олександр
ТИМОХІН

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація виконана на 103 аркушах, 44 таблицях, 45 рисунках, 7 листах графічної частини та має 7 посилань, яка містить 3 основні розділи, стартап проект та розділ охорони праці.

Актуальність теми – в реаліях сьогодення електроенергетичні об'єкти в тому числі і підстанції повинні бути оснащенні новітніми системами захисту. Саме завдяки модернізації в ході, якої замріюються старі електромеханічні захисти на мікропроцесорні забезпечується стабільність роботи енергосистеми і зниження кількості аварійних ситуацій.

Мета дослідження – впровадження захистів на мікропроцесорній платформі на заміну електромеханічним захистам повітряних ліній 330кВ, на електричній підстанції 330/150/35/10 кВ «Побузька».

Об'єкт дослідження – електрична підстанція 330/150/35/10 кВ «Побузька»

Предмет дослідження – релейний захист повітряних ліній 330кВ.

Методи дослідження – методи розрахунку уставок спрацювання мікропроцесорного захисту повітряної лінії на базі мікропроцесорного пристрою від компанії АВВ.

Апробація результатів дисертація – міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів та студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики» 2023р.

Публікації – «Забезпечення надійності електропередачі ліній 330 кВ засобами релейного захисту» Тимохін О.В, Данилевський О.В. Міжнародний науково-технічному журналі «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики».

Ключові слова: КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, МІКРОПРОЦЕСОРНИЙ РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ДИФЕРЕНЦІЙНИЙ ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

ABSTRACT

The master's paper consists of 103 pages, including 44 tables, 45 images, 7 graphic sheets, and 10 references. It is divided into three main sections, a startup project, and a labor protection section.

Relevance of the Topic: Due to the modernization process, wherein old electromechanical protections are replaced by microprocessor-based ones, the stability of the power system and the reduction of emergencies are ensured.

Research Objective: The purpose of the study is to implement microprocessor-based protections, replacing the existing electromechanical safeguards on 330 kV overhead lines at the 330/150/35/10 kV 'Pobuzka' substation.

Research Object: The research focuses on the 330/150/35/10 kV "Pobuzka" electrical substation.

Research Subject: The subject of the study is the relay protection of 330 kV overhead lines.

Research Methods: Calculation methods for the operation settings of microprocessor-based protection for overhead lines, employing a microprocessor device from ABB."

Approbation of Dissertation Results: International Scientific and Technical Conference: 'Modern Problems of Electric Power Engineering and Automation' involving young scientists, graduate students, and students, held in 2023.

Publications: The results were published in the international scientific and technical journal 'Modern Problems of Electrical Engineering and Automation' in an article titled 'Ensuring the Reliability of 330 kV Line Power Transmission with Relay Protection' authored by O.V. Tymokhin and O.V. Danilevsky.

Keywords: SHORT CIRCUIT, RELAY PROTECTION, MICROPROCESSOR RELAY PROTECTION, DIFFERENTIAL PROTECTION OF OVERHEAD LINES.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	11
1- ОГЛЯД ОБ'ЄКТУ ПС 330кВ «ПОБУЗЬКА».....	12
1.1 Технологічне виконання ВРП/ЗРП 330/150/35/10кВ.....	12
1.1.1 ВРП-330кВ.....	13
1.1.2 ВРП-150кВ.....	17
1.1.3 ВРП-35кВ.....	20
1.1.4 ВРП-10кВ.....	22
1.2 Основне електроустаткування ПС 330кВ «Побузька».....	24
1.2.1 Силові трансформатори.....	24
1.2.2 Вимірювальні трансформатори.....	28
1.3 Релейний захист ПС 330кВ «Побузька».....	29
1.3.1 Основні захисти ПЛ 330/150кВ.....	29
1.3.2 Резервні захисти ПЛ 330/150кВ.....	31
1.3.3 Захист автотрансформаторів та трансформаторів.....	32
1.4 Розрахунки струмів КЗ ПС 330кВ «Побузька».....	35
1.5 Висновки до розділу 1.....	44
2 - РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ	45
2.1 Призначення релейного захисту.....	45
2.2 Основні вимоги до релейного захисту	46
2.3 Види релейних захистів ПЛ.....	48
2.3.1 Основні захисти ліній 330/150кВ.....	48
2.3.1.1 Диференційно фазний захист.....	48
2.3.1.2 Поздовжній диференційний захист.....	53
2.3.1.3 Струмовий направлений захист з ВЧ блокуванням.....	54
2.3.1.4 Поперечний диференційний захист.....	55
2.3.2 Резервні захисти ліній 330/150кВ.....	56
2.3.2.1 Дистанційний захист.....	56

2.3.2.2	Струмовий захист нульової послідовності.....	60
2.3.2.3	Струмова відсічка.....	64
2.3.3	Захисти ліній 35/10кВ.....	66
2.3.3.1	Максимальний струмовий захист.....	66
2.3.3.2	Дистанційний захист.....	68
2.3.3.3	Струмова відсічка.....	68
2.4	Висновки до розділу 2.....	69
3	- РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПЛ ПС 330КВ «ПОБУЗЬКА».....	70
3.1	Обрунтування для проведення модернізації.....	70
3.2	Технічні характеристики REL670.....	73
3.3	Розрахунок уставок.....	76
3.3.1	Визначення уставок спрацювання дистанційного захисту.....	77
3.3.1.1	Визначення уставок спрацювання 1-го ступіня ДЗ.....	77
3.3.1.2	Визначення уставок спрацювання 2-го ступіня ДЗ.....	77
3.3.1.3	Визначення уставок спрацювання 3-го ступіня ДЗ.....	78
3.3.1.4	Побудова карти селективності.....	79
3.3.1.5	Вибір уставок СНЗНП.....	80
3.4	Висновки до розділу 3.....	83
4	- РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ДЛЯ ПЛ 330КВ.....	84
4.1	Опис ідеї проекту.....	84
4.2	Технічний аудит проекту.....	85
4.3	Фінансово-економічні дослідження проекту.....	87
4.4	SWOT – аналіз стартап-проекту.....	89
4.5	Розробка маркетингової програми даного стартап-проекту.....	90
4.6	Висновки до розділу 5.....	91
5	- ОХОРОНА ПРАЦІ.....	92
5.1	Загальна характеристика об'єкту.....	92
5.2	Визначення обсягу робіт під час експлуатації	93
5.3	Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях...	93

5.4	Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників	94
5.5	Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці.....	94
5.6	Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	95
5.7	Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.....	97
5.8	Розрахунок параметрів захисного заземлення релейного захисту.	99
5.9	Висновки до розділу 4.....	101
ВИСНОВКИ.....		102
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....		103

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВ – автомат;
АТ – автотрансформатор;
АВР – автоматичне включення резерву;
АЧР – автоматичне частотне розвантаження;
АПВ- автоматичне повторне включення;
БВ – блок випробувальний;
ВН – обмотка високої напруги;
ВРП – відкритий розподільний пристрій;
ВКВ – вакуумний вимикач;
ГРП – головний розподільний пункт;
ГЩК- головний щит керування;
ДБЖ – джерело безперебійного живлення;
ДЗТ – диференційний захист автотрансформатору;
ДФЗ – диференційно фазний захист;
ДЗ – дистанційний захист;
ДЗШ – диференційний захист шин;
ЕВ – елегазовий вимикач;
ЕУ – електроустановка;
ЗІЗ – засоби індивідуального захисту;
ЗРП – закритий розподільний пристрій;
ЗШ – збірна шина;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередач;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
МП – мікропроцесорний пристрій;
МВ – масляний вимикач;
НН – обмотка низької напруги;
ОСШ – обхідна система шин;
ОАПВ – однофазне автоматичне повторне включення;

ПЛ – повітряна лінія;

ПРВВ – пристрій резервного відключення вимикача;

ПУЕ – «Правила улаштування електроустановок» ;

ПВ – повітряний вимикач;

ПЗ – програмне забезпечення;

ПЛ – повітряні лінії;

ПС – підстанція;

РЗА – релейний захист і автоматика;

РЗ – релейний захист;

РП – розподільний пристрій;

РПВ – ручне повторне включення;

РПН – регулювання під навантаженням;

СЗНП – струмовий захист нульової послідовності;

СШ- система шин;

СВ – струмова відсічка;

СН – обмотка середньої напруги;

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТН – трансформатор напруги;

ШАПВ – швидкодіюче автоматичне повторне включення;

ШЗВ – шиноз'єднувальний вимикач;

ЩВП – щит власних потреб;

ЩПС – щит постійного струму;

ВСТУП

Електроенергетична система України – являє собою величезну мережу із промислових та побутових споживачів тому повинна відповідати всім вимогам надійності у реаліях данного часу.

Основними критеріями для електроенергетичної системи завжди були надійність, якість і стабільність у забезпеченні електроенергоенергією. Для задоволення цих критеріїв існує безліч інструментів автоматизації процесу розподілу та контролю якості електроенергії.

Однією із найважливіших складових енергосистеми є релейний захист. Перетворення класу напруг на ПС виконується трансформаторами, які можуть бути пошкоджені внаслідок аварії. Щоб запобігти цьому використовуються пристрої релейного захисту. За допомогою релейного захисту можливий, власне, захист окремих елементів електро-енергетичної мережі та всієї системи вцілому.

За допомогою сучасних технологій стало можливо об'єднати більшість елементів релейного захисту в одну автоматичну систему, в якій роль людини буде відігравати мінімальне значення що відповідно зменшує людський фактор.

Основне призначення релейного захисту – це швидке, селективне та надійне виявлення будь-яких ненормальних режимів та усунення наслідків, а також першопричин таких режимів.

Принцип роботи релейного захисту полягає в постійному моніторингу значень основних параметрів енергосистеми та, в разі виявлення аномальних режимів подачі сигналу на вимкнення вимикачів захищеного обладнання.

Саме для того, щоб забезпечити правильну роботу релейного захисту перш за все треба щоб пристрої релейного захисту відповідали всім вимогам із захисту обладнання, це і стало основною задачею у данному проекті, заміна старих застарілих електромеханічних захистів на сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту, а також проведення розрахунків всіх необхідних параметрів спрацювання захисту.

1 ОГЛЯД ОБ'ЄКТУ ПС 330КВ «ПОБУЗЬКА»

1.1 Технологічне виконання ВРП/ЗРП 330/150/35/10кВ

На підстанції 330кВ «Побузька» доволі типове для свого часу будівництва технологічне виконання відкритих та закритих розподільчих пристроїв, як правило при проектуванні ВРП / ЗРП одними з найважливіших чинників є ремонтпридатність, резервування та модернізаційний запас. Саме цими якостями була наділена дана підстанція на стадії проектування та будівництва. Розглянемо більш детально усі особливості технологічного виконання рис. 1.1

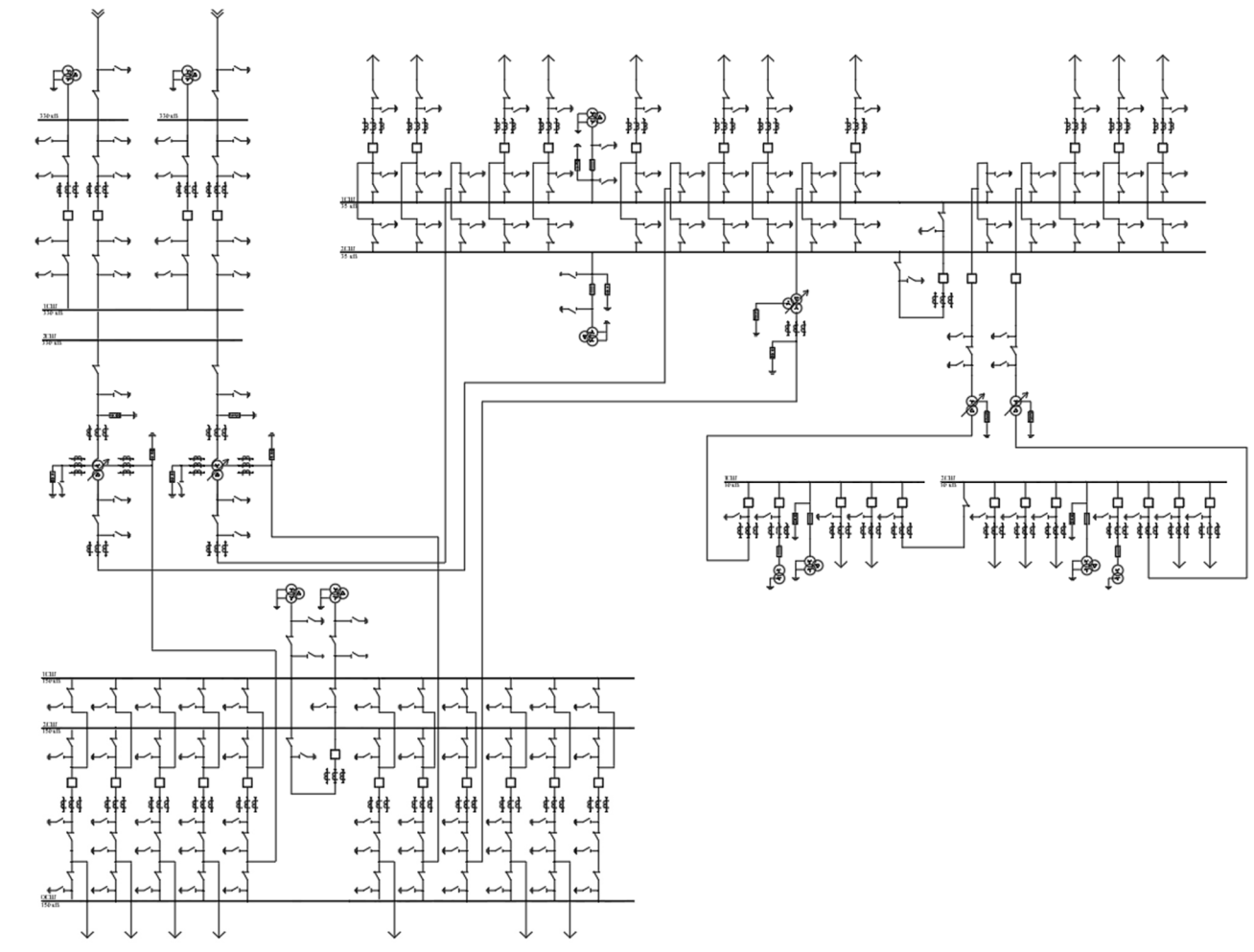


Рисунок 1.1 – Схема ПС 330кВ «Побузька»

1.1.1 ВРП 330кВ

ВРП 330кВ - схема чотирикутника, адаптивна класична схема, яка включає в себе дві системи шин, дві напів-секції, два лінійних приєднання, однорядно розміщені повітряні вимикачі два вимірювальних трансформатора напруги зафіксованих за кожною з напівсекцій 330кВ. Подібна схема виконання дозволяє без значної втрати надійності та без розриву транзиту вивести комірку любого з 4-х вимикачів в ремонт для проведення планового або аварійного ремонту того чи іншого обладнання, що є невід'ємною частиною в процесі експлуатації енергообладнання, розглянемо схему ВРП 330кВ рис. 1.2.

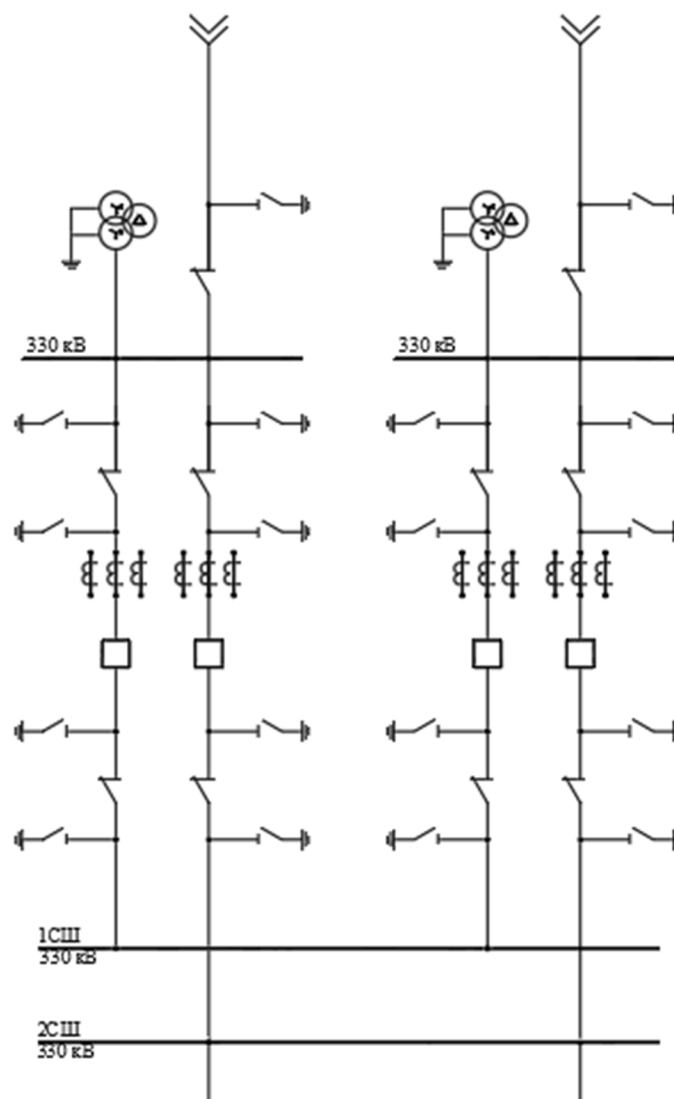


Рисунок 1.2 – Схема ВРП-330кВ

ВРП 330кВ - схема чотирикутника, адаптивна класична схема, яка включає в себе дві системи шин, дві напів-секції, два лінійних приєднання, однорядно розміщені повітряні вимикачі два вимірювальних трансформатора напруги зафіксованих за кожною з напівсекцій 330кВ. Подібна схема виконання дозволяє без значної втрати надійності та без розриву транзиту вивести комірку любого з 4-х вимикачів в ремонт для проведення планового або аварійного ремонту того чи іншого обладнання, що є невід'ємною частиною в процесі експлуатації енергообладнання. Лінійні приєднання, виконані сталесалюмінієвий провідом з полегшеним сталевим осердям (АСО-300)[2], далі у табл. 1.1-1.6 приведенні технічні характеристики розміщеного на ВРП 330кВ обладнання.

Таблиця 1.1 – Технічні характеристики вимикачів.

Технічні характеристики вимикачів	ПВ ВВ-330Б	ПВ ВВН-330-15
Номінальна напруга U_n , кВ	330	330
Номінальний струм I_n , А	2000	2000
Номінальний струм відключення $I_{n \text{ відкл.}}$, кА	20,0	26,2
Власний час відключення полюса, не більше, с	0,06	0,06
Повний час відключення полюса, не більше, с	0,07 – 0,08	0,08
Власний час включення полюса, не більше, с	0,23	0,3
Безструмова пауза при АПВ, с	<0.3	<0.3
Верхня межа тиску, кгс / см ²	21.0	21.0
Нижня межа тиску, кгс / см ²	16.0	16.0
Струм в ланцюзі електромагнітів управління при номінальній напрузі, А:	13,5	10
найбільший пік сталє значення	4,5	4,5

На ВРП 330кВ представлений широкий спектр трансформаторів струму, як масляні так і елегазові, далі розглянемо їх детальні технічні характеристики у табл. 1.2-1.5 .

Таблиця 1.2 – Технічні характеристики ТС 330кВ ТФРМ-330.

Технічні характеристики тр-рів струму	ТФРМ-330
Номинальна напруга U_n , кВ	330
Найбільша робоча напруга $U_{нр}$, кВ	363
Номинальний первинний струм, I_n , А	1000-2000
Найбільший робочий первинний струм, $I_{нр}$, А	1000-2000
Номинальний вторинний струм, $I_{2н}$, А	1
Струм електричної міцності (амплітуда), кА	160
Струм термічної міцності (діюче значення), кА	63
Час протікання струму К.З; т кз, С	1
Номинальний клас точності вторинних обмоток	
Для захисту	10Р
Для вимірів	0,2
Ном. вторинне навантаження $S_{2н}$, з коефіцієнтом потужності $\cos \phi=0.8$ ВА	
Вимірювальної обмотки	30
Обмотки захисту	40
Номинальна гранична кратність вторинних обмоток захисту.	20/20/20
Номинальна частота f_n , Гц	50
Відношення шляху витoku зовнішньої ізоляції до найбільшої робочої лінійної напруги.	2,25

Таблиця 1.3 – Технічні характеристики ТС 330кВ ТФУМ-330Б.

Технічні характеристики тр-рів струму	ТФУМ-330Б
Номинальна напруга U_n , кВ	330
Найбільша робоча напруга $U_{нр}$, кВ	363
Номинальний первинний струм, I_n , А	500-1000-2000
Найбільший робочий первинний струм, $I_{нр}$, А	1000-2000
Номинальний вторинний струм, $I_{2н}$, А	1,5
Струм електродинамічної стійкості I_a , кА	49,5-99-195
Струм термічної стійкості I_m , кА	19,3-38,6-77,2
Номинальний клас точності вторинних обмоток	
Для захисту	10Р
Для вимірів	0,5
Ном. вторинне навантаження $S_{2н}$, з коефіцієнтом потужності $\cos \phi=0.8$ ВА	50
Ном. гранична кратність вторинних обмоток захисту в класі точності 10Р:	
1 I_1 – 1 I_2	>15
2 I_1 – 2 I_2	>20
3 I_1 – 3 I_2	>15
4 I_1 – 4 I_2	>18
Номинальна частота f_n , Гц	50

Таблиця 1.4 – Технічні характеристики ТС 330кВ ТФКН-330.

Технічні характеристики тр-рів струму	ТФКН-330
Номінальна напруга U_n , кВ	330
Найбільша робоча напруга $U_{нр}$, кВ	363
Номінальний первинний струм, I_n , А	500-1000-2000
Номінальний вторинний струм, $I_{2н}$, А	1,5
Струм електродинамічної стійкості I_a , кА	49,5-99-195
Струм термічної стійкості I_m , кА	19,3-38,6-77,2
Номінальний клас точності вторинних обмоток	
Для захисту	10P
Для вимірів	0,5
Номінальне вторинне навантаження $S_{2н}$, з коефіцієнтом потужності $\cos \phi = 0.8$ ВА	50
Номінальна частота f_n , Гц	50
Діелектрик	Масло

Таблиця 1.5 – Технічні характеристики ТС TG-420/ТОГ-362/SAS-362.

Тип характеристики	TG-420	ТОГ-362	SAS-362
Номінальна напруга U_n , кВ	330	330	330
Найбільша робоча напруга $U_{нр}$, кВ	363	362	362
Номінальний первинний струм, I_n , А	1000-2000	1000-2000	1000-2000
Номінальний вторинний струм, $I_{2н}$, А	1/1/1/1/1/1	1/1/1/1/1/1	1/1/1/1/1/1
Номінальний клас точності вторинних обмоток:			
Для захистів	10P	10P	10P
Для вимірів, обліку	0.2	0.2	0.2S
Діелектрик	Елегаз	Елегаз	Елегаз

Таблиця 1.6 – Технічні характеристики р-ча РНДЗ-330-2000

$U_{ном.}$	$I_{ном.}$	Термс.стійкість/ час
330кВ	2000А	63(2) кА/с

Таблиця 1.7 – Технічні характеристики ТН НКФ-330-73VI

$U_{ном.}$	Коефіцієнт трансформації	З'єднання обмоток	Роб.частота, Гц
330	0.1	Зірка/Трикутник	50

Модернізаційний запас на ВРП 330кВ відсутній тому при необхідності її розширення буде потрібна розробка проекту глибокої модернізації. Однією з особливостей ВРП 330кВ є неоднотипність обладнання що є наслідком посередньої модернізації. В майбутньому планується заміна повітряних вимикачів на елегазові, а застарілих ТФУМ / ТФРМ ... на елегазові ТС нового покоління, що є більш компактнішими і надійними особливо розглядаючи це з тої точки зору що більшість обладнання вже відслужили свій проектний запас, який був наданий гарантією від заводів виробників.

1.1.2 ВРП-150кВ

ВРП 150кВ - має схему «Дві робочих системи шин одна обхідна», в данному випадку вимірювальні трансформатори напруги зафіксовані за 1 та 2 системою шин, 7 лінійних приєднань з яких 3 транзитні лінії та 4 тупикові. Наявність обхідної системи шин дозволяє при проходженні ремонтної компанії або при аварійній необхідності без відключення споживача перевести навантаження одного з приєднань через обхідний вимикач та обхідну систему шин провівши відповідні оперативні перемикання. Розглянемо схему ВРП-150кВ

Рис.1.3.

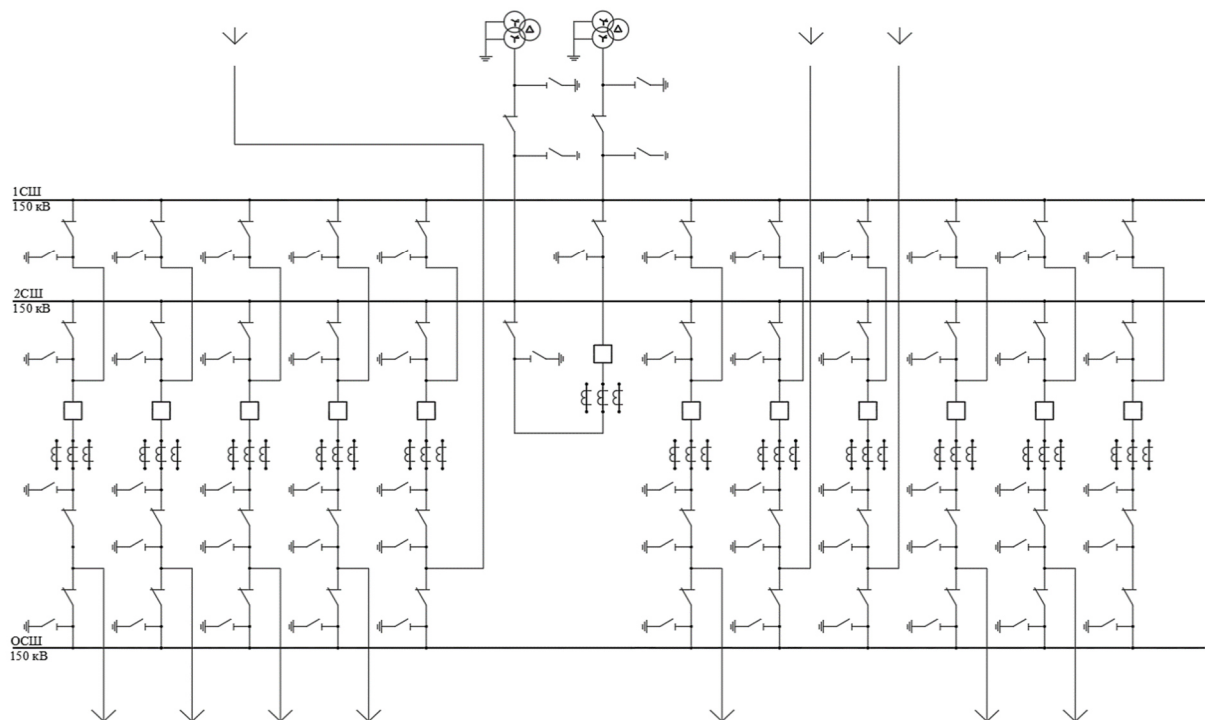


Рисунок 1.3 – Схема ВРП-150кВ

Також розподільчий пристрій 150кВ обладнаний шиноз'єднувальним вимикачем в схемі повноцінної комірки з двома роз'єднувачами. В режимі нормальної схеми роботи ПС, ШЗВ знаходиться у включеному положенні і відключається лише за потреби розділення робочих СШ, або від дії захистів.

Розглянемо один з прикладів аварійного розділення і відключення СШ. При спрацюванні основного захисту ПЛ-150кВ (ДФЗ-201) вимикач одного з лінійних приєднань відключається неповнофазно і через недовідключену фазу є протікання струму, що дає привід для спрацювання ПРВВ оскільки є третім і остаточним фактором для його спрацювання, в данному випадку ПРВВ діє на вихідні реле основного захисту шин ДЗШ-150кВ в наслідок чого спочатку відключається ШЗВ за для поділу СШ, а потім відключаються усі приєднання тої СШ на яку зафіксована комірка з дефектним вимикачем, тим самим ліквідовуючи аварійну ситуацію і ізолюючи ушкоджене обладнання відключенням вимикачів. У табл. 1.8 – 1.11 розглянемо більш детально технічні характеристики обладнання встановленого на ВРП-150кВ.

Таблиця 1.8 – Технічні характеристики ПВ ВРП-150кВ.

Тех. характеристики вимикачів	ВВД-220Б	ВВБ-220	ВВН-154-8
Номінальна напруга U_n , кВ	220	220	150
Номінальний струм I_n , А	2000	2000	2000
Номінальний струм відключення $I_{n \text{ відкл. }}$, кА	31,5	31,5	30,8
Число розривів на полюс	4	4	3/3
Власний час відключення полюса, не більше, с	0,06	0,06	0,06
Повний час відключення полюса, не більше, с	0,08	0,08	0,08
Власний час включення полюса, не більше, с	0,2	0,2	0,25
Номінальний надлишковий тиск стисненого повітря, кгс/см ²	20	20	21
Розкид при включенні трьох полюсів, не більше, с	0,04	0,04	0,04
Безструмова пауза при АПВ, с	≤ 0.3	≤ 0.3	≤ 0.3
Верхня межа тиску, АТІ	21	21	21
Нижня межа тиску, АТІ	16	16	16
Межа тиску при якому дозволяється АПВ, АТІ	19	19	19
Номінальна напруга постійного струму включають і відключають пристроїв, В	220	220	220

Таблиця 1.9 – Технічні характеристики ТС ВРП-150кВ.

Технічні характеристики тр-рів струму	ТФНД-150	ТФНД-220	ТФЗМ-150
Номінальна напруга U_n , кВ	150	220	150
Найбільша робоча напруга $U_{нр}$, кВ	172	342	170
Номінальний первинний струм, I_n , А	600-1200	700-1500	600-1200
Номінальний вторинний струм, $I_{2н}$, А	5	5	5
Електродинамічна стійкість, крат	60	60	60
Односекундна термічна стійкість, крат	60	60	60
Ном. вторинне навантаження $S_{2н}$, з коефіцієнтом потужності $\cos \phi=0.8$ ВА			
Вимірювальної обмотки	40	40	40
Обмотки захисту	50	50	80
Номінальна частота f_n , Гц	50	50	50

В порівняльних таблицях видно що навіть не дивлячись на різність обладнання технічні характеристики схожі, а дець і однакові, подібне різномаяття обладнання свідчить про поступовий розвиток підстанції та її розширення від місцевого значення до статусу «вузлова» оскільки об'єднує декілька енергосистем і є частиною Дніпровської енергосистеми.

Таблиця 1.10 – Тех. характеристики роз-чів РЛНДЗ-1Б-154 ВРП- 150кВ.

$U_{ном.}$	$I_{ном.}$	Терм-стійкість/ час
150кВ	1000А	31(3) кА/с

Таблиця 1.11 – Технічні характеристики ТН- 150кВ, НКФ-220-58VI.

Клас напруги, кВ	Коефіцієнт трансформації	З'єднання обмоток	Діелектрик	Робоча частота, Гц	Кількість каскадів
220-150	0.5	Зірка/Трикутник	Масло	50	2

1.1.3 ВРП-35кВ

ВРУ-35кВ виконано схемою «Дві робочі системи шин без обхідної» за кожною СШ-35кВ закріплений трансформатор напруги, розглянемо схему ВРП-35кВ на рис. 1.4.

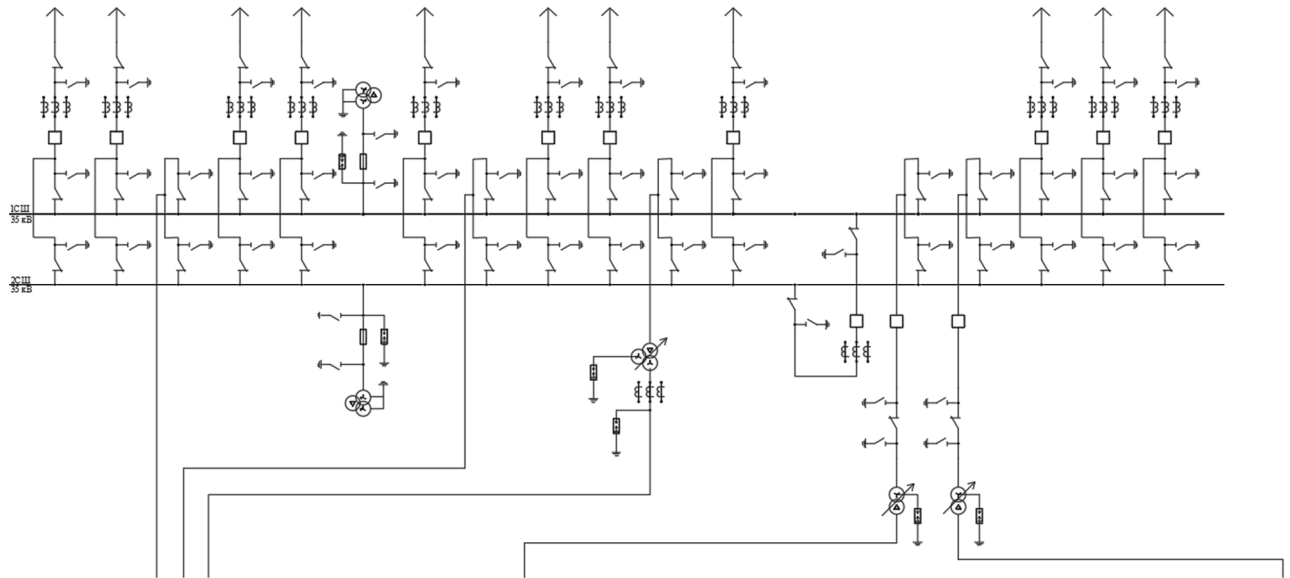


Рисунок 1.4 – Схема ВРП-35кВ

Об'єднані обидві СШ шиноз'єднувальним вимикачем, який по нормальній схемі відключений, і стоїть на АВР з контролем наявності напруги на СШ. При втраті живлення 1 чи 2 СШ, спрацьовує АВР-35кВ об'єднуючи дві СШ. Слід також зауважити що живлення ВРУ-35кВ дуже важливе оскільки саме звідси ланцюгом по схемі до ТСН, підстанція отримує змінну напругу для живлення власних потреб, що включає в себе все, від живлення пожежних насосів до охолодження автотрансформаторів і компресорів. На ВРУ-35 кВ розміщене обладнання наведене у табл. 1.12-1.14.

Таблиця 1.12 – Перелік обладнання встановленого на ВРП-35кВ

ТС	ТН	Вимикачі	Роз'єднувачі
ТФЗМ-35 100-1000/5	ЗНОМ-35	ВР-35НС	РОНЗ-1Б-35/2000
ТФНД-35 100-2000/5		МКП-35	РЛНДЗ-1с-35/600
		3AF 0153 Siemens-35	
		ВМУЭ-35	

Таблиця 1.13 – Технічні характеристики обладнання ВРП-35кВ

Вимірювальні трансформатори ВРУ-35кВ		
ТС трансформатор струму	ТС трансформатор струму	ТН трансформатор напруги
ТФЗМ-35	ТФНД-35	ЗНОМ-35
$U_{ном} - 35\text{кВ}$	$U_{ном} - 35\text{кВ}$	$U_{ном} - 35\text{кВ}$
$I_{ном.перв} - 1000\text{А}$	$I_{ном.перв} - 2000\text{А}$	$U_{вн} - 35000$
$I_{ном.втор} - 5\text{А}$	$I_{ном.втор} - 5\text{А}$	$U_{нн} - 100$
Частота – 50Гц	Частота – 50Гц	Частота – 50Гц
Діелектрик - Масло	Діелектрик - Масло	Діелектрик - Масло
Вимикачі		
ВР-35НС	МКП-35	3AF 0153 Siemens -35
$U_{ном} - 35\text{кВ}$	$U_{ном} - 35\text{кВ}$	$U_{ном} - 35\text{кВ}$
$I_{ном} - 1600\text{А}$	$I_{ном} - 1000\text{А}$	$I_{ном} - 1600\text{А}$
Частота – 50Гц	Частота – 50Гц	Частота – 50Гц
Діелектрик - Вакуум	Діелектрик - Масло	Діелектрик - Вакуум
Роз'єднувачі		
РОНЗ-35	РЛНДЗ-35	
$U_{ном} - 35\text{кВ}$	$U_{ном} - 35\text{кВ}$	

Високий запас потужності обумовлений перспективою росту потреб споживача, оскільки більшість з них це промислові об'єкти, які в свою чергу з року в рік потребують все більше потужності, а відповідно і запасу стійкості обладнання.

1.1.4 ЗРП-10кВ

ЗРП-10кВ «Дві секції шин, з секційним вимикачем» секційний вимикач при нормальній схемі ПС, відключений і стоїть на АВР-10кВ, з контролем напруги на секціях шин. Розглянемо схему ЗРП-10кВ на рис. 1.5.

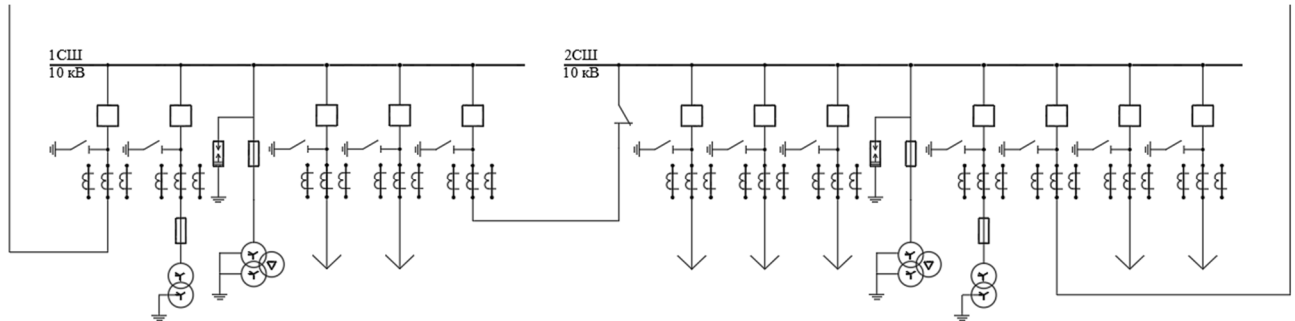


Рисунок 1.5 – Схема ЗРП-10кВ

При зникненні напруги на одній з секцій шин, спрацьовує АВР включається секційний вимикач, об'єднуючи обидві секції шин заживлюючи знеструмлену. Живлення ЗРУ-10кВ надходить від двох трансформаторів 35/10 ТМ-1600/35/10 та ТМН-2500/35/10 що відповідно зафіксовані по нормальній схемі за 1 та 2СШ-35кВ. У ролі комутаційних апаратів виступають два типи вимикачів, а саме ВМПЕ-10 та ВВ TEL-10 з наступними технічними характеристиками [2] вказаними у табл. 1.14.

Таблиця 1.14 – Технічні характеристики вимикачів ЗРП-10кВ.

Тех. характеристики вимикача	ВВ TEL-10
Номінальна напруга U_n , кВ	10
Найбільша робоча напруга $U_{нр}$, кВ	12
Номінальний струм I_n , А	630
Номінальний струм відключення $I_{н\text{ відкл.}}$, кА	12,5; 20
Наскрізний струм короткого замикання: 1. Найбільший пік, кА, не більше. 2. Початкове діюче значення періодичної складової	32; 52; 81 12,5; 20
Нормоване процентний вміст аперіодичної складової, %	40;40;40
Середньоквадратичне значення струму за його час протікання (Струм термічної стійкості), кА	12,5; 20
Час протікання струму термічної стійкості, с	3
Власний час відключення вимикача, не більше, с	0,015
Повний час відключення вимикача, не більше, с	0,09
Власний час включення вимикача, не більше, с	0,07
Повний час включення вимикача, не більше, с	0,1

Продовження таблиці 1.14

Номінальні параметри оперативної напруги живлення, В	220
Електричний опір головного ланцюга полюса , мкОм, не більше, при номінальному струмі: 630А	60
Тех. характеристики вимикача	ВМПЄ-10
Номінальна напруга U_n , кВ	10
Найбільша робоча напруга $U_{нр}$, кВ	12
Номінальний струм I_n , А	630
Номінальний струм відключення $I_{н\text{ відкл.}}$, кА	20
Граничний наскрізний струм: 1. Початкове ефективне значення періодичної складової. 2. Амплітудне значення	20 52
Граничний струм терм. стійкості для проміжку часу, кА	20
Власний час відключення вимикача, не більше, с	0,07
Час відключення вимикача до згасання дуги, не більш, с	0,095
Власний час включення вимикача, не більше, с	0,3
Мінімальна безструмова пауза при АПВ, с	0,5

Слід зауважити у вимикачі ВМПЄ-10 – діелектриком виступає масло, а в ВВ ТЕЛ-10 – вакуум. Також у данного розподільчого пристрою закладено потенціал на подальше розширення кількості кабельних лінійних приєднань для чого виконанні резервні комірочки з готовим до підключення обладнанням. ЗРП-10кВ забезпечує живлення двох трансформаторів власних потреб, які відповідно зафіксовані за 1 та 2 секцією шин 10кВ. Подібна схема заживлення має ряд недоліків і ризиків, які можуть призвести до втрати живлення, а відповідно і втрати напруги на власних потребах. На багатьох типових підстанціях 330кВ, як варіант резервного живлення використовується третій трансформатор власних потреб, який має окреме, або пряме живлення від систем шин високої напруги 35/150кВ, або дизель-генератор для тимчасового живлення, на жаль в данному випадку резервних схем не виконано. В подальшому планується проведення модернізації та проектування схем резервного живлення за рахунок розміщення третього трансформатора власних потреб і заживлення його від одної з СШ-35кВ

1.2 Основне електроустаткування ПС 330КВ «ПОБУЗЬКА»

1.2.1. Силові трансформатори

Автотрансформатор:

Встановлений на підстанції трансформатор рис.1.6 має примусову систему охолодження з постійною циркуляцією повітря і масла, трьохобмотковий з можливістю регулювання напруги під навантаженням за рахунок пристроїв РПН – РНОА 220/1000[2]

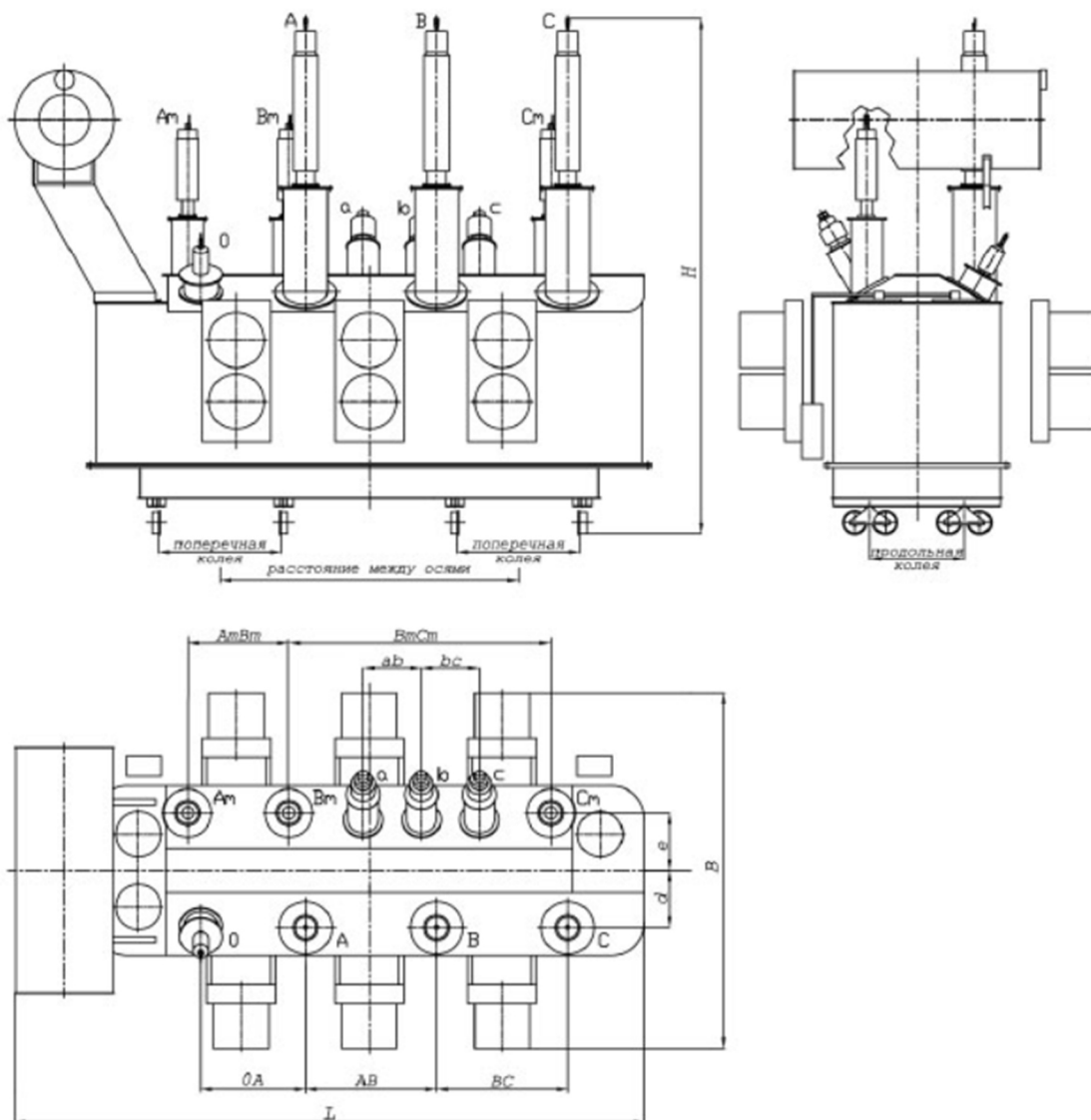


Рисунок 1.6 – Автотрансформатор – АТДЦТН 250000/330/150UI

Номінальна потужність автотрансформатора 250000кВа, клас напруги 330кВ, критична температура +75°с, Найбільші робочі напруги (35-40.5кВ) ; (150-172кВ) ;(330-363кВ). Регулювання напруги під навантаженням можливе лише по стороні 150кВ, сторона 35кВ нерегульована тому для цього у схемі групи трансформаторів за кожним з автотрансформаторів встановлено лінійний трансформатор для можливості регулювання сторони напруги 35кВ. Схема і група з'єднань встановлених на підстанції двох автотрансформаторів 330кВ: Ун авто/ Δ -0-11[2]. Тех. характеристики автотрансформатора наведені у табл. 1.15

Таблиця 1.15 – Технічні характеристики автотрансформатора.

АТДЦТН -250000/330кВ	
Номінальна напруга U_n , кВ 330/150/35	330 / 158 $\pm$ 6X2% / 38.5
Номінальний струм I_n , А 330/150/35	437 / 913 / 1498

Лінійний трансформатор:

Встановленні на підстанції лінійні трансформатори також обладнанні примусовою системою охолодження але з природньою циркуляцією масла обдув радіаторів охолодження забезпечується шістьма встановленими на кожній групі електродвигунами. Тех. характеристики ЛТ наведені у табл. 1.16

Таблиця 1.16 – Технічні характеристики ЛТДТН – 100000/35кВ.

Найменування параметру	Значення параметру
Номінальна потужність	100000
Найбільша напруга обмотки збудження, кВ	38.5 $\pm$ 10x1.5%
Номінальна напруга регульованої обмотки, кВ	$\pm$ 38,776
Номінальний струм регульованої обмотки, А	1499
U_k , %	10.5x920x1.22
I_{xx} , %	1.5-3.5

Номінальна напруга обмотки збудження кВ – 38.5+-10x15%. Номінальна напруга регульованої обмотки +-38.776кВ Номінальний струм регульованої обмотки 1499А.

Резервний трансформатор:

Як і любе обладнання підстанції автотрансформатор або лінійний трансформатор іноді треба вивести в ремонт для проведення технічного обслуговування, або для проведення капітального ремонту, саме для цього встановлено резервний трансформатор ТДТН-63000/150/35/6, рис. 1.7, який здатен розділити навантаження з залишившимся АТ за для недопущення його перевантаження. У табл. 1.17 наведені його технічні характеристики.

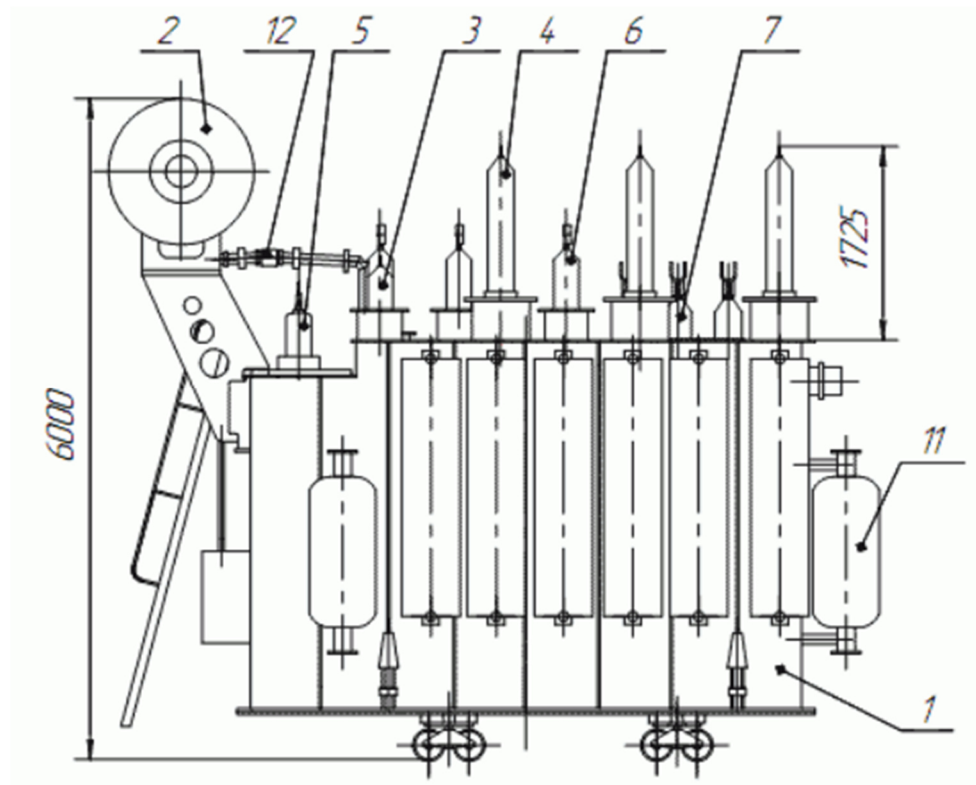


Рисунок 1.7 –Резервний трансформатор ТДТН-63000/150/35/6

Таблиця 1.17 – Технічні характеристики ТДТН-63000/35/6-УІ.

Найменування параметру	Значення параметру
Номінальна потужність, Мвт	63
Номінальна напруга, (ВН/СН/НН)	158/38,5/6,6
Втрати холостого ходу, кВт	53
Втрати КЗ, кВт ВН-НН	285
Номінальний струм регульованої обмотки, А	1499
U_k , % ВН-СН	10,5
U_k , % ВН-НН	18
U_k , % СН-НН	6

ТДТН-63000/150/35/6 – в схемі ПС грає роль резервного трансформатора і по нормальній схемі знаходиться в резерві. Система охолодження трансформатора аналогічна ЛТ циркуляція повітря за рахунок 12 електродвигунів обдуву, циркуляція масла природня. Найбільші робочі напруги (6-6.6кВ) ;(35-38,5кВ) ;(150-158кВ) критична температура +85°с. Слід відмітити що 6кВ від трансформатора не задіяні у схемі ПС.

Трансформатори 35/10:

Технічне завдання, як і клас напруги даних трансформаторів рис.1.8 однаковий, але є технічні відмінності які ми розглянемо, у наступній табл.1.18 приведені технічні характеристики трансформаторі для проведення порівняння.

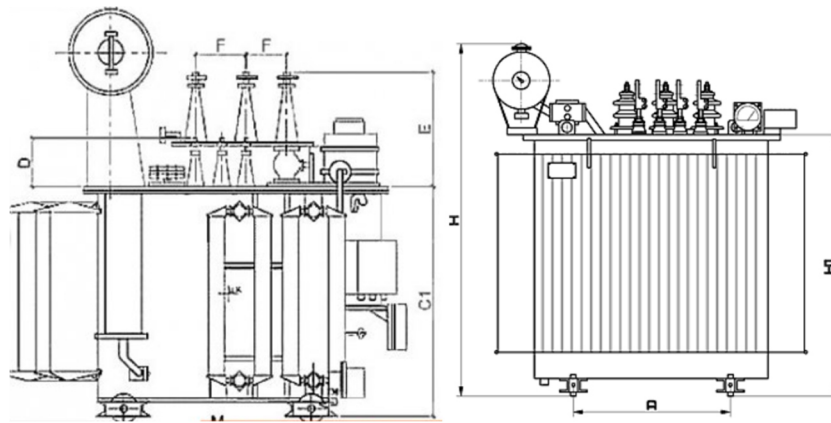


Рисунок 1.8 Трансформатори 35/10

Таблиця 1.18 – Технічні характеристики тр-рів 35/10кВ.

Найменування параметру	ТМ 1600/35/10	ТМН 2500/35/10
Номінальна потужність кВт	1600	2500
Найбільша напруга обмотки збудження, кВ	35/10,5	35/10,5
Втрати х.х, кВт	3,1	4,35
Втрати к.з, кВт	16,5	23,5
U _к , %	6.5	6,5
I _{хх} , %	1.4	1,1
Маса, т	7.1	9,6
РПН	-	не використ
Фазність	3	3

Трансформатори 10/0.4:

На підстанції також встановлені трансформатори 10/0.4 або трансформатори власних потреб іншими словами рис. 1.9. Детальні технічні характеристики наведені у таблиці 1.19.

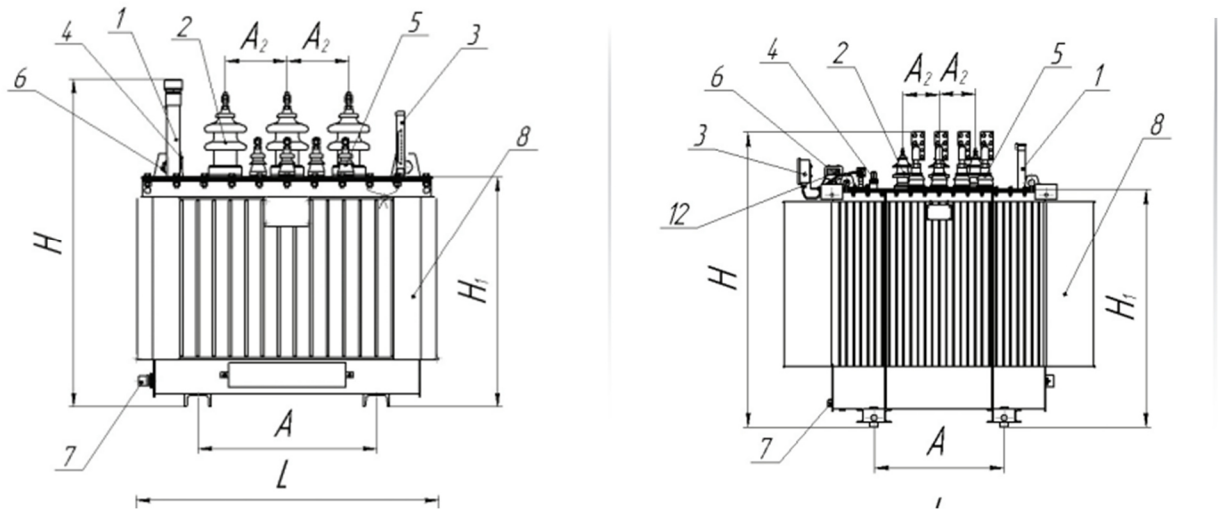


Рисунок 1.8 Трансформатори 10/0.4 ТМ-560/10/0.4 і ТМ-630/10/0.4

Таблиця 1.19 – Технічні характеристики тр-рів 10/0.4кВ

Найменування параметру	ТМ 560/10/0.4	ТМ 630/10/0.4
Номінальна потужність кВт	560	630
Найбільша напруга обмотки збудження, кВ	10/0.4	10/0.4
Втрати х.х, кВт	2.5	2,8
Втрати к.з, кВт	9.4	8,1
U_k , %	5.5	5,5
I_{xx} , %	1.5	1,5

1.2.2 Вимірювальні трансформатори

У енергетичній галузі вимірювальні трансформатори відіграють дуже важливу роль оскільки саме на них покладена функція моніторингу, управління, вимірювання та захисту обладнання. Одне із основних застосувань це вимірювання струму та напруги в електричних системах, отримані данні використовуються для захисту обладнання моніторингу та ефективного управління. Як розглядалося раніше на ПС 330кВ «Побузька» великий вибір

встановлених вимірювальних трансформаторів. В таблиці 1.20 розглянемо технічні характеристики:

Таблиця 1.20 – Технічні характеристики вимірювальних трансформаторів.

Тип	$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{ном1}, \text{А}$	$I_{ном2}, \text{А}$
ТФРМ-330	330	1000-2000	1
ТФУМ-330Б	330	500-1000-2000	1
ТФКН-330	330	500-1000-2000	1
TG-420	330	1000-2000	1
ТОГ-362	330	1000-2000	1
SAS-362	330	1000-2000	1
ТФНД-150	150	600-1200	5
ТФНД-220	220	700-1200	5
ТФЗМ-150	150	600-1200	5
ТФЗМ-35	35	1000	5
ТФНД-35	35	2000	5
Тип	$U_{ном}, \text{кВ}$	$U_{вн}, \text{В}$	$I_{нн}, \text{В}$
ЗНОМ-35	35	35000	100
НКФ-220-58VI	220	150000	100
НКФ-330-73VI	330	330000	100

1.3 Релейний захист ПС 330кВ «Побузька»

1.3.1 Основні захисти ПЛ 330/150кВ

В якості основних захистів ПЛ 150-330 кВ на ПС 330кВ «Побузька» використовуються наступні типи захистів:

диференційно-фазний високочастотний захист (ДФЗ ВЧ): мікропроцесорні (GE L60, «Діамант» L031, «Діамант» L030), електромеханічні (ДФЗ-201, ДФЗ-504). Принцип дії ДФЗ ВЧ заснований на порівнянні фаз струмів по кінцях ПЛ, при цьому спрацювання захисту здійснюється за збігу фаз струмів з урахуванням певної похибки вимірювання. Кожен напівкомплект ДФЗ ВЧ складається з релейної частини і ВЧ частини: прийомопередавача (ВЧ поста) та ВЧ тракту, організованого по одній із фаз ПЛ. Використовуються ВЧ пости АВЗК-80, ПВЗ, ПВЗУ-Е, УПЗ Оріон тощо, що оснащені пристроєм автоматичного контролю справності ВЧ каналу(автоконтролю) [3];

Дистанційний та струмовий направлений захист з ВЧ блокуванням типу ЕПЗ-1643, ПДЕ-2802 (ШДЕ-2802) принцип дії якого заснований на обміні блокуючими ВЧ сигналами між різними кінцями ПЛ, що посиляють у ВЧ канал за напрямку потужності по ПЛ «до шин» підстанції;

Мікропроцесорні пристрої L60 дозволяють виконати до 4 груп уставок для різних режимів роботи, перемикання між якими здійснюється оперативним ключем або кнопками. Введення і виведення основного захисту ПЛ виконується, як правило, одночасно з усіх сторін ПЛ за розпорядженням оперативного персоналу вищого рівня. За відсутності каналів телевідключення, телеприскорення РЗ має бути введено оперативне прискорення резервних захистів (ОП РЗ) з усіх сторін ПЛ, від яких можливе підживлення КЗ.

ПЛ 330 кВ на підстанції обладнані дублюючими комплектами основного захисту і пристроями телевідключення (ТВ) тому ОПРЗ вводиться за одночасного виведення обох комплектів основного захисту і каналу ТВ, або хоча б в одну сторону ПЛ, умови допустимості виведення основних захистів. Планове виведення основних захистів на ПЛ, що знаходиться в роботі, допускається за:

- наявності в роботі резервних захистів (виконують функцію ближнього резервування);
- введених в роботу основних захистів суміжних приєднань (для попередження ймовірних неселективних відключень дією ОП ступенів РЗ);
- введених в роботу ДЗШ та ПРВВ вимикачів СШ.

Встановлені панелі дистанційного та струмового направленої захисту з ВЧ блокуванням ПЛ 150 кВ типу ЕПЗ-1643 використовують у своїй роботі пускові органи з панелей резервних захистів цих ПЛ типу ЕПЗ-1636, вивід якої з будь-яких причин означає повну втрату захисту ПЛ та потребує негайного її відключення (або переведення на обхідний вимикач). Панелі типу ПДЕ-2802 (ШДЕ-2802), на відміну від ЕПЗ-1643, мають власні пускові органи, тому їх працездатність не залежить від виведеного стану панелі ЕПЗ-1636.

Також у якості захисту ПЛ з ВЧБ на одній з ліній 150кВ застосовано МП термінал РЗ у комплекті з ВЧ приставкою, при цьому МП термінал виконує

функцію пускових органів ВЧБ та керує вихідними колами захисту. За несправності даного МП терміналу ВЧБ втрачає свою працездатність і має бути виведена з обох сторін ПЛ.

1.3.2 Резервні захисти ПЛ 330/150 кВ / захист ПЛ 35кВ

Резервний захист повітряних ліній 150-330кВ на підстанції реалізовано наступним чином:

Дистанційний захист (ДЗ) від міжфазних КЗ (двохфазних, двофазних на землю та трифазних. Перша зона ДЗ, захищає 85% довжини ПЛ та діє без витримки часу. Усі інші зони ДЗ, виконують функцію дальнього резервування (до зони дії захисту входить уся ПЛ та частина суміжних елементів електромережі) та діють з витримками часу. Передбачено оперативне та автоматичне прискорення однієї з зон ДЗ, яка охоплює ПЛ по всій довжині. Автоматичне прискорення здійснюється за включення ПЛ, оперативне – за виведення основного захисту ПЛ, або виконання операцій за окремими програмами випробування первинного обладнання суміжних елементів електромережі (СШ, транс-форматори, ПЛ). На ПЛ 150 кВ (тупикові лінії) застосовано спрощений комплект ДЗ, що має одну зону.

Струмовий направлений захист нульової послідовності (СЗНП) від однофазних КЗ. Перший ступінь СЗНП охоплює приблизно 40-60% довжини ПЛ і діє без витримки часу або з часом відлаштування від різночасності включення окремих полюсів повітряних або масляних вимикачів. Усі інші ступені СЗНП виконують функцію дальнього резервування (до зони дії захисту входить уся ПЛ та частина суміжних елементів електромережі) та діють з витримками часу. Передбачено оперативне та автоматичне прискорення одного із ступенів СЗНП, що охоплює ПЛ по всій довжині. Автоматичне прискорення здійснюється за включення ПЛ, оперативне – за виведення основного захисту ПЛ, або виконання операцій за окремими програмами випробування первинного обладнання суміжних елементів електромережі (СШ, транс-форматори, ПЛ).

Струмовий захист зворотної послідовності (СЗЗП) від несиметричних КЗ. СЗЗП, реалізовано на тупикових ПЛ (постійно введено у роботу), а також

у якості аварійного захисту на трьох транзитних та тупикових ПЛ, оснащених МП терміналами, що вводиться у випадку несправності кіл напруги «зірка» ДЗ. На тупикових ПЛ СЗЗП на електромеханічній базі виконаний з приставкою від симетричних КЗ, що реалізована на базі реле опору типу КРС-1.

Струмові захисти: міжфазна відсічка (МВ), максимальний струмовий захист (МСЗ) від міжфазних КЗ. МСЗ, застосовано у якості додаткового захисту від міжфазних КЗ на тупикових ПЛ 150кВ та як основний захист ПЛ-35кВ.

1.3.3 Захист автотрансформаторів та трансформаторів

На трансформаторах і автотрансформаторах підстанції захист реалізовано наступними захистами:

Диференційний захист - основний захист трансформатора авто-трансформатора від всіх видів КЗ всередині бака та на ошиновуванні певного класу напруги, у тому разі, якщо цей захист підключено до виносних ТС комірки трансформатора. У разі підключення дифзахисту до вбудованих ТС у силові вводи трансформатора зона дія дифзахисту обмежується лише баком трансформатора та його виводами до вбудованих ТС. За спрацювання дифзахист діє на відключення всіх вимикачів трансформатора (автотрансформатора) з пуском їх ПРВВ та заборобою АПВ, закриття відсічного клапана і пуск системи пожежогасіння.

Газовий захист - основний захист трансформатора (автотрансформатора) від всіх пошкоджень всередині його бака (КЗ, міжвиткові замикання, локальні перегріву сталі тощо), що супроводжуються газоутворенням, а також від зниження рівня масла у баці. ГЗ має два елементи - відключаючий і сигнальний. Сигнальний елемент спрацьовує за початкової появи газу в реле, або зниженні рівня масла, діє на сигнал черговому персоналу. Відключаючий елемент спрацьовує наступним за подальшого інтенсивного газоутворення або зниження рівня масла та діє на відключення всіх вимикачів трансформатора (автотрансформатора) з пуском їх ПРВВ і заборобою АПВ, закриття відсічного клапана і пуск системи пожежогасіння.

Газовий захист контактора РПН - основний захист від всіх видів пошкоджень всередині бака контактора РПН трансформатора (автотрансформатора). Реагує на швидкість потоку масла з бака РПН в розширювач. За спрацювання діє на відключення всіх вимикачів трансформатора (автотрансформатора) з пуском їх ПРВВ і заборонаю АПВ, закриття відсічного клапана і пуск системи пожежогасіння.

Захист від зниження рівня оливи в баку РПН. Діє при зниженні рівня оливи або витіканні оливи з бака РПН. Діє на Відключення усіх ПВ АТ і пуск ПРВВ 330 і 150 кВ, заборона АПВ сторони 330,150,35 кВ. Включення відсічного клапана АТ.

Диференціальний захист ошиновки 35кВ. Основний захист від усіх видів міжфазних КЗ на ошиновці 35кВ АТ і в обмотках ЛТ в зоні дії обмеженого місцем установки ТС:

- сторона АТ: вбудовані ТС. у вводах 35 кВ
- сторона шин 35кВ: виносні ТС у ВВ-35 кВ.

Діє на відключення всіх вимикачів АТ і пуск ПРВВ 330 та 150 кВ Заборона АПВ сторони 330,150,35 кВ.

Диференціальний захист ошиновки 330кВ. Основний захист від усіх видів КЗ .на ошиновці 330кВ АТ обмеженої місцем установки ТС:

- сторона АТ: вбудовані ТС. у ввід 330 кВ
- сторона напів секції 330кВ: виносні ТС ПВ 330кВ.

Діє на відключення всіх вимикачів АТ і пуск ПРВВ 330 та 150 кВ Заборона АПВ сторони 330,150,35 кВ.

Дистанційний захист сторони 150 і 330кВ. Резервний захист АТ від міжфазних КЗ сторін 150 та 330кВ, а також прилеглої мережі 150 і 330 кВ. Має три ступені. Перша ступінь спрямована в бік 150кВ. АП з КВНШ на шинах 150кВ. ОП при виведенні ДЗШ-150кВ. Друга ступінь спрямована в бік 330кВ. АП з КВНШ на шинах 35кВ. ОП при виведенні ДЗОШ-330кВ.

Третя ступінь спрямована в бік 150кВ. Захист підключений на ТС сторони 150кВ АТ (КТТ = 1500/5).

З першою витримкою часу здійснює розподіл шин з боку КЗ

З другою відключення - ПВ зі сторони КЗ

З третьою - відключення всіх ПВ АТ і пуск ПРВВ 330 і 150 кВ.

Максимальний-струмовий захист ошиновки 35 кВ.

Резервний захист від міжфазних КЗ на ошиновці 35 кВ і в прилеглій мережі 35 кВ. Підключаються з боку АТ до вбудованих ТС у ввід 35кВ АТ

З першою витримкою часу відключає ВВ 35кВ.

З другою відключення всіх ПВ АТ і пуск ПРВВ 330 і 150 кВ.

Спрямований захист від замикань на землю сторони 330 кВ.

Резервний триступеневий захист від замикань на землю на ошиновці 330 кВ і в мережі 330 кВ. ОП при виведенні ДЗОШ-330кВ. АП при вмиканні ПВ-330 і 150кВ з КВНШ 35кВ. З першою витримкою часу здійснює розподіл шин 330кВ.

З другою відключення сторони 330кВ. АТ. З третьою - відключення АТ і пуск ПРВВ 330 та 150 кВ.

Захист від перевантаження. Діє при перевантаженні по струму обмотки 330 кВ, обмотки 35 кВ або загальної частини обмотки 330 і 150 кВ на сигнал.

Захист від підвищення температури оливи. Сигналізує про підвищення температури оливи понад допустиму

1.4 Розрахунки струмів КЗ ПС 330кВ «Побузька»

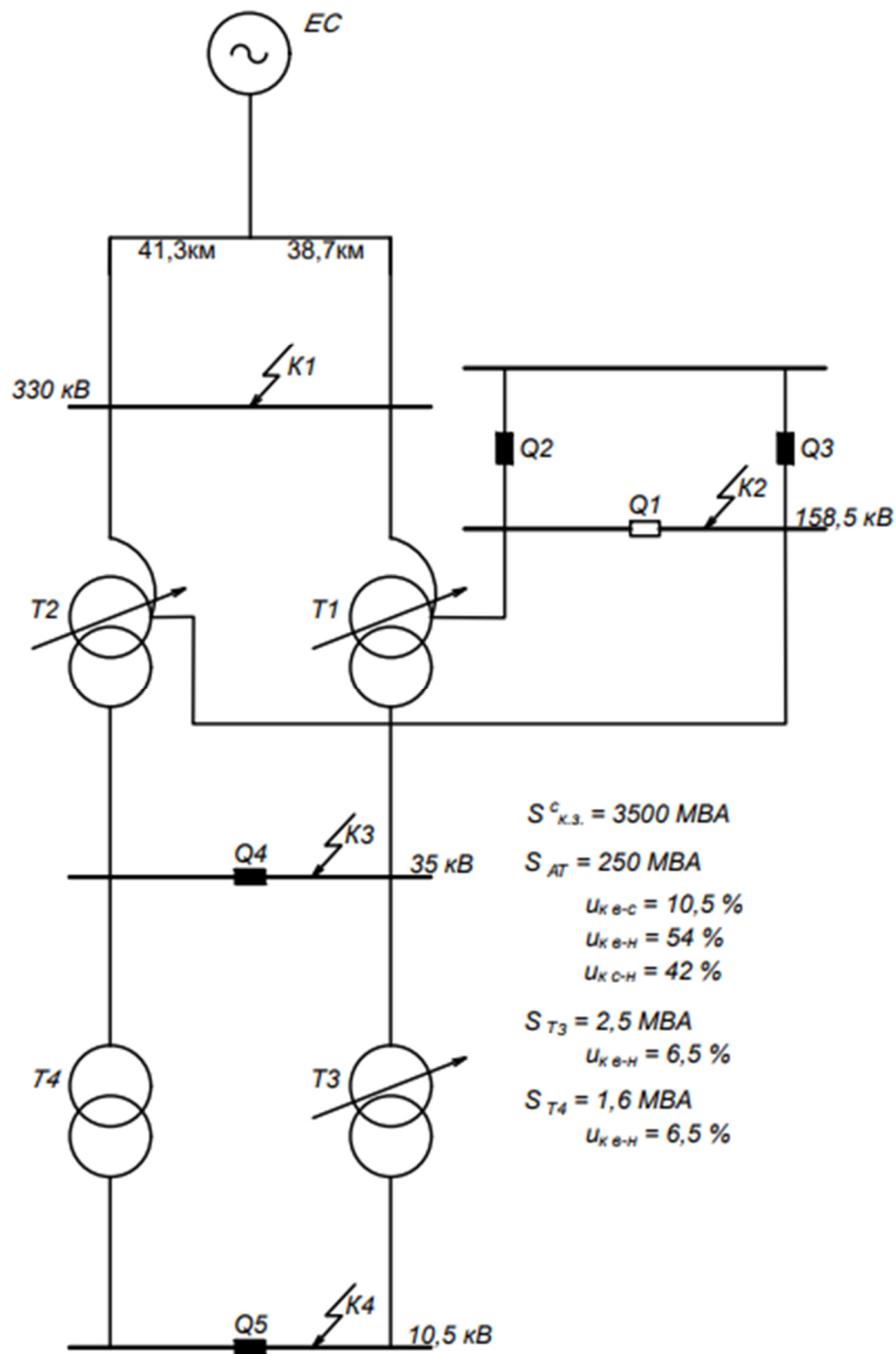


Рисунок 1.9 - Схема заміщення для розрахунку короткого замикання

Базисні величини:

Базова потужність: $S_B = 1000 \text{ MVA}$, $S_{КЗ}^C = 3500 \text{ MVA}$.

Базисні напруги: $U_{Б1} = 330 \text{ кВ}$, $U_{Б2} = 158,5 \text{ кВ}$, $U_{Б3} = 37 \text{ кВ}$, $U_{Б4} = 10,5 \text{ кВ}$.

Визначимо базисні струми на шина підстанції:

$$I_{Б1} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{Б1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1,75 \text{ кА}$$

$$I_{Б2} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{Б2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 158,5} = 3,643 \text{ кА}$$

$$I_{Б3} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{Б3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}$$

$$I_{Б4} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{Б4}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}$$

Розрахунок опорів в схемі заміщення ведеться у відносних одиницях.

Енергосистема:

$$X_1 = \frac{S_B}{S_{кз}} = \frac{1000}{3500} = 0,29$$

Розрахуємо опір ліній, які ведуть до підстанції:

$$X_2 = l \cdot x_0 \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2} = 41,3 \cdot 0,325 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0,123$$

$$X_3 = l \cdot x_0 \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2} = 38,7 \cdot 0,325 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0,116$$

Автотрансформатори:

$$X_{ТВ}\% = 0,5(u_{кВ-С}\% + u_{кВ-Н}\% - u_{кС-Н}\%) = 0,5(10,5 + 54 - 42) = 11,25\%$$

$$X_{ТС}\% = 0,5(u_{кВ-С}\% + u_{кС-Н}\% - u_{кВ-Н}\%) = 0,5(10,5 + 42 - 54) = -0,75\% \approx 0$$

$$X_{ТН}\% = 0,5(u_{кВ-Н}\% + u_{кС-Н}\% - u_{кВ-С}\%) = 0,5(54 + 42 - 10,5) = 42,75\%$$

$$X_4 = X_5 = X_{ТВ} = \frac{X_{ТВ}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{10,25}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,41$$

$$X_6 = X_7 = X_{ТС} = \frac{X_{ТС}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0$$

$$X_8 = X_9 = X_{ТН} = \frac{X_{ТН}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{42,75}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 1,7$$

Трансформатор 3:

$$X_{10} = X_{T3} = \frac{X_{T3} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМТ3}}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{1000}{2,5} = 26$$

Трансформатор 4:

$$X_{11} = X_{T4} = \frac{X_{T4} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМТ4}}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{1000}{1,6} = 40,625$$

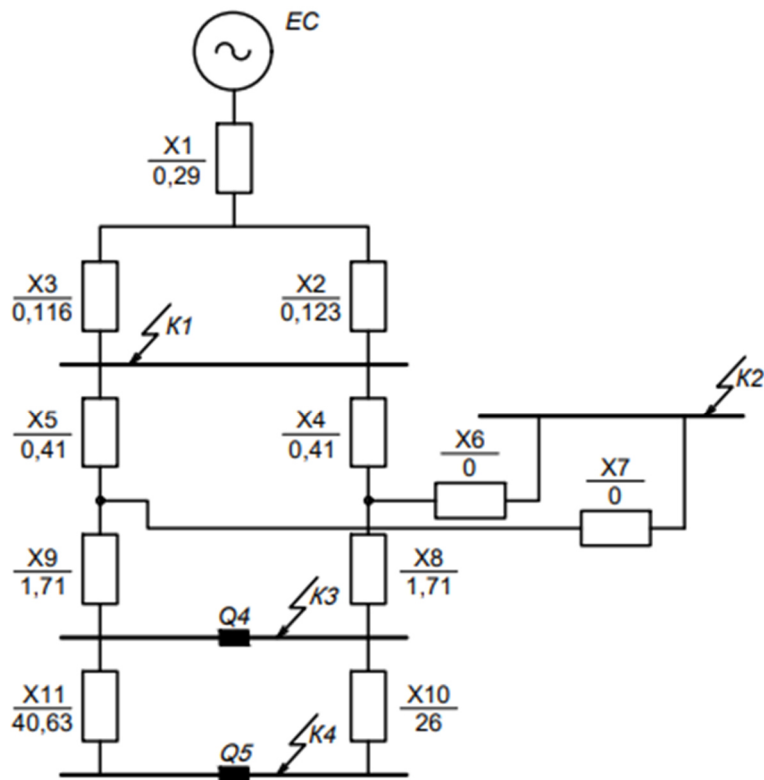


Рисунок 1.10 - Схема замещения з визначеними параметрами

На підстанції є три пари шин із шинними вимикачами.

Вимикач Q1 увімкнений, тому шини напругою 158 кВ зображені однією шиною без відповідного вимикача. Резервна шина відділена вимикачами, тому на схемі заміщення не позначається. Шинні вимикачі Q4 та Q5 вимкнені для роздільної роботи шин і зменшення струмів КЗ. Тому елементи X9, X11 не будуть задіюватися при розрахунках струмів КЗ. На рис. 1.11 зобразимо перетворену вихідну схему.

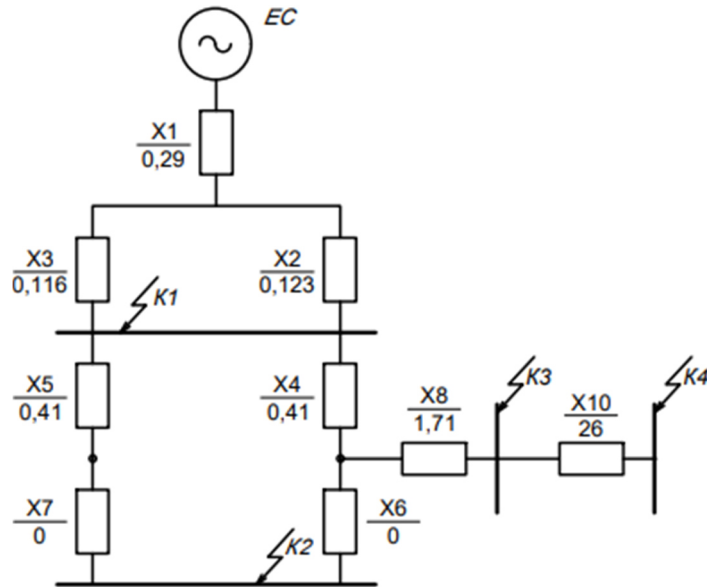


Рисунок 1.11 - Схема заміщення в процесі спрощення

Для знаходження результуючого опору X_1 відносно точки K1 необхідно перетворити вихідну схему, котра зображена на рис. 1.11, на спрощену схему заміщення, яка зображена на рис.1.12.

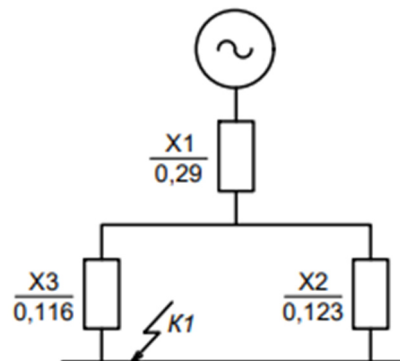


Рисунок 1.12 – Спрощена схема заміщення відносно K-1

Результуючий опір знаходиться сумою послідовних опорів X_1 та X_{23} , а опір X_{23} це опір паралельно з'єднаних X_2 , X_3 . На рис. 1.13 зображено спрощена схема заміщення K-1.

$$X_{1\text{рез}} = X_1 + \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} = 0,29 + \frac{0,123 \cdot 0,116}{0,123 + 0,116} = 0,35$$

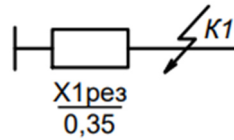


Рисунок 1.13 – Спрощена схема заміщення відносно К-1

Для точки К-2 схему на рис.1.11 перетворимо на схему зображену на рис. 1.14:

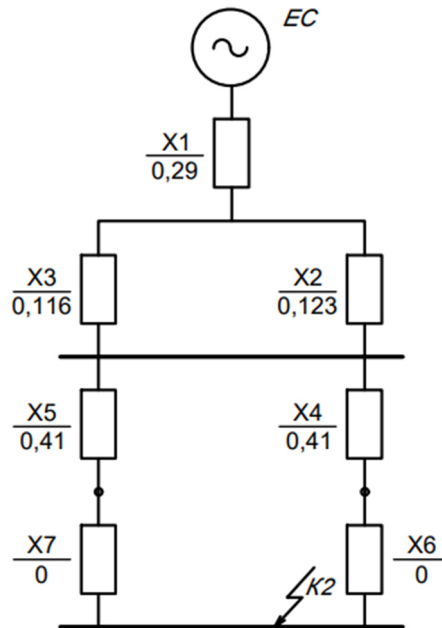


Рисунок 1.14 – Спрощена схема заміщення відносно К-2

Результуючий опір $X_{2рез}$ знаходимо за наступною формулою:

$$\begin{aligned}
 X_{2рез} &= X_1 + \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} + \frac{(X_5 + X_7) \cdot (X_4 + X_6)}{(X_5 + X_7) + (X_4 + X_6)} = \\
 &= 0,29 + \frac{0,123 \cdot 0,116}{0,123 + 0,116} + \frac{(0,41 + 0) \cdot (0,41 + 0)}{(0,41 + 0) + (0,41 + 0)} = 0,56
 \end{aligned}$$

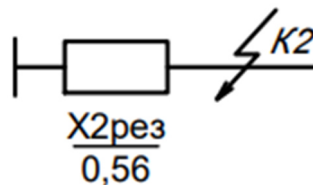


Рисунок 1.15– Спрощена схема заміщення відносно К-2

Для точки К-3 схему на рис.1.11 перетворимо на схему зображену на рис.1.16:

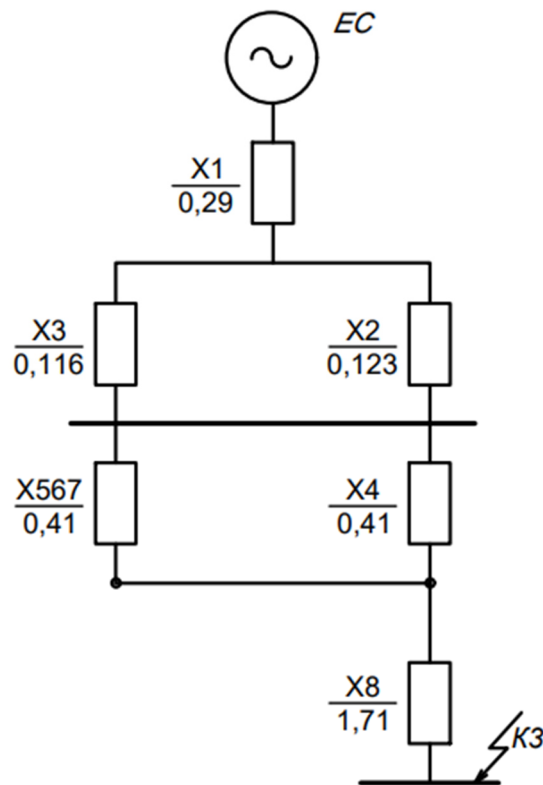


Рисунок 1.16 – Спрощена схема заміщення відносно К-3

Опір X_{567} – сума послідовно з'єднаних опорів X_5 , X_6 , X_7 .

$$X_{567} = X_5 + X_6 + X_7 = 0,41 + 0 + 0 = 0,41$$

Результуючий опір розрахуємо за наступною формулою:

$$X_{3\text{рез}} = X_1 + \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} + \frac{X_{567} \cdot X_4}{X_{567} + X_4} + X_8 = 0,29 + \frac{0,123 \cdot 0,116}{0,123 + 0,123} + \frac{0,41 \cdot 0,41}{0,41 + 0,41} + 1,71 = 2,265$$

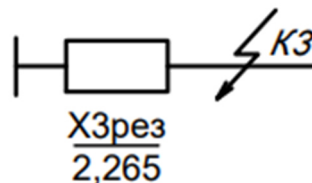


Рисунок 1.17 – Спрощена схема заміщення відносно К-3

Для точки К-4 схему на рис.1.11 перетворимо на схему зображену на рис.1.18:

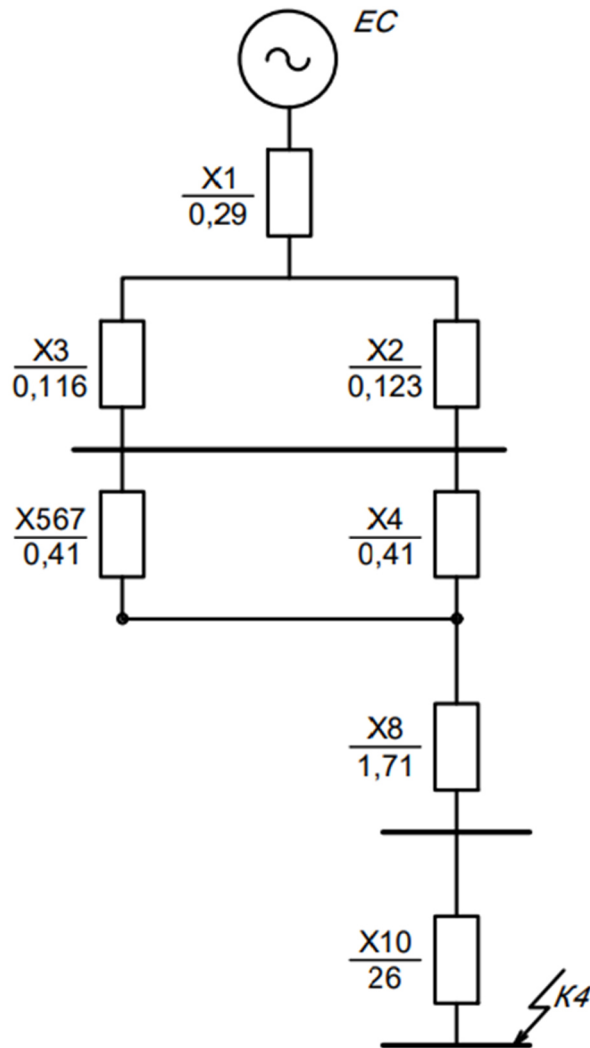


Рисунок 1.18 – Спрощена схема заміщення відносно К-4
Результуючий опір є сумою опору $X_{3рез}$ та X_{10} , оскільки вони з'єднані послідовно:

$$X_{4рез} = X_{3рез} + X_{10} = 2,265 + 26 = 28,265$$

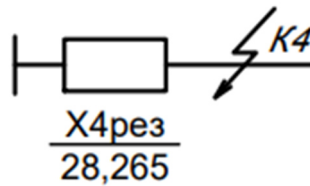


Рисунок 1.19 – Спрощена схема заміщення відносно К-4

Розрахуємо струми короткого замикання:

Початкова періодична складова КЗ:

$$\text{К} - 1 \quad I_{\text{по}} = \frac{E_C^{\text{II}}}{X_{\text{рез1}}} \cdot I_{\text{Б1}} = \frac{1}{0,35} \cdot 1,75 = 5 \text{ (кА)}$$

$$\text{К} - 2 \quad I_{\text{по}} = \frac{E_C^{\text{II}}}{X_{\text{рез2}}} \cdot I_{\text{Б2}} = \frac{1}{0,56} \cdot 3,643 = 6,51 \text{ (кА)}$$

$$\text{К} - 3 \quad I_{\text{по}} = \frac{E_C^{\text{II}}}{X_{\text{рез3}}} \cdot I_{\text{Б3}} = \frac{1}{2,265} \cdot 15,6 = 6,89 \text{ (кА)}$$

$$\text{К} - 4 \quad I_{\text{по}} = \frac{E_C^{\text{II}}}{X_{\text{рез3}}} \cdot I_{\text{Б3}} = \frac{1}{28,265} \cdot 55 = 1,95 \text{ (кА)}$$

де $E_C^{\text{II}} = 1$ – ЕРС джерела у в.о.

Миттєве амплітудне значення ударного струму КЗ

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_y, \text{ де } K_y - \text{ударний коефіцієнт.}$$

$$\text{К} - 1 \quad i_y = \sqrt{2} \cdot 5 \cdot 1,717 = 12,14 \text{ (кА)}$$

$$\text{К} - 2 \quad i_y = \sqrt{2} \cdot 6,51 \cdot 1,935 = 17,815 \text{ (кА)}$$

$$\text{К} - 3 \quad i_y = \sqrt{2} \cdot 6,89 \cdot 1,935 = 18,855 \text{ (кА)}$$

$$\text{К} - 4 \quad i_y = \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 1,6 = 4,412 \text{ (кА)}$$

Діюче значення ударного струму КЗ

$$I_y = I_{\text{по}} \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}$$

$$\text{К} - 1 \quad I_y = 12,14 \sqrt{1 + 2(1,717 - 1)^2} = 17,289 \text{ кА}$$

$$\text{К} - 2 \quad I_y = 17,815 \sqrt{1 + 2(1,935 - 1)^2} = 29,53 \text{ кА}$$

$$\text{К} - 3 \quad I_y = 18,855 \sqrt{1 + 2(1,935 - 1)^2} = 31,26 \text{ кА}$$

$$\text{К} - 4 \quad I_y = 4,412 \sqrt{1 + 2(1,6 - 1)^2} = 5,786 \text{ кА}$$

Максимальні значення аперіодичних струмів для будь-якого моменту часу ($i_{a\tau}$, в момент $t = \tau$):

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в.відкл.}} = 0,01 + 0,025 = 0,035(\text{с})$$

$$K - 1: T_a = 0,04; e^{-\frac{\tau}{T_a}} = e^{-\frac{0,035}{0,04}} = 0,417;$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5 \cdot 0,417 = 2,95 (\text{кА}).$$

$$K - 2: T_a = 0,15; e^{-\frac{\tau}{T_a}} = e^{-\frac{0,035}{0,15}} = 0,792;$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,51 \cdot 0,792 = 7,29(\text{кА}).$$

$$K - 3: T_a = 0,15; e^{-\frac{\tau}{T_a}} = e^{-\frac{0,035}{0,15}} = 0,792;$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,89 \cdot 0,792 = 7,72 (\text{кА}).$$

$$K - 4: T_a = 0,04; e^{-\frac{\tau}{T_a}} = e^{-\frac{0,035}{0,02}} = 0,174;$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 0,174 = 0,48 (\text{кА}).$$

Повний імпульс квадратичного струму короткого замикання (B_K):

$$K - 1: B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a) = 5,00^2 \cdot (0,08 + 0,04) = 3 (\text{кА}^2\text{с})$$

$$K - 2: B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a) = 6,51^2 \cdot (0,08 + 0,15) = 9,75 (\text{кА}^2\text{с})$$

$$K - 3: B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a) = 6,89^2 \cdot (0,07 + 0,15) = 10,4 (\text{кА}^2\text{с})$$

$$K - 4: B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a) = 1,95^2 \cdot (0,095 + 0,02) = 0,44(\text{кА}^2\text{с})$$

Результати обчислень струмів однофазного КЗ на землю приведені у табл.1.21.

Таблиця 1.21 – Таблиця струмів

	$U_{\text{ср}}, \text{кВ}$	$I_6, \text{кА}$	$I_{\text{ПО}}^{(1)}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$I_y, \text{кА}$	$i_{a\tau}, \text{кА}$	$B_K, \text{кА}^2\text{с}$
К-1	330	1,75	5	12,14	17,289	2,95	3
К-2	158,5	3,643	6,51	17,815	29,53	7,29	9,75
К-3	37	15,6	6,89	18,855	31,26	7,72	10,4
К-4	10,5	55	1,95	4,412	5,786	0,48	0,44

1.5 Висновки

Було проаналізовано ПС 330кВ «Побузька», яка є підстанцією 330/150/35/10кВ класів напруг. живиться від 2 ліній 330кВ, що приєднані системи шин зібраної по схемі подвійної системи шин. По стороні 150кВ має 7 лінійних приєднань. Система шин класу 150 кВ зібрана по схемі дві робочі і одна обхідна, по стороні 35кВ має 11 лінійних приєднань, система шин 35кВ зібрана по схемі дві робочі без обхідної і по стороні 10кВ закритий розподільчий пристрій з 4 кабельними приєднаннями. На ПС встановлено 2 АТ АТДЦТН 250000/330/150УІ номінальна потужність кожного 250кВа. Два ЛТ ЛТДТН 100000/35 номінальна потужність кожного 100кВа і резервний трансформатор ТДТН-63000/150/35/6 номінальною потужністю 63кВа. Було розраховано струми однофазного КЗ на землю на шинах 330кВ/150кВ/35кВ/10кВ, які склали для точки К1- 3 кА, для точки К2- 9.75 кА, для точки К3 10.4 кА, для точки К4 0.44 кА

2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

2.1 Призначення релейного захисту

Релейний захист — це система, призначення якої захист електроенергетичних систем від усіх можливих видів несправностей і небезпек, які можуть виникнути в процесі експлуатації обладнання енергетичного об'єкту або лінії. є важливою складовою систем автоматичного керування та захисту електричних мереж. Основне призначення - виявлення та ізоляція несправностей в електричних мережах з метою запобігання пошкодження обладнання, забезпечення надійності систем електропостачання та безпеки користувачів. Основні завдання релейного захисту включають в себе:

Виявлення несправності: Релейний захист допомагає виявляти несправності, такі як коротке замикання, перевищення рівня струму, недонапругу, це дозволяє швидко виявити потенційну загрозу та прийняти необхідні заходи що до усунення технологічного порушення.

Відключення: в разі коли було виявлено несправність релейний захист негайно відключає ділянку електричної мережі ізолюючи пошкоджене обладнання за для недопущення подальшого розвитку та розповсюдження аварійного стану на решту системи.

Захист обладнання: Релейний захист безпосередньо здійснює захист обладнання такого, як трансформатори, системи шин, лінії тощо від перевищення заданих виробником рівнів струму та напруги, що може призвести до пошкодження або аварійних ситуацій.

Мінімізація збитків: Саме швидкодія захистів і вчасне відключення в разі несправностей допомагає в результаті мінімізувати збитки та уникнути серйозних пошкоджень обладнання та запобігти небезпеці для людей та навколишнього середовища.

Координація захисту: Релейний захист повинен бути належним чином сконфігурований для координації та взаємодії з іншими пристроями захисту в електричній мережі. Це допомагає в подальшому уникнути хибних спрацювань та відключень на різних рівнях мережі.

Узагальнюючи, релейний захист грає ключову роль у забезпеченні стабільності, безпеки та ефективності електроенергетичних систем, а його використання є критичним для забезпечення електробезпеки та функціонування сучасних електроенергетичних мереж.

2.2 Основні вимоги до релейного захисту

Основні вимоги до релейного захисту в електроенергетичних системах включають ряд технічних, функціональних та експлуатаційних аспектів. Нижче подано загальний перелік основних вимог:

Надійність: релейний захист повинен працювати надійно в усіх можливих умовах експлуатації та виявляти несправності навіть у найскладніших обставинах.

Швидкість реакції: релейний захист повинен діяти доволі швидко для того щоб вимкнути або ізолювати частину електромережі, яка є пошкодженою для того, щоб у результаті мінімізувати можливий вплив несправності запобігаючи пошкодженню іншого обладнання яке залишається в роботі.

Селективність – це чи не найважливіша вимога до любого типа захисту, релейний захист в першу чергу має бути селективним тобто він повинен мати можливість відключити саме ту частину мережі, де виникла аварійна несправність, тим самим не впливаючи на роботу суміжного обладнання. Селективність релейного захисту вказує на його здатність ізолювати саме той елемент електроенергетичної схеми який безпосередньо в зоні несправності, залишаючи при цьому в роботі інші частини системи. Основною метою селективності як вимоги полягає у мінімізації перебоїв в роботі енергосистеми та забезпечення ефективності і точності захисту. Аспекти селективності релейного захисту включають:

Часова селективність – майже всі види релейного захисту повинні мати незалежно налаштовані часові відмінності між ними, тобто релейні захисти, які розташовані ближче до місця виникнення аварійної несправності, повинні реагувати швидше тим самим відключаючи тільки конкретну секцію системи

Координація струмів - проектування релейного захисту має виконуватися таким чином щоб мати чітку координацію із суміжними пристроями захисту та автоматики щодо рівнів струму та часових параметрів.

Стійкість до хибного спрацювання – аби уникнути можливо неправильних відключень релейний захист повинен бути витриманий від впливу подій, які не являються справжніми несправностями.

Адаптивне налаштування обладнання – релейний захист має дозволяти обслуговуючому персоналу «інженерам ВЕ РЗА» встановлювати відповідні налаштування параметрів, такі як час відключення та рівні струму, в свою чергу забезпечуючи ефективну селективність відповідно до конкретних умов тої чи іншої ділянки системи.

Стійкість до зовнішніх факторів – Релейний захист повинен бути виконаний таким чином щоб бути стійким до зовнішніх впливів, таких як електромагнітні перешкоди, викиди, перенапруги та перерви у електропостачанні.

Гнучкість та програмовані можливості - Релейний захист повинен мати надану можливість програмованого налаштування для відповіді на конкретні потреби електроенергетичної системи та здатність пристосовуватись до змін в процесі експлуатації.

Моніторинг та звітність - Релейний захист має надавати оперативному та обслуговуючому персоналу засоби та можливість для ведення моніторингу та звітності про події, що дозволяє операторам енергосистеми відстежувати та проводити аналіз його діяльності.

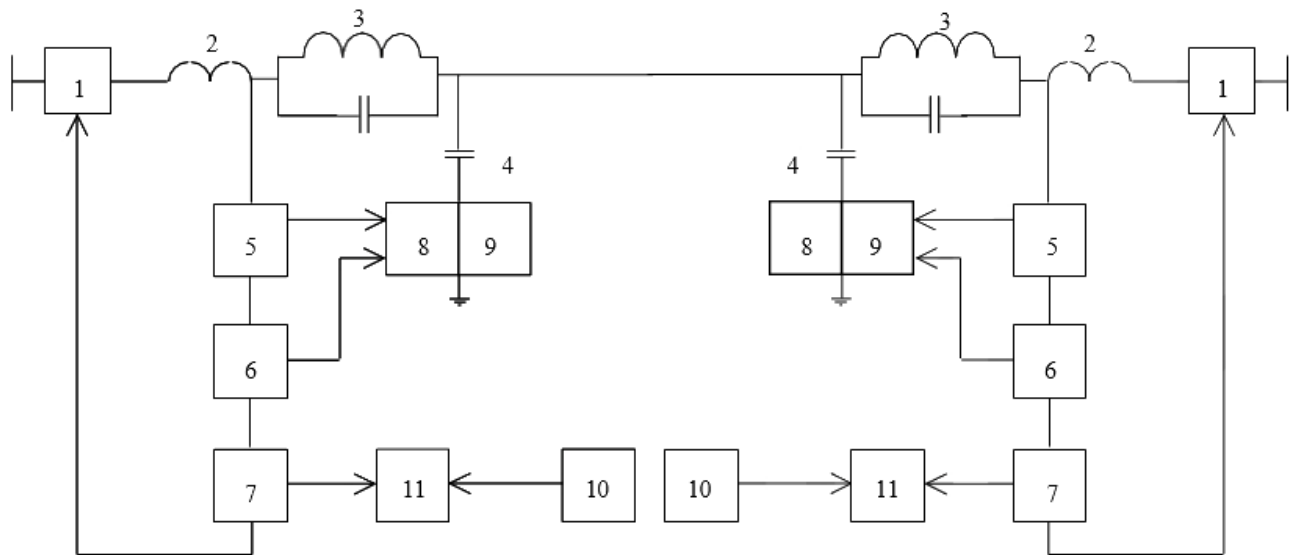
Безпека – Релейний захист повинен відповідати нормам безпеки та не створювати додаткових ризиків для персонала та обладнання.

2.3 Види релейних захистів ПЛ

2.3.1 Основні захисти ліній 150-330кВ:

2.3.1.1 Диференційно фазний захист

Принцип дії полягає у порівнянні фаз струмів протилежних кінців лінії. Фази струмів по кінцях лінії порівнюються за допомогою імпульсів високо-частотних сигналів, що передаються по високочастотному каналу лінії, що захищається. Захист володіє абсолютною селективністю, діє на відключення усіх видів короткого замикання по всій довжині лінії і відповідно не діє при зовнішніх коротких замиканнях. Комплекс захисту складається з двох комплектів, які розташовані по обидві сторони захищаємої лінії. До складу комплектів входить, структурну схему ДФЗ наведено на рис. 2.1



- | | |
|-------------------------|--|
| 1. Вимикач | 7. Орган підготовки ланцюгів відключення |
| 2. Трансформатор струму | 8. Високочастотний передавач |
| 3. Загороджувач | 9. Високочастотний приймач |
| 4. Конденсатор зв'язку | 10. Орган порівняння фаз |
| 5. Орган пуску | 11. Орган дозволу на відключення |
| 6. Орган маніпуляції | |

Рисунок 2.1 – Структурна схема диференційно фазного захисту

Робота ДФЗ у разі зовнішнього к.з.:

При зовнішньому к.з струми по обох кінцях пошкодженної лінії зсуваються на кут, наближений до 180° рис. 2.1 Саме тому робота передавачів проходить не одночасно і сигнали зрушені по фазі на половину періоду частоти. Якщо підсумувати сигнали то виходить один безперервний сигнал, саме тому відсутній факт спрацювання захисту і не відбувається відключення лінії[4].

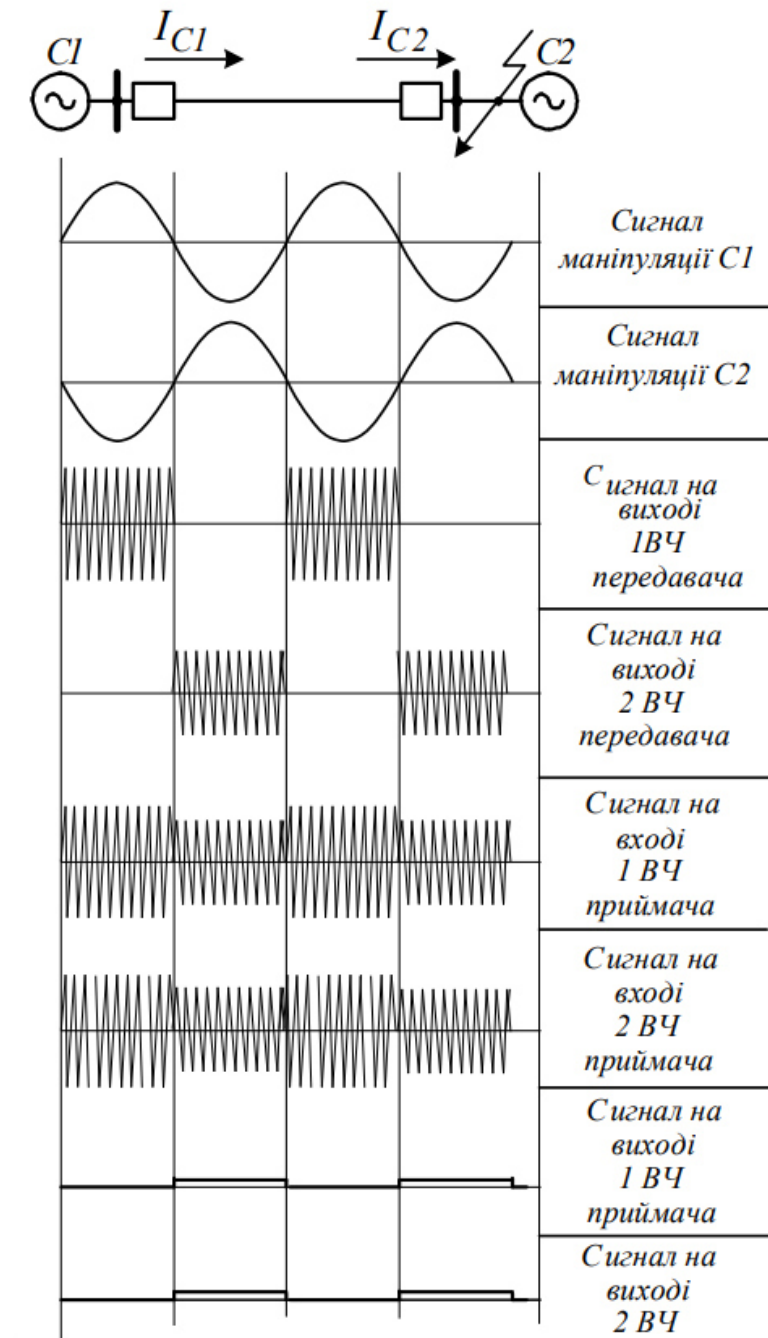


Рисунок 2.2 – ВЧ сигнал при зовнішньому к.з.

Робота ДФЗ у разі к.з. на захищаємій лінії:

При к.з. на ділянці захищаємої лінії рис.2.3 ми бачимо що струми по кінцях лінії збігаються по фазі відповідно передавачі працюють синхронно і сигнали що вони надсилають збігаються по фазі, відповідно відбувається накладання сигналу один на одний утворюючи паузи. Ці перерви у надсилаємих сигналах фіксуються органом порівняння, який готує ланцюги відключення [4].

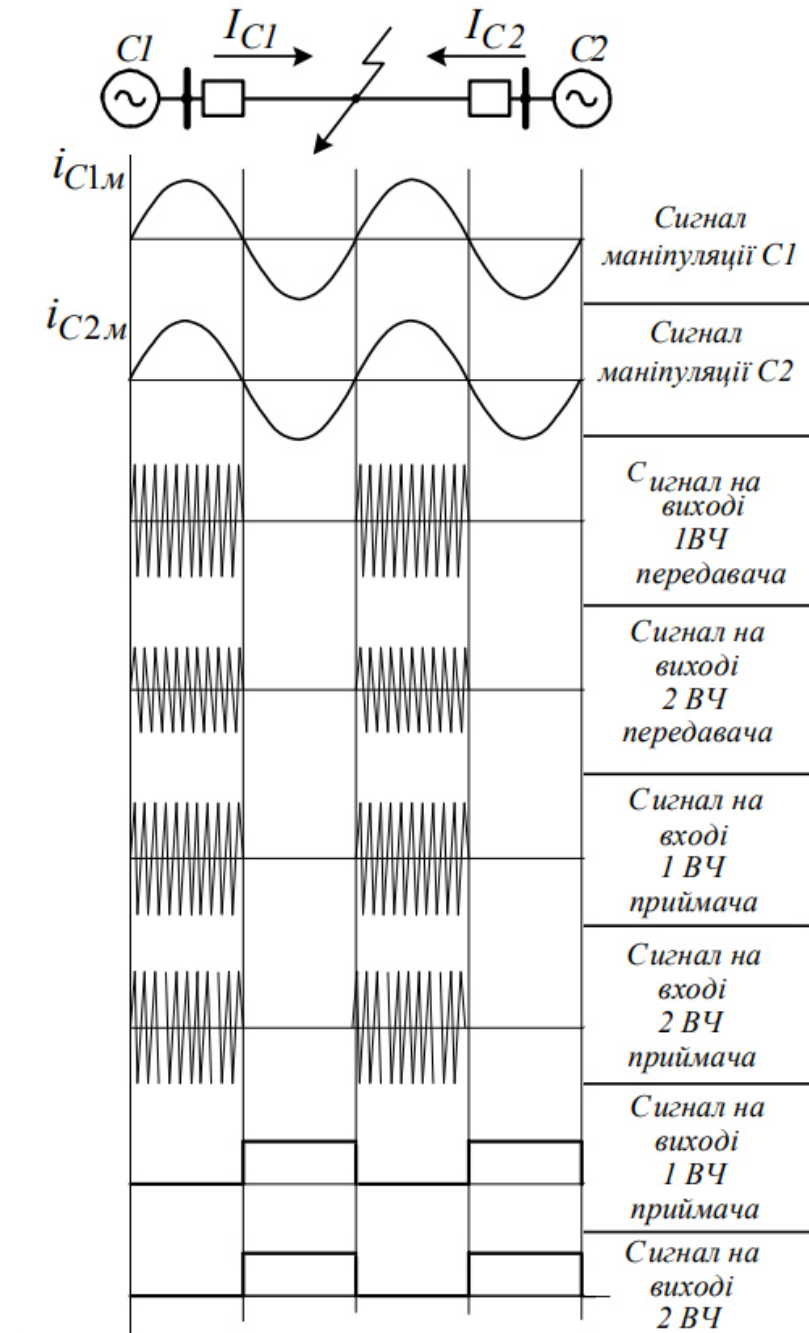


Рисунок 2.3 – ВЧ сигнал при к.з. на захищаємій лінії.

Структура захисту ДФЗ:

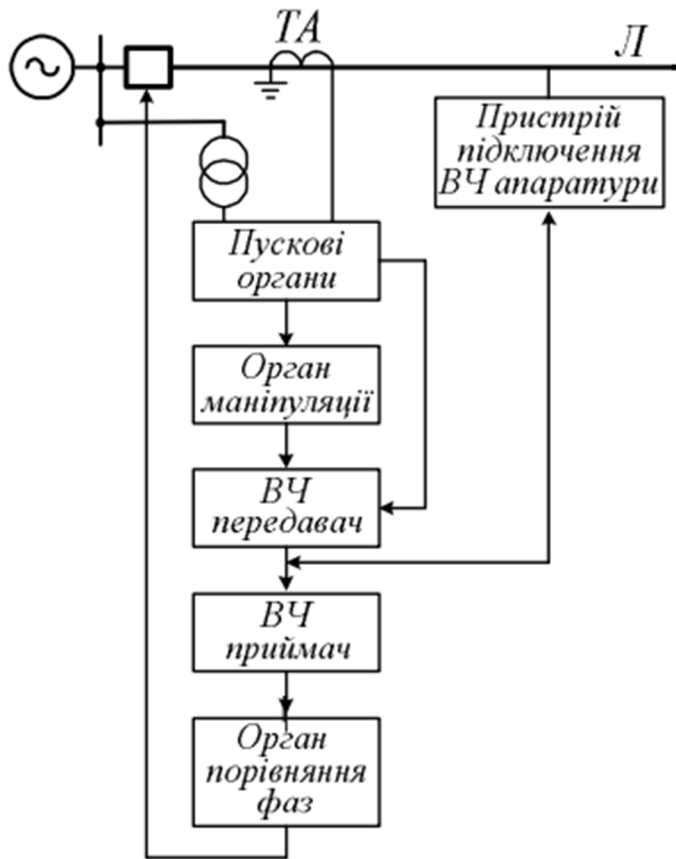


Рисунок-2.4 Схема півкомплекту ДФЗ

Захист складається з трьох основних органів рис. 2.4, а саме:

Орган пуску

Орган керування передавачем

Орган порівняння фаз струмів

Структурні органи ДФЗ:

Орган пуску при всіх видах к.з або пошкоджень захищаємої лінії пускає в.ч. передавач та підключає до приймача орган порівняння фаз струмів зворот-ньої послідовності, має високу чутливість і пускає передавач не тільки при пошкодженнях захищаємої лінії, але і при замиканнях на суміжних ділянках ліній.

Орган керування передавачем, для повноцінного використання одного каналу зв'язку, трифазні системи порівнюваних струмів по обидва кінця лінії перетворюються за допомогою фільтрів струмів прямої та зворотної послідовності в однофазну напругу, яка і подається до органу управління високочастотним передавачем. У випадку пошкодження лінії передавачі по обидві сторони лінії пускаються в роботу майже з однаковою несучою частотою. Керуються вони вже за допомогою зазначеної вище напруги маніпуляції, здійснюючи періодичні відкривання та закривання передавача з частотою 50 Гц. Отже, здійснюється маніпуляція в.ч. струмів струмами к.з. В результаті струми високої частоти передаються за к.з. не безперервно, а у вигляді переривчастих в.ч. сигналів. Тривалість і відсутність кожного з цих сигналів дорівнює половині періоду промислової частоти.

Орган порівняння фаз струмів – сам процес порівняння фаз струмів протікає у ВЧ-приймачах. Органи керування організовані таким чином, що передавачі при зовнішніх струмах працюють в різних напівперіодах, разом вони створюють безперервний високо-частотний сигнал, а у випадку короткого замикання на лінії, яка захищається передавачі починають працювати в однакові періоди що призводить до появи преривчастого високочастотного сигналу, в свою чергу компаратори фази працюватимуть для підготовки схеми відключення, саме таким чином і визначається точне місце де сталося пошкодження – в зоні дії захисту або ні.

Технічне виконання високочастотних каналів на ЛЕП.

Передача сигналів здійснюється по проводам ліній. Для забезпечення передачі сигналу проводиться високочастотна обробка, що в технічному плані виконано за рахунок установки по обом сторонам захищеної лінії комплексу до якого входить високочастотний загороджувач та конденсатор зв'язку, загороджувач не допускає поширення сигналу поза межі захищеної ділянки, конденсатор в свою чергу створює шлях для струмів з високою частотою та не допускає потрапляння високої напруги на приймач.

Ланцюги живлення ДФЗ

Живлення ланцюгів змінного струму виконано від трансформатора(ів) струму захищеної лінії та трансформаторів напруги, в залежності від виконання ВРУ, або шин, або лінії. Несправність же в ланцюгах трансформаторів струму може стати причиною хибної роботи ДФЗ та відключення вимикачів цієї сторони лінії. Слід також відмітити одну особливість захист типу ДФЗ-504 та 503 можуть хобно спрацювати при несправностях у ланцюгах напруги оперативний персонал при виявленні данної несправності має негайно вивести з роботи ДФЗ.

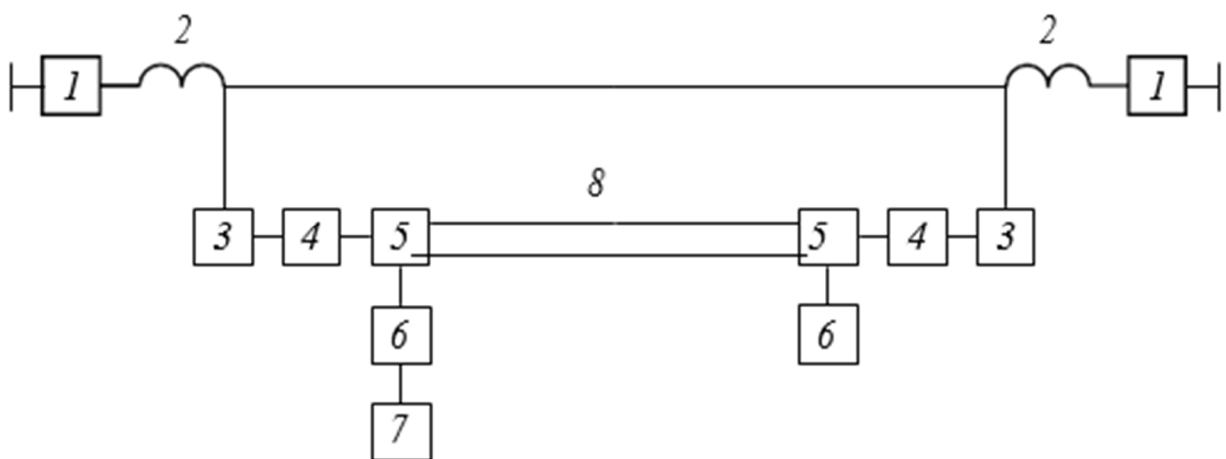
Загальний опис та переваги ДФЗ

Найпоширенішим варіантом основного захисту ліній 150-330кВ виступає диференційно фазний високочастотний захист, в електромеханічному або мікропроцесорному виконанні, наприклад: ДФЗ-504/201 або L-60. Його

призначення на роль основного захисту вик-ликана високими вимогами щодо швидкодії, селективності і чутливості, якими інші захисти володіють не в повній мірі. Його перевагами можна назвати відключення лінії від усіх видів короткого замикання, не діє на відключення повітряних ліній, які обладнанні ОАПВ, при неповнофазному режимі, що дозволяє його виконання, як основного захисту на цих лініях, має абсолютну селективність. Розглянемо основні переваги та недоліки диференційно фазного захисту : Переваги: Як вже раніше було розглянуто основна перевага ДФЗ над іншими типами захисту є швидкість, висока чутливість, надійність не див-лячись на достатньо складну структуру виконання. Недоліки: Висока ціна обладнання, і складнощі які обумовленні наявністю вискочастотного прийомо-передавача.

2.3.1.2 Поздовжній диференційний захист

Принцип роботи захисту заснований на порівнянні струмів за абсолютною величиною та фазою по кінцях ПЛ. У випадку якщо протікаючий струм перевищує уставку спрацювання до 2.5 раз, захист порівнюватиме величини струмів по обох кінцях лінії та їх фази, а при великих струмах – фази цих струмів відповідно. На рис.2.5 наведено принципову схему ДЗЛ.



- 1- Вимикач; 2- ТС; 3- Комбінований фільтр; 4-Схема порівняння;
 5- Роздільний трансформатор; 6- Пристрій контролю з'єднувальних проводів;
 7- Блок живлення пристрою; 8 – з'єднувальні провода

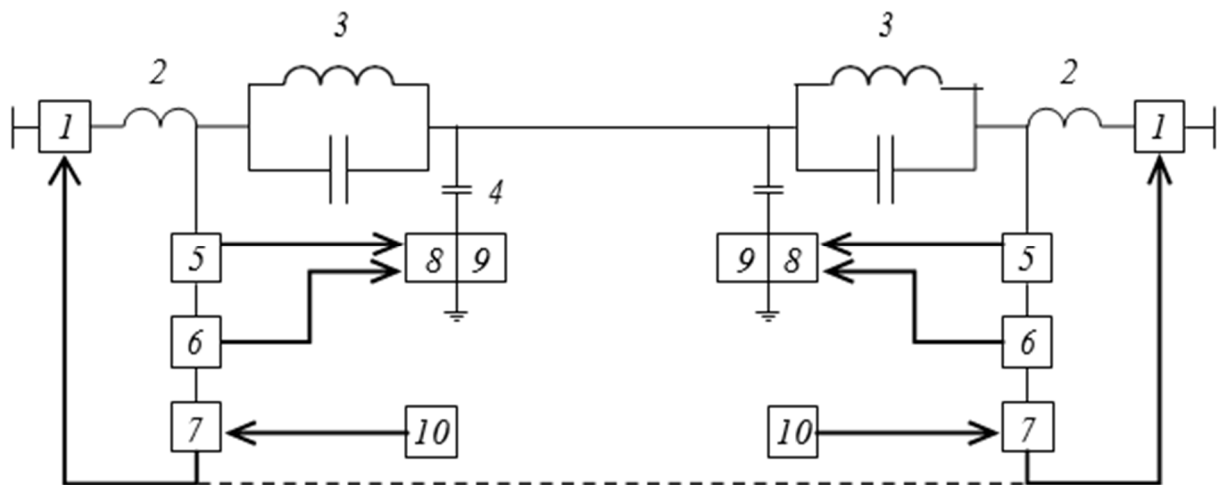
Рисунок 2.5 – Структурна схема ДЗЛ

Загальний опис поздовжньо-диференційного захисту

Поздовжній диференційний захист один із варіантів основного захисту ліній 150-330кВ . Слід відмітити що даний захист в основному приміняється на повітряних лініях абсолютною довжиною до двадцяти кілометрів у якості основного захисту. З анологічними до ДФЗ якостями швидкодії та селективності. Зв'язок між напівкомплектами захисту по обидва кінця лінії організовується з'єднувальними проводами з встановленням пристрою автоматичного контролю їх справності ДЗЛ-1, ДЗЛ-2 або як варіант оптоволоконний канал зв'язку.

2.3.1.3 Струмовий направлений захист з ВЧ блокуванням

Принцип дії заснований на обміні блокуючими високочастотними сигналами між кінцями захищаємої лінії, ВЧ сигнал посиляється у ВЧ канал за напрямку потужності до ПЛ або шин підстанції. На рис.2.6 наведено схему ВЧБ.



- | | |
|--------------------------|-----------------------------------|
| 1 – Вимикач; | 6 – Орган зупинки; |
| 2– Трансформатор струму; | 7 – Прискорювані зони та ступені; |
| 3– Загороджувач; | 8 – ВЧ передавач; |
| 4– Конденсатор зв'язку; | 9 – ВЧ приймач; |
| 5– Орган пуску; | 10 – Орган блокування. |

Рисунок 2.6 – Структурна схема ВЧ захисту.

Робота ВЧБ у разі зовнішнього к.з

Розглянемо роботу захисту при зовнішніх к.з. У випадку якщо з'являється фактор зовнішнього к.з. відбувається пуск високочастотних передавачів з обох кінців лінії. В тій стороні, де струми короткого спрямовані у сторону лінії спрацьовують органи зупинки ВЧ передавача відповідно зупиняючи ВЧ передавач. На протилежній стороні лінії де струми короткого замикання направлені у сторону шин органи зупинки ВЧ передавача не спрацьовують і ВЧ передавач продовжує роботу передаючи у лінію сигнал який приймається приймачами по обидва кінця лінії та відбувається блокування дії обох півкомплектів захисту.

Робота ВЧБ у разі к.з на захищаємій лінії

Розглянемо як діятиме захист у випадку короткого замикання у зоні дії захисту на захищаємій лінії, відбувається пуск високочастотних передавачів по обидві сторони лінії, але в данному випадку є факт стікання струмів к.з з обох сторін повітряної лінії з направленням у бік лінії що є фактором спрацювання зупинки високочастотних передавачів з обох сторін. На лінії відсутній ВЧ сигнал, відповідно блокуючий орган дає дозвіл на прискорення відключення вимикачів лінії з усіх сторін, тим самим ізолюючи ушкоджену лінію для недопущення поширення аварійного стану на прилегле обладнання.

2.3.1.4 Поперечний диференційний захист

Принцип дії поперечного диференційного захисту оснований на порівнянні струму однойменних фаз паралельних кіл з параметрами, що мало відрізняються. Як правило для захисту використовують ТС з однаковим коефіцієнтом трансформації, встановлюються вони зі сторони живлячих шин підстанції. Основний захист ліній менш поширений ніж попередньо розглянуті але експлуатуючийся на декількох підстанціях Дніпровського регіону. Підсумуємо: зона дії таких захистів як ДФЗ, ДЗЛ та ВЧ блокування обмежена місцями установки трансформаторів струму, що ж до ПДЗЛ зона дії цього захисту обмежена паралельними лініями, що захищаються з обов'язковим урахуванням

ймовірно «мертвої зони» захисту, що може бути у разі виникнення к.з. близько до шин протилежної підстанції.

2.3.2 Резервні захисти ліній 150-330кВ:

2.3.2.1 Дистанційний захист

Принципом дії дистанційного захисту передбачається поділ напруги на точку ретрансляції та вимірюваний струм, в наслідок розрахунку отриманий таким чином імпеданс порівнюється з імпедансом точки досягнення і в тому разі, якщо показники вимірюваного опору менші, ніж опір точки досягнення, вважається, що між реле і точкою досяжності на повітряній лінії є те чи інше пошкодження, або несправність. На рис.2.7 представлена структурна схема ДЗ.

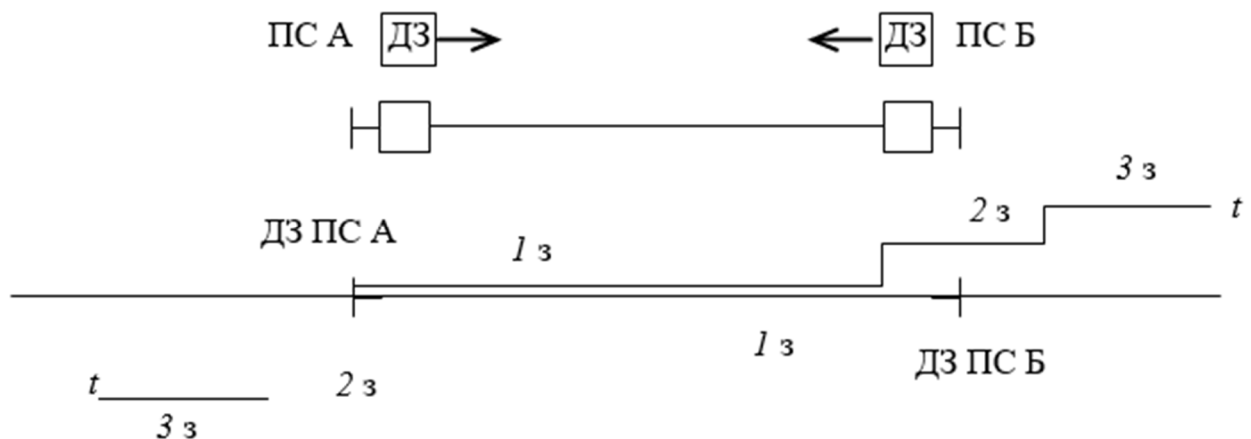


Рисунок 2.7 – Структурна схема дистанційного захисту.

Основним призначенням дистанційного захисту є відключення лінії при міжфазних коротких замиканнях. ДЗ є захистом з відносною селективністю апаратне виконання основане на реле мінімального опору, яке реагує на відношення напруги, що подається на реле до струму в реле, та спрацьовує при факторі зниження напруги і збільшенні струму, що фіксується у захищасій ділянці лінії. Для того щоб відключити коротке замикання на всій довжині лінії швидко і без витримки часу застосовується автоматичне прискорення 2-ї або 3-ї (в залежності від схеми) зони дистанційного захисту при операції з включенням вимикача під час оперативних перемикачів або від автоматичного повторного

включення АПВ, прискорення вводиться на декілька секунд після фактичного включення вимикача, якщо на протязі цих 1-2 секунди після вмикання коротке замикання на захищаємій лінії не фіксується автоматичне прискорення так само автоматично виводиться з дії.

Зони дії ДЗ

Щодо застосування, то ДЗ приміняють в мережах від 110кВ і вище, як правило зазвичай направленими, даний захист можна виконувати з однією, або двома та трьома зонами дії. Дистанційний захист технологічно виконується зустрічно – ступінчастим принципом рис.2.8.

- 1- Зона захисту: як правило діє без витримки часу і захищає 85% лінії.
- 2- Зона захисту: діє з витримкою часу, захищає всю лінію та резервує захисти шин протилежної підстанції та частину прилеглих мереж/ліній, що відходять від протилежної підстанції.
- 3- Зона захисту: здійснює резервування захисту усієї лінії, захищає шини суміжної підстанції та частину повітряних ліній або всю довжину ліній, що відходять від суміжної підстанції. Зона резервування 3-ї зони захисту більша, ніж 2-ї зони. Витримка часу дії 3-ї зони захисту більша за витримку 2-ї зони. Як правило дистанційний захист діє на відключення 3х фаз вимикача, але є виключення на лініях які обладнанні ОАПВ тому деякі зони можуть діяти на пуск пристрою ОАПВ.

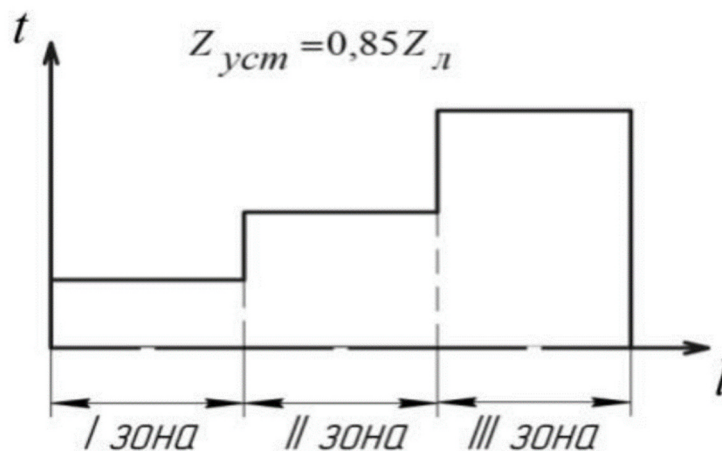


Рисунок 2.8 – Зони дії ДЗ

Структура захисту ДЗ

Робота реле опору має визначатися місцем виникнення к.з. по відношенню до місця їх включення. Саме це відношення пропорційне відстані до точки к.з – дистанції, що і стало основоположним у назві данного захисту. У зв'язку з тим, що в якості реле опору в дистанційному захисті використовуються реле мінімального спротиву, для виключення ложної дії захисту при несп-равності кіл напруги, а також при качаннях і асинхронному режимі в дистанційних захистах є наступні блокуючі пристрої. Бло-кування при несп-равності цепей напруги. При несправності ланцюгів напруги (ланцюги «зірки» вторинної обмотки трансформатора напруги), заживлених реле опору, вказані реле можуть хибно спрацювати. Щоб при цьому дистанційний захист не подіяв на відключення, при несправності ланцюгів напруги дистан-ційного захисту, виводиться з роботи блокування при несправності ланцюгів напруги.

Структурні органи ДЗ:

На рисунку 2.9 наведена схема триступеневого дистанційного захисту яка включає в себе такі структурні органи:

- 1- Пусковий орган. Призначення цього органу полягає у виявленні наявності ймовірного пошкодження, на схемі його функціонал виконує струмове реле КА.
- 2- Дистанційний орган, на нього покладено функцію встановлення відстані пошкодження від місця встановлення комплекту захисту, В залежності від цього фактору обирається витримка часу. На схемі відзначено це реле KZ1 та KZ2.
- 3- Орган направлення потужності, дозволяє працювати захисту у режимі направленої потужності від шин у лінію. У данному захисті функцію органа направлення потужності виконує реле потужності KW, слід відмітити що данну функцію може виконувати реле опору, якщо володіє направленністю дії.

- 4- Орган часу, його основна функція це створення витримки часу, необхідних для забезпечення селективності дії захисту. На схемі виконано реле КТ1 та КТ2.
- 5- Орган блокування За для недопущення хибних спрацювань захисту при наявності в мережі коливань та при обриві кіл напруги, захист доповнюється такими блокуваннями:

Блокування при пошкодженні ТН

Блокування виводу захисту при наявності в мережі коливань.

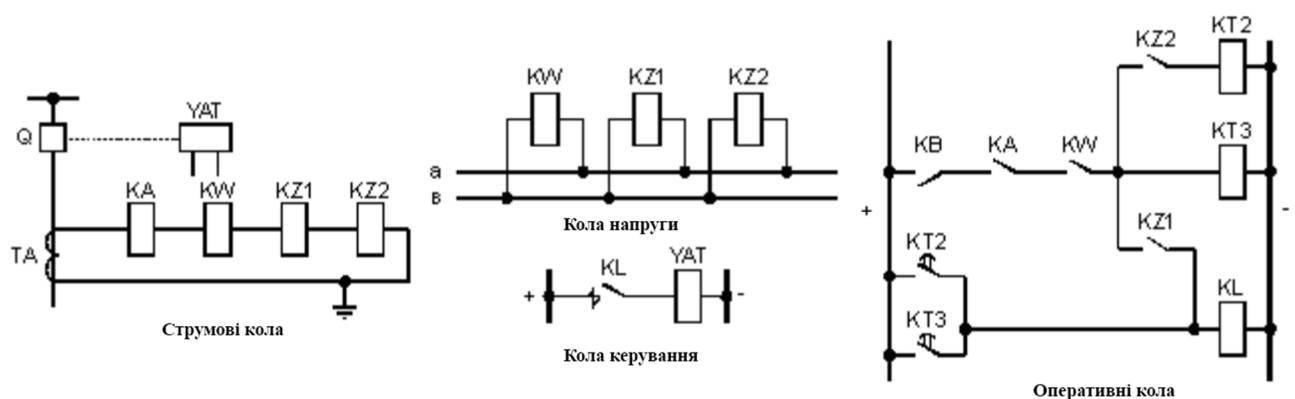


Рисунок 2.9 – Схема триступеневого дистанційного захисту

Блокування при качках.

Режим гойдання та асинхронний режим супроводжуються збільшенням струмів по лініях та зниженням напруги у деяких вузлах енергосистеми. При цьому реле опору у деяких вузлах енергосистеми можуть помилково спрацювати. Для виключення хибної роботи захисту при коченнях та асинхронному режимі дистанційний захист виводиться із блокування при хитаннях.

Переваги та недоліки ДЗ

Недоліком подібної структури захисту є те що на захищасій лінії є ділянки коротке замикання на яких з однієї зі сторін відключатиметься з витримкою часу.

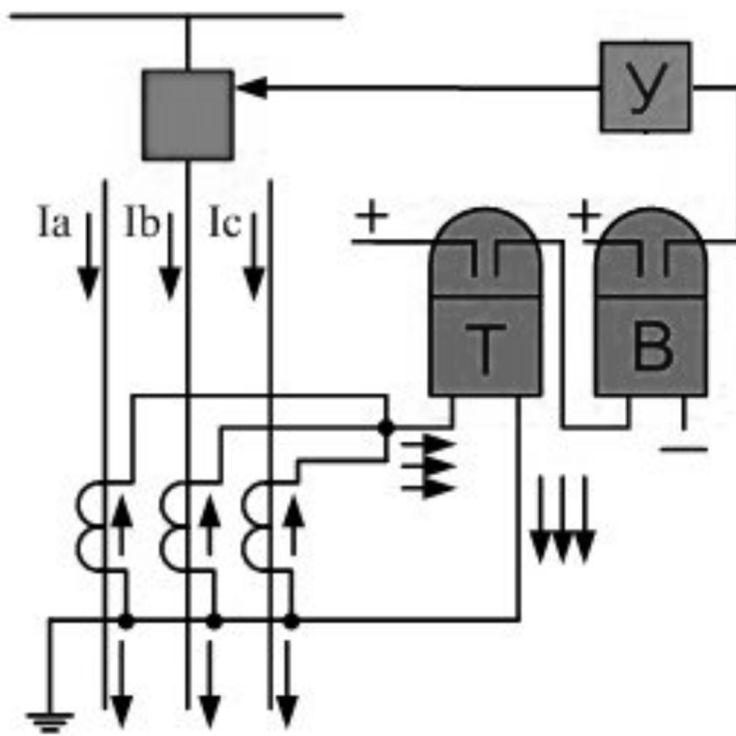
Перевагою дистанційного захисту є те, що довжини зон захисту є постійними і не залежать від стану та режиму роботи даної ділянки енерго-системи.

Оперативне прискорення ДЗ

Є випадки коли для тих чи інших робіт у групі оперативного персоналу чи служби ВЕРЗА є потреба вивести з роботи основний захист повітряної лінії у цьому випадку для забезпечення стійкості схеми вводиться оперативне прискорення 2-ї або 3-ї зони дистанційного захисту в залежності від схеми і оперативної необхідності. Фактично при введенні оперативного прискорення мінімізується витримка часу захищаємої зони до тих величин які забезпечать динамічну стійкість тої ділянки енергосистеми в якій саме і встановлено дистанційний захист.

2.3.2.2 Струмовий захист нульової послідовності

Захист заснований на принципі вимірювання напрямку потужності нульової послідовності на обох паралельних лініях. На рис. 2.10 наведено схему.



На лініях з глухозаземленою нейтраллю від коротких замикань на землю використовується захист, який реагує на струм та потужність нульової послідовності причина тому те що цей вид вирогідного пошкодження захищає-мої лінії є переважним, а захист який включе-ний на струм і відповід

Рисунок 2.10 Проста схема СЗНП

послідовності є більш простим у виконанні у порівнянні з іншими типами захисту. На рисунку 2.10 зображена найпростіша схема СЗНП. Пускове струмове реле **Т**, включається на фільтр струмів нульової послідовності, в якості якого слує нульовий провід ТС, включених по схемі повної зірки. Реле **В** забезпечує

но напругу нульової

необхідну витримку часу для селективної роботи захисту. Струм спрацювання реле Т з урахуванням коефіцієнту трансформації.

Робота СЗНП у разі виникнення к.з

Рис. 2.7, якщо на обох лініях потужності нульової послідовності $P_{0л1}$ та $P_{0л2}$ спрямовані однаково, то захист не діятиме. Це відбувається при КЗ за межами ліній, що захищаються.



Рисунок 2.7 – Напрямок струмів КЗ при зовнішньому КЗ

Рис. 2.8 якщо на одній лінії потужність нульової послідовності спрямована у бік лінії $P_{0л1}$ ПС А, а на паралельній лінії – у бік шин $P_{0л2}$ ПС А, то захист спрацьовує та діє на відключення тієї лінії, на якій потужність нульової послідовності спрямована у бік лінії

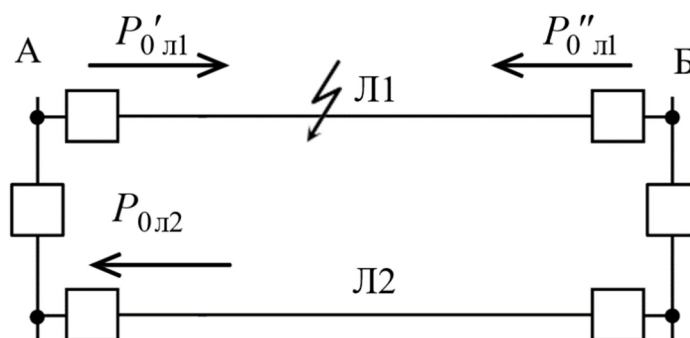


Рисунок 2.8 – Напрямок струмів КЗ при КЗ на лінії Л1

У разі роботи ліній на різні системи шин з вимкненим шиноз'єднувальним вимикачем, є вірогідність що захист може працювати неселективно на обох

кінцях лінії. як правило СЗНП електромеханічного типу , виконується на базі типових панелей захисту ЕПЗ-1636, ШДЕ-2801.

Технічне виконання СЗНП

СЗНП як правило виконується у вигляді спрямованих ступенів рис. 2.11 максимальних струмових захистів та струмової відсічки є варіанти коли окремі ступені захисту можуть виконуватись не направленими.

Аналогічно до характеристик ДЗ характеристики СЗНП так само за зустрічно-ступінчастим принципом. І так само мають аналогічний недолік, а саме те що на лінії залишаються ділянки пошкодження на яких з одної зі сторін буде відключатися з витримкою часу. Але на відміну від дистанційних захистів довжина ступеней данного захисту має можливість зменшення в залежності від режиму роботи вибраного енерговузла. Як правило СЗНП виконується 3х або 4х ступінчастою.

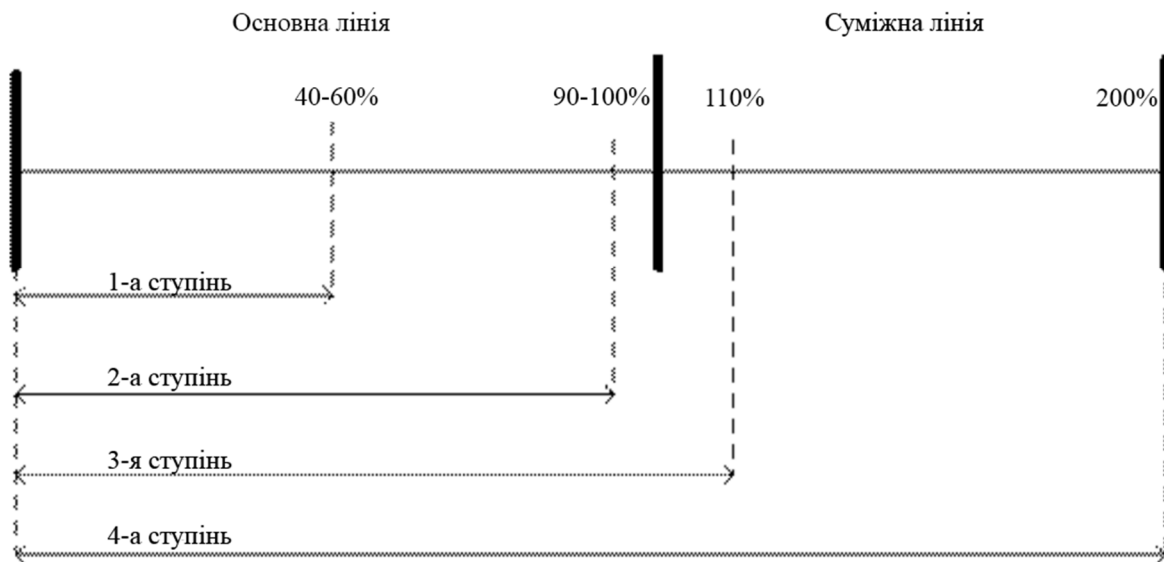


Рисунок 2.11- Ступені СЗНП

1-ступінь діє без витримки часу і захищає тільки частину захищуваної лінії.

2-ступінь дія з витримкою часу покриваючи захистом усю довжину лінії, та здійснює резервування захистів які встановлені на шинах протилежної підстанції, та частини ліній що відходять від них.

3-ступінь діє з більшою ніж у 2 ступені витримкою часу резервує захист усієї лінії здійснює резервування захистів які встановленні на шинах протилежної підстанції, та частини ліній або всю їх довжину що відходять від шин протилежної підстанції.

4- ступінь працює з витримкою часу більше ніж на 3-й ступені і є більш чутливішим. Зона резервування більша, ніж у 3-го ступеня.

В режимі коли основний захист повітряної лінії виведений і є потреба в забезпеченні динамічної стійкості є можливість виконання оперативним персоналом оперативного прискорення 2 або 3-го ступеня СЗНП в наслідок чого знижується витримка часу тої зони захисту що прискорюється до необхідних для забезпечення стійкості величин. Захист зберігає селективність лише на паралельних лініях. Слід відмітити що в деяких випадках при факторі неповнофазного режиму у визначеній мережі найбільш чутливі ступені СЗНП, а саме 3 і 4 можуть діяти не селективно.

Структурні органи СЗНП:

У якості органу направленності захисту, як правило використовується реле напрямку потужності рис 2.12. Струмові реле ступенів захисту та струмова обмотка реле напрямку потужності включаються до нульового проводу трансформаторів струму захищаємого приєднання на струм нульової послідовності. В свою чергу обмотка реле напрямку потужності підключена до вторинної обмотки, що включена за визначеною схемою «розімкнений трикутник».

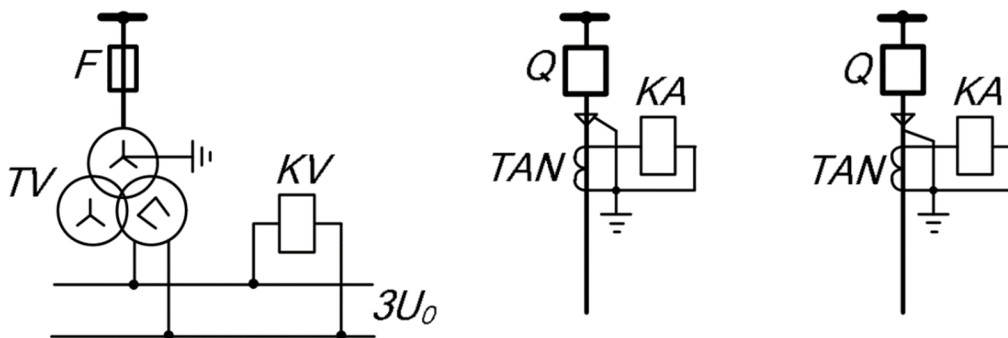


Рисунок 2.12 Схеми під'єднання вимірних органів нульової послідовності а) вимірні органи напруги; б, в) вимірні органи струму

Загальні відомості та особливості СЗНП

СЗНП може в деяких випадках застосовуватися, як основний захист, а в основному як резервний захист повітряних ліній від коротких замикань на землю та здійснює безпосередньо захист власної лінії та має можливість резервування коротких замикань на приєднаннях та шинах суміжних підстанцій по ту сторону лінії. На повітряних лініях, які оснащені пристроями однофазного автоматичного повторного включення – у циклі ОАПВ, тобто після того, як пошкоджена фаза відключена, автоматично проходить вивід з дії 3 та 4 ступені, які в данному випадку можуть спрацювати від струму неповно-фазного режиму. Після успішного ОАПВ 3 та 4 ступені авто-матично вводяться в дію. Для того щоб провести відключення короткого замикання по всій довжині повітряної лінії без витримки часу аналогічно дистанційному захисту виконується автоматичне прискорення 2-го або 3-го ступеня СЗНП при відключенні вимикача від пристрою АПВ або оперативним персоналом. Тривалість автоматичного прискорення 1-2 секунди від моменту після вмикання вимикача в діапазоні цього часу, якщо коротке не буде зафіксоване прискорення виводиться з роботи.

2.3.2.3 Струмова відсічка

Принцип дії заснований на явищі убування величини струму короткого замикання при віддаленні від джерела живлення рис 2.13. Наприклад: при пошкодженні на початку повітряної лінії у місця розташування захисту відповідно величина струму короткого замикання має найбільше значення і при віддаженні від місця к.з. джерела живлення має поступово зменшуватися оскільки при віддаленні збільшується опір до місця пошкодження ПЛ. В процесі розрахунку уставок поріг спрацювання обирається так щоб відсічка не працювала при вирогідних пошкодженнях на суміжних ділянках ліній, для цього задається струм спрацювання який більше максимальних значень струму к.з при короткому замиканні на шинах суміжної підстанції.

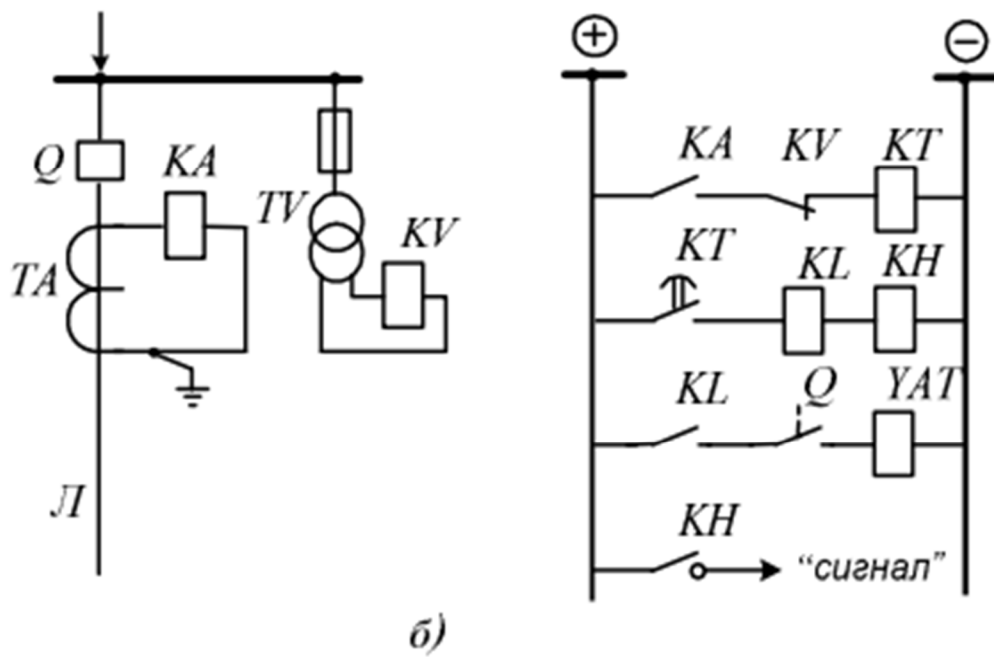
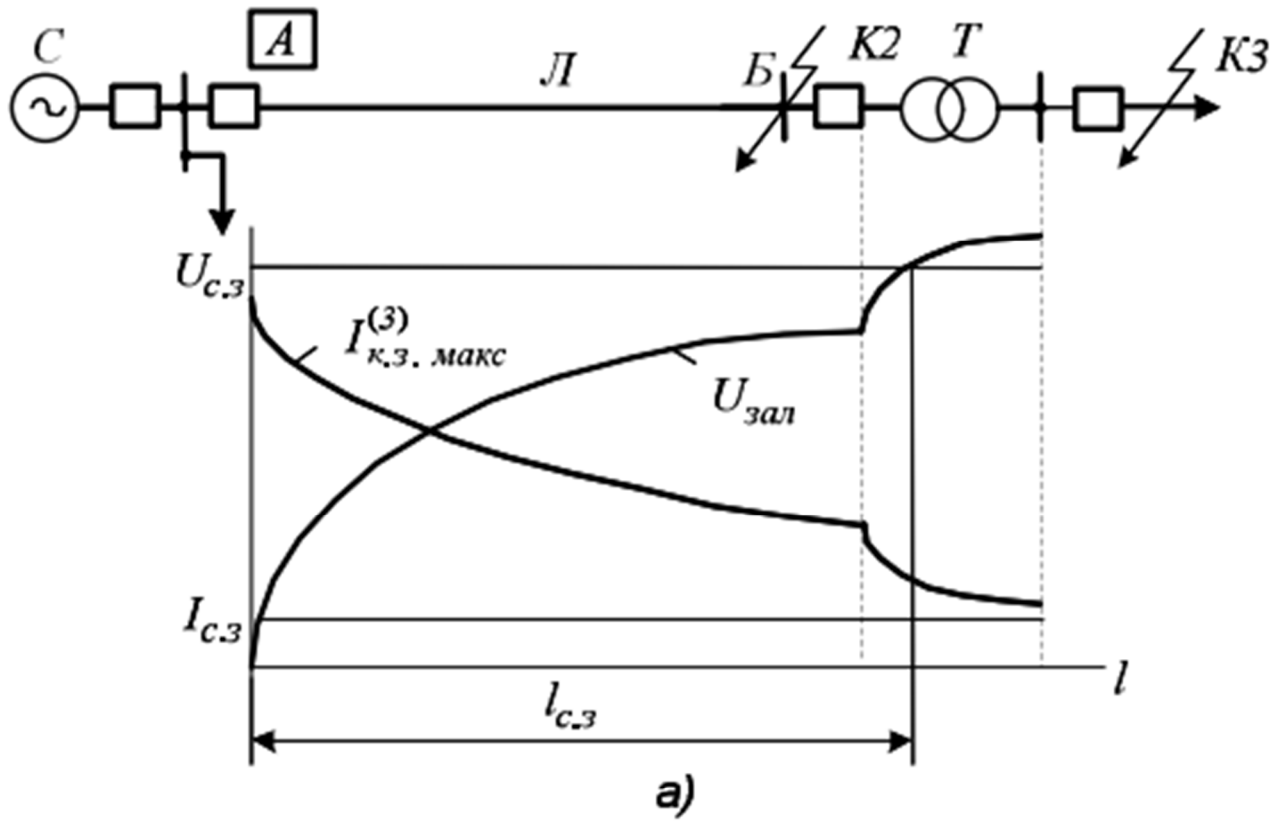


Рисунок – 2.13 Комбінована відсічка за струмом та напругою

Струмова відсічка - максимальний струмовий захист але з обмеженою зоною дії, діє на миттєве відключення приєднання без витримки часу. Може

застосовуватись як на тупикових, так і на транзитних повітряних лініях у якості захисту від міжфазних коротких замикань,

Основна відміна від максимального струмового захисту це селективність, яка досягається за рахунок обмеження зони дії, а саме 40-60% від 100% довжини захищаємої повітряної лінії. Для цього налаштування захисту проводиться таким чином щоб спрацювання відбувалося не від струму навантаження, а відповідно від струму короткого замикання, де струмова відсічка і повинна діяти. Є припущення що СВ може неселективно відпрацювати під час короткого замикання в точці КЗ (Рисунок 2.13, а) на приєднаннях що отримують живлення від трансформаторів, або хибно спрацювати від струмів навантаження. Саме для недопущення цього фактору і блокування роботи струмової відсічки у таких випадках СВ оснащують органом мінімальної напруги, контакти якого KV нормально замкнені вмикають послідовно з контактами РМС (реле максимального струму КА) (Рисунок -2.13, б)

2.3.3 Захисти ліній 35-10кВ:

2.3.3.1 Максимальний струмовий захист

Принцип дії максимального струмового захисту полягає у тому, що при виникненні короткого замикання струм збільшується і перевищує струм режиму навантаження. Селективність досягається вибором витримок часу рис.2.14.

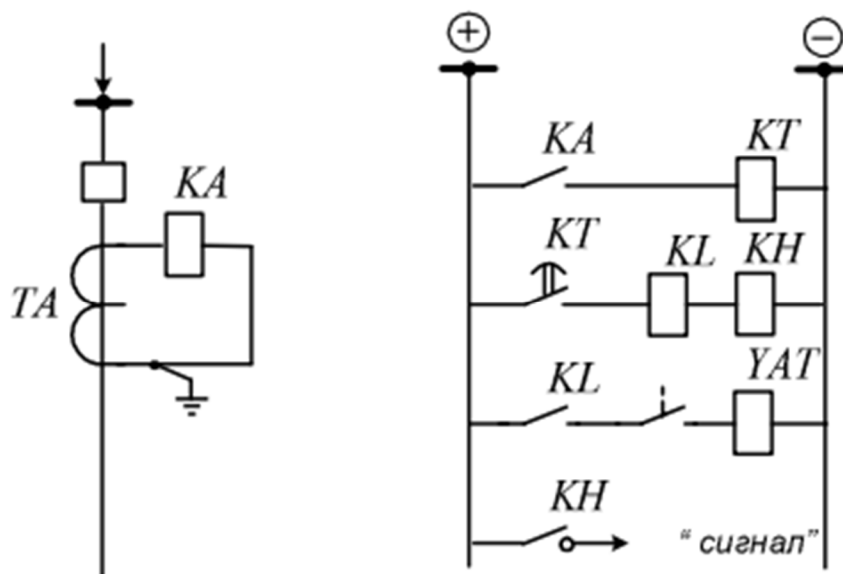


Рисунок – 2.14 Принципова схема МСЗ

МСЗ Захист від міжфазних КЗ. діє з витримкою часу, резервує захисти суміжних ділянок мережі. МСЗ прискорюється при включенні на КЗ при АПВ та ручном включенні, як правило, застосовується у якості додаткового захисту від міжфазних коротких замикань на тупікових повітряних лініях, або у якості аварійного струмового захисту транзитних повітряних ліній, що вводиться у випадку несправності кіл напруги «зірка» дистанційного захисту. Також використовується як захист ліній 35 та 10 кВ з різницею у технологічному виконанні.

Технічне виконання МСЗ.

На принциповій схемі рис 2.14 розглянуто схему МСЗ. У ролі вимірного органу МСЗ виступає реле КА воно спрацьовує при струмі у первинному колі і відповідно – у вторинному, при струмі більшому ніж струм спрацювання реле. Після спрацювання КА замикаючи контакти подає живлення на обмотки КТ реле часу, що у свою чергу затримує спрацювання захисту, Як вже розглядалося раніше це потрібно для забезпечення селективності. По завершенню відліку реле часу подає живлення на послідовно увімкнені обмотки реле КН (Вказівне реле) та КЛ(Проміжне реле) В свою чергу КН подає сигнал про спрацювання захисту і залишається у спрацьованому стані навіть після припинення живлення обмоток.

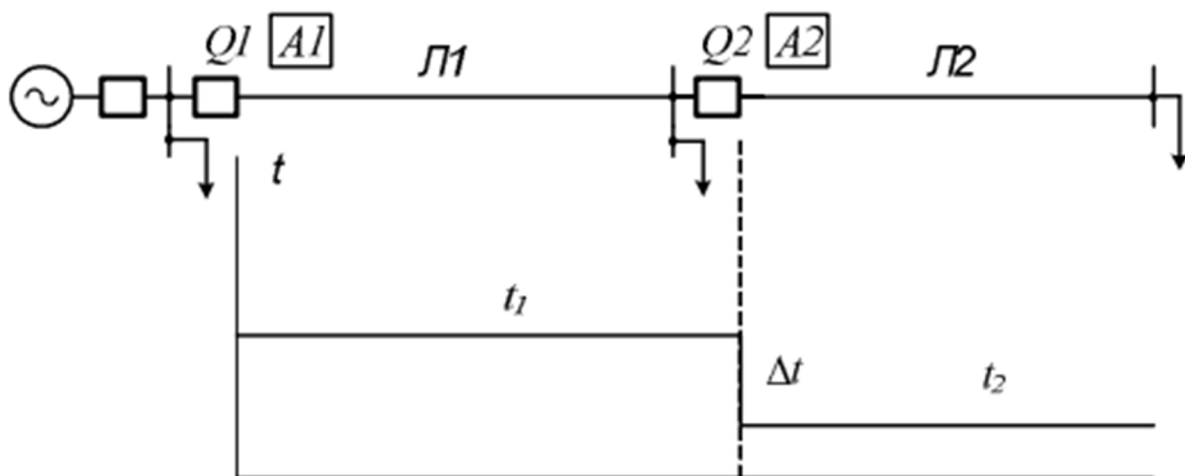


Рисунок – 2.15 Ступінчаті витримки часу спрацювання МСЗ

Максимальний струмовий захист виконується ступінчатим та діє з певною витримкою часу, кількість ступенів МСЗ та витримки часу їх дії визначаються уставками та типом пристрою РЗ.

Основні етапи принципу дії МСЗ :

Вимірювання струму: Проводиться постійний моніторинг рівня струму в енергомережі .

Порівняння із заданим порогом: За допомогою струмових реле МСЗ порівнює актуальний струм із заданими уставками.

Виявлення перевищення: Якщо виявляється, що актуальний струм перевищує встановлений поріг, МСЗ вважає це явище перевантаженням.

Відключення: Максимальний струмовий захист приймає рішення про відключення ділянки або цілком лінії для запобігання подальшим пошкодженням обладнання та забезпечення безпеки.

2.3.3.2 Дистанційний захист

Дистанційна захист ліній встановлюється не тільки, як резервний захист повітряних ліній 150-330кВ, але і на лініях 35кВ, лініях високого навантаження пріоритетних споживачів. Захищає від міжфазних КЗ як правило при електромеханічному виконанні розташований на типовій панелі ПЗ - 152. Захищає 85% ПЛ і діє без витримки часу. Ланцюги напруги на захист подаються від ТН 35 кВ системи шин за якою закріплена повітряна лінія через реле-повторювачі РПР. Принцип дії та детальний опис захисту було розглянуто у пункті «Резервні захисти ліній 150-330кВ».

2.3.3.3 Струмова відсічка

Струмова відсічка Основна відміна струмової відсічки від максимального струмового захисту це селективність, яка досягається за рахунок обмеження зони дії, а саме 40-60% від 100% (а в деяких випадках і більше) довжини захищеної повітряної лінії. Для цього налаштування захисту проводиться таким чином щоб спрацювання відбувалося не від струму навантаження, а відповідно від струму короткого замикання, де струмова відсічка і повинна діяти

2.4 Висновки

Було проаналізовано захисти, що застосовуються для захисту ПЛ. Всі захисти поділяються на основні та резервні. До основних захистів відносяться диференційно фазний захист, струмовий направлений захист з ВЧ блокуванням, поперечний диференційний захист, поздовжній диференційний захист.

До резервних відносяться струмовий захист нульової послідовності, дистанційний захист, струмова відсічка, максимальний струмовий захист. Особливу увагу було приділено принципам роботи основних та резервних захистів ПС 330кВ, а саме докладно проаналізовано принцип дії та область застосування диференційно фазного захисту, струмового направленного захисту з ВЧ блокуванням, дистанційного захисту, струмового захисту нульової послідовності максимального струмового захисту.

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПЛ ПС 330КВ «ПОБУЗЬКА»

3.1 Обґрунтування для проведення модернізації

В данному розділі розглянемо які саме чинники спричинили необхідність в проведенні модернізації захистів лінії Л251 на ПС 330кВ «Побузька» І стали первопричиною в необхідності негайної заміни електромеханічних захистів на сучасні мікропроцесорні.

Застарілі електромеханічні захисти в сучасних електроенергетичних системах часто стикаються з рядом обмежень та недоліків порівняно з сучасними мікропроцесорними захистами. Деякі з найважливіших аспектів застарілості електромеханічних захистів включають:

Низька швидкодія та відгук

Електромеханічні захисти зазвичай мають значно меншу швидкість реакції порівняно з мікропроцесорними аналогами. Це може впливати на час виявлення та ізоляції проблем у системі, що загрожує надійності та ефективності.

Обмежені функціональність та настройка

Електромеханічні захисти мають обмежені можливості функціональності та важко піддаються настройці під конкретні умови роботи системи. У порівнянні з ними, мікропроцесорні захисти дозволяють гнучку настройку та розширену функціональність.

Складність обслуговування та ремонту

Електромеханічні захисти можуть вимагати частого обслуговування та складного процесу відновлення після виникнення неполадок. Сучасні мікропроцесорні захисти часто мають вбудовані системи самодіагностики та віддаленого моніторингу, що полегшує їх управління та підтримку.

Великі габарити та вага

Електромеханічні захисти, завдяки своїм механічним компонентам, зазвичай мають більше розміри та вагу порівняно з компактними мікропроцесорними захистами. Це може бути проблематичним у випадку обмеженого простору в електричних станціях або підстанціях.

Низька здатність до адаптації

Електромеханічні захисти важко адаптуються до нових технологій та вимог електроенергетики, оскільки їхні можливості та характеристики в основному визначені механічними та електричними властивостями.

Низька інтеграція з іншими системами

Електромеханічні захисти можуть мати обмежені можливості інтеграції з іншими сучасними системами автоматизації та моніторингу, що ускладнює їх використання в інтегрованих мережах. У зв'язку з цим, приріст технологій та переваги сучасних мікропроцесорних захистів ставлять під сумнів доцільність використання застарілих електромеханічних захистів у нових та реконструйованих електроенергетичних системах. Заміна електромеханічних захистів на мікропроцесорні системи може бути вигідною з ряду причин.

Обґрунтування для такого переходу:

Ефективність та швидкість відгуку

Мікропроцесори можуть забезпечити набагато швидший відгук на події порівняно з традиційними електромеханічними захистами. Це дозволяє реагувати на потенційно небезпечні ситуації набагато швидше, що сприяє покращенню надійності енергетичних систем.

Гнучкість та програмовані можливості

Мікропроцесори дозволяють програмувати захист під конкретні потреби системи. Це дозволяє налаштовувати та адаптувати захист до різноманітних умов експлуатації, забезпечуючи оптимальну реакцію системи на різні сценарії. Можливість швидкого зміни конфігурації пристрою РЗА без виконання додаткових робіт із встановлення, монтажу та налагодження нових реле.

Моніторинг та діагностика

Мікропроцесори можуть забезпечувати більш ефективний моніторинг стану системи та діагностику неполадок. Це дозволяє виявляти потенційні проблеми на ранніх етапах та запобігати серйозним відмовам. Постійна самодіагностика мікропроцесорного пристрою з поданням звіту про несправність.

Інтеграція з мережею

Мікропроцесорні захисти можуть легко інтегруватися в мережеві структури для отримання додаткових функцій, таких як дистанційне моніторинг, управління та віддалене програмування. Багато МППРЗА підтримують віддалене керування та інтеграцію з системами автоматизації через мережеві інтерфейси, що робить їх ідеальними для використання в розподільних системах. Можливість використання мікропроцесорних пристроїв РЗА спільно з пристроями РЗА, виконаними на базі електромеханічних реле та мікроелектронної бази.

Зменшення габаритів та маси

Мікропроцесори зазвичай менше та легше за електромеханічні пристрої, що може бути важливим фактором при обмежених областях або для портативних застосувань.

Зменшення енергоспоживання

Мікропроцесорні захисти можуть бути більш енергоефективними, використовуючи енергію тільки під час необхідності та в режимі очікування витрачаючи менше електроенергії.

Автоматизація та інтелектуалізація

Мікропроцесори дозволяють впровадження різноманітних алгоритмів та стратегій захисту, що сприяє автоматизації процесу та підвищує інтелектуальні можливості системи захисту.

Зручний інтерфейс та легкість використання

МППРЗА зазвичай мають інтуїтивно зрозумілі інтерфейси, що спрощує їх використання та налагодження.

Висока надійність та довгий термін служби

МППРЗА володіють високим рівнем надійності та можуть працювати протягом довгих періодів без великих витрат на технічне обслуговування.

Вартість експлуатації

У порівнянні з традиційними електромеханічними системами захисту, МППРЗА можуть забезпечувати економію вартості експлуатації через ефективнішу роботу та менше потреби в обслуговуванні.

Обираючи МППРЗА рис.3.1, ми отримуємо сучасне та надійне рішення для захисту та керування розподільними енергетичними системами.

3.2 Технічні характеристики REL670



Рисунок 3.1 – МПП REL 670

ABB REL 670 є однією з моделей мікропроцесорних пристроїв захисту, це ефективне рішення для автоматизації підстанцій з функціональної точки зору та відновлення будь-якого захисту в мережах високої напруги, воно пропонує надійне рішення з інтеграцією функцій захисту, управління та контролю, забезпечує найкращу ефективність роботи.

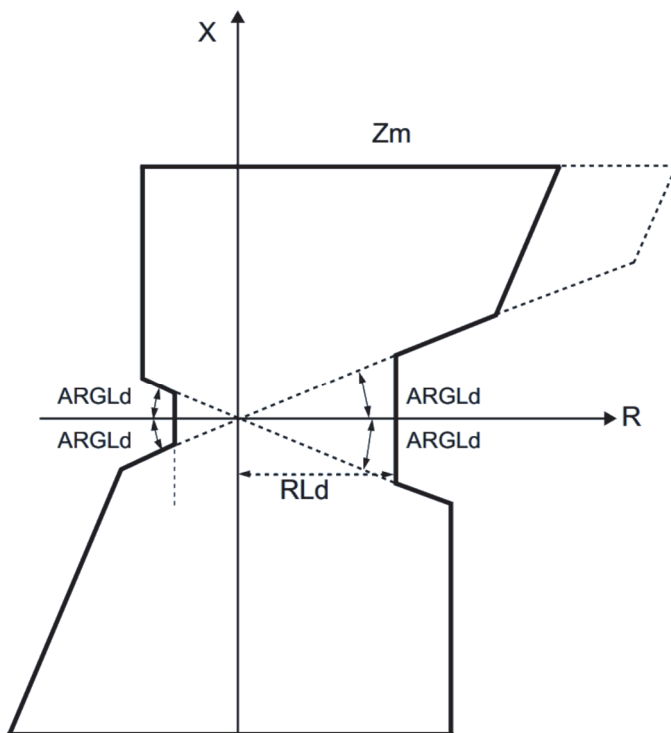
Призначення терміналу REL670 захист управління і контроль повітряних ліній, завдяки його інтеграції у захисти лінії забезпечується повнофункціональний захист з можливістю подальшої адаптації в ньому враховані усі можливі технічні вимоги. В мікропроцесорному терміналі REL670 передбачено дистанційний захист повносхемний з можливістю незалежного вибору пошкоджених фаз, блокування при можливих хитаннях потужності, п'ять зон

дистанційного захисту від однофазних та міжфазних к.з можуть забезпечити повноцінний захист декількох енерго-об'єктів одним терміналом

Що в свою чергу є фактором що вказує на те що застосування REL670 підвищує надійність роботи обладнання та забезпечує у перспективі максимальні техніко-економічні показники енергосистеми.

REL670 забезпечує захист повітряних ліній з високою чутливістю захисту і невибагливими вимогами щодо характеристик каналу зв'язку по обидві сторони повітряної лінії. Стосовно уставок вимірювальних органів 5-и зон ДЗ то вони задаються абсолютно незалежно одна від одної для шести груп уставок, що доводить надійність їх функціонування для захисту тих чи інших типів повітряних ліній.

Слід відмітити що для покращення характеристик визначення пошкоджень з великим перехідним опором в дистанційному захисті терміналу передбачена логіка вирізання рис. 3.2 навантаження, примінімо це з лініями, якими передаються великі потужності.



Функція «вирізання» навантаження в REL 670 дозволяє ефективно визначати пошкодження з великим перехідним опором без перекриття з зоною опору навантаження.

Рисунок 3.2 - Функція «вирізання»

Пропонується МПП REL 670 з наступним набором функцій та захистів
 Пристрій REL670 виконуватиме функції резервних захистів ПЛ 330кВ Л251,
 а також ПРВВ двох повітряних вимикачів данного приєднання.

- Чотири ступені СЗНП.
- П'ять ступенів ДЗ від однофазного короткого замикання..
- П'ять ступенів ДЗ від міжфазного короткого замикання.
- ненаправленна СВНП.
- Аварійна МТЗ (вводиться в роботу автоматично при несправності ланцюгів змінного струму у третьому наборі уставок).
- Захист від неповнофазного (ЗНР).
- Прийом команд теле-прискорення і телевідключення.
- ПРВВ двох вимикачів.

Приклади застосування:

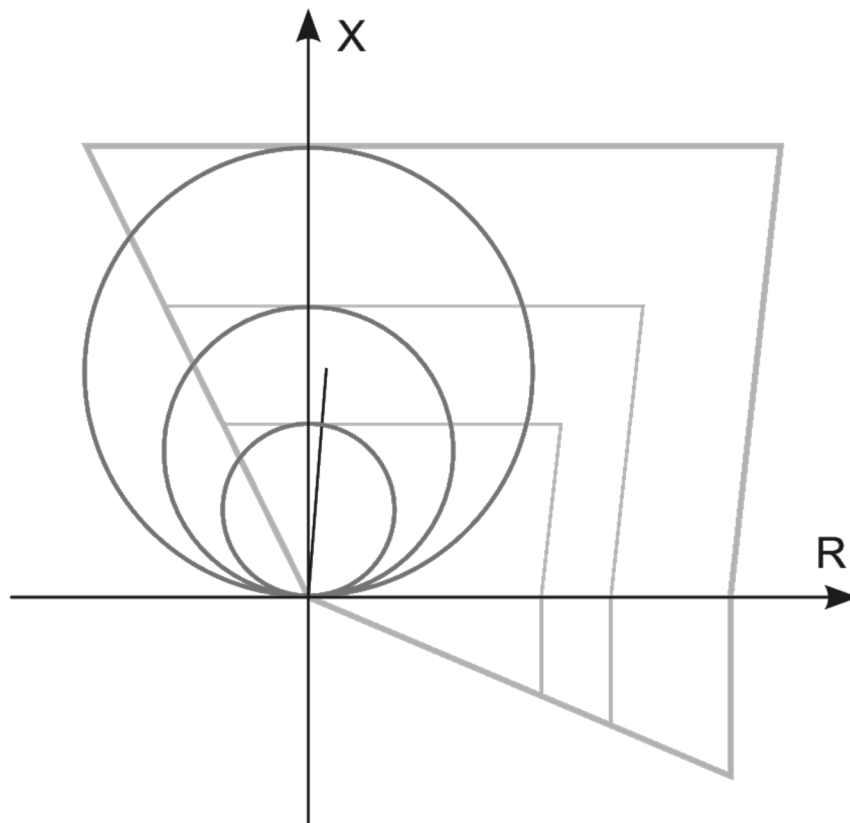


Рисунок 3.3 – REL 670 забезпечує полігональні та кругові характеристики
 дистанційного захисту

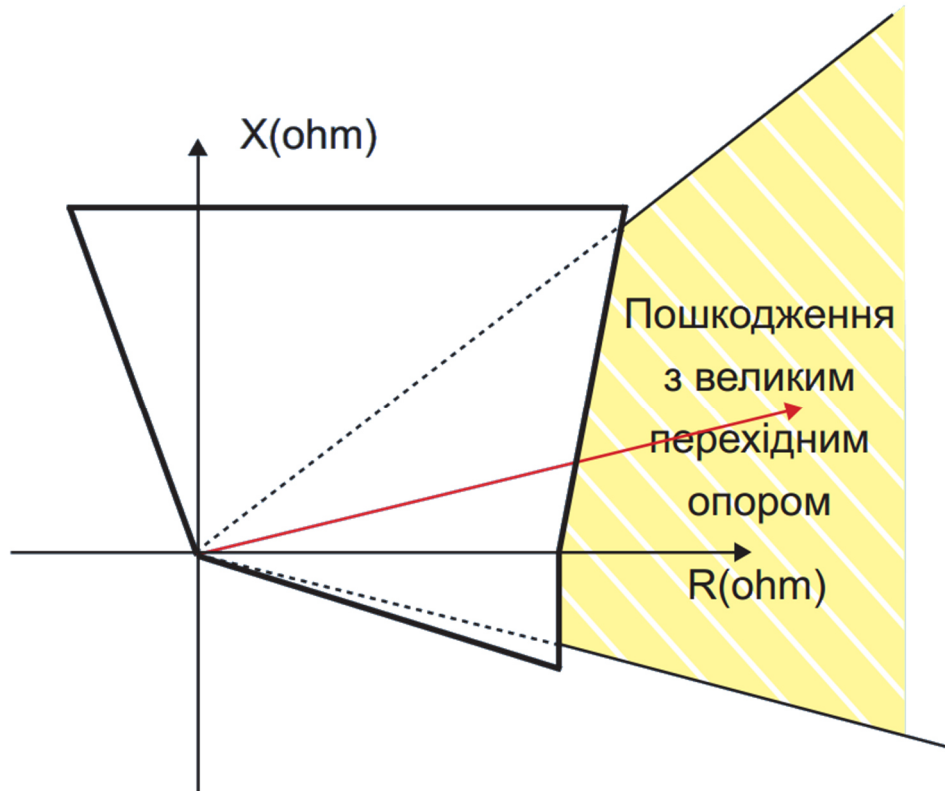


Рисунок 3.4 - Додаткова функція визначення замикань на землю з великим перехідним опором виконує однофазну дію.

3.3 Розрахунок уставок

Розрахунок уставок для дистанційного захисту системи на основі наведених параметрів елементів електричної мережі та захистів. Схему фрагменту електричної мережі можна оглянути на Рисунку 3.5.

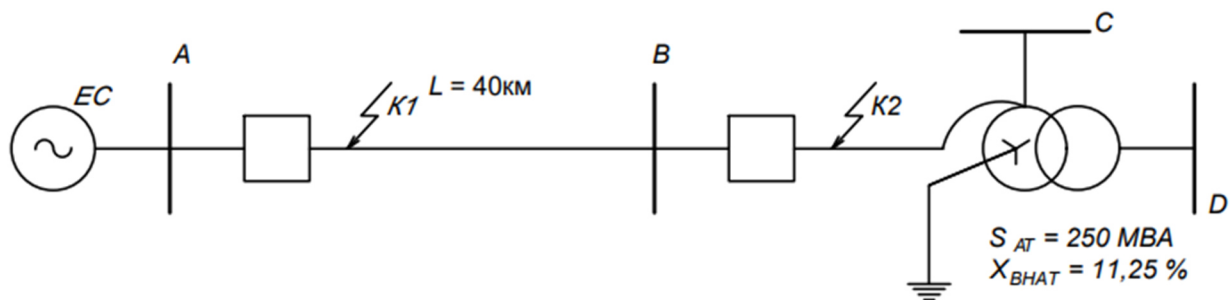


Рисунок 3.5 – Схема фрагменту електричної мережі

Таблиця 3.1 містить параметри елементів електричної мережі, а таблиця 3.2 містить параметри захисту.

Таблиця 3.1 – Параметри елементів електричної мережі

Параметри лінії				Параметри автотрансформатору	
l , км	x_0 , Ом/км	$I_{роб.макс}$, А	U , кВ	$X_{ВНАТ}$, %	$S_{т.ном}$, МВА
40	0,416	750	330	11,25	250

Таблиця 3.2 – Параметри захистів

Коефіцієнти надійності та повернення дистанційного захисту				Витримки часу	
k_{n1}	k_{n2}	k_{n3}	k_{n3}	Δt , с	$t_{резАТ}$, с
0,85	0,8	0,5	1,1	0,5	1,5

3.3.1 Визначення уставок спрацювання дистанційного захисту

3.3.1.1 Визначення уставок спрацювання 1-го ступеню дистанційного захисту.

1-й ступінь дистанційного захисту відповідає за захист більшої частини лінії. Для ефективної роботи цього захисту визначають уставки спрацювання за опором та часом.

Крок 1: Визначення уставки спрацювання за опором

Установимо уставку спрацювання за опором $z_{сз,А}^I$ від КЗ на початку лінії. Формула для цього розрахунку виглядає наступним чином:

$$z_{сз,А}^I = k_{n1} \cdot z_l \approx k_{n1} \cdot x_0 \cdot l = 0,85 \cdot 0,416 \cdot 40 = 14,144 \text{ (Ом)}$$

Крок 2: Визначення уставки спрацювання за часом

Встановимо мінімальну уставку спрацювання за часом t_A^I для ефективного реагування на коротке замикання:

$$t_A^I = 0,1 \text{ с.}$$

Це гарантує швидке відключення в разі виникнення короткого замикання.

3.3.1.2 Визначення уставок спрацювання 2-го ступеню дистанційного захисту.

2-га зона дистанційного захисту не має спрацювувати при коротких замиканнях за трансформаторами (т. К2). Для досягнення цього визначаємо уставки спрацювання за опором та часом.

Крок 1: Визначення уставки спрацювання за опором

Уставка спрацювання за опором $z_{сз,А}^{II}$ визначається за формулою:

$$z_{сз,А}^{II} = k_{н1} \cdot z_l + k_{н2} \cdot z_{AT} \approx k_{н1} \cdot x_0 \cdot l + k_{н2} \cdot \frac{X_{ВНАТ} \cdot U^2}{100 \cdot S_{AT}} = 0,85 \cdot 0,416 \cdot 40 + \\ + 0,8 \cdot \frac{11,25 \cdot 330^2}{100 \cdot 250} = 14,144 + 39,204 = 53,35 \text{ (Ом)}$$

Крок 2: Визначення уставки спрацювання за часом

Уставка спрацювання за часом t_A^{II} вибирається більшою на одиницю ступеня селективності від уставки 1-ї зони:

$$t_A^{II} = t_A^I + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ (с)}.$$

Крок 3: Визначення коефіцієнта чутливості

Коефіцієнт чутливості розраховується за формулою:

$$k_{чА}^{II} = \frac{z_{сз,А}^{II}}{z_l} = \frac{53,35}{40 \cdot 0,416} = 3,21 > 1,25$$

Цей результат перевищує мінімально допустимий рівень 1.25, що підтверджує задовільну чутливість 2-го ступеня дистанційного захисту.

3.3.1.3 Визначення уставок спрацювання 3-го ступеню дистанційного захисту.

3-й ступінь дистанційного захисту відведений для резервування перших двох ступенів. Уставки спрацювання за опором та часом обираються з метою забезпечення ефективного захисту системи.

Крок 1: Визначення уставки спрацювання за опором

Уставка спрацювання за опором $z_{сз,А}^{III}$ визначається за умовою неспрацювання в режимі навантаження. Розрахунок виглядає наступним чином:

$$z_{сз,А}^{III} = \frac{k_{нз} \cdot U}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot I_{роб.макс}} = \frac{0,5 \cdot 330000}{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 750} = 115,5 \text{ (Ом)}$$

Крок 2: Визначення уставки спрацювання за часом

Уставка спрацювання за часом t_A^{III} вибирається більшою на одиницю ступеня селективності від витримок часу спрацювання резервних захистів автотрансформатора:

$$t_A^{III} = t_{резАТ} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ (с)}.$$

Крок 3: Визначення коефіцієнта чутливості

Коефіцієнт чутливості $k_{чА}^{III}$ розраховується за формулою:

$$k_{чА}^{III} = \frac{z_{сз,А}^{III}}{z_l} = \frac{115,5}{40 \cdot 0,416} = 6,94 > 1,5 - \text{чутливість задовільна.}$$

Результати розрахунку зводимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Результат розрахунку уставок дистанційного захисту

$z_{сз}^I$	t^I	$z_{сз}^{II}$	t^{II}	k_q^{II}	$z_{сз}^{III}$	t^{III}	k_q^{III}
14,144	0,1	53,35	0,6	3,21	115,5	2	6,9

3.3.1.4 Побудова карти селективності.

Для ефективного функціонування дистанційного захисту важливо визначити довжини зон захисту для кожного ступеня.

Крок 1: Визначення довжини 1-ї зони захисту (l_A^I)

Довжина першої зони визначається відповідно до формули:

$$l_A^I = \frac{z_{сз,А}^I}{x_0} = \frac{14,144}{0,416} = 34 \text{ (км)}$$

Крок 2: Визначення довжини 2-ї зони захисту (l_A^{II})

Довжина другої зони враховує величину першої зони та обчислюється за формулою:

$$l_A^{II} = l + \frac{z_{сз,А}^{II} - l \cdot x_0}{x_0} = 40 + \frac{53,35 - 40 \cdot 0,416}{0,416} = 40 + 38,25 = 78,25 \text{ (км)}$$

Крок 3: Побудова карти селективності

На основі визначених довжин зон захисту будуємо карту селективності, враховуючи розташування ступенів дистанційного захисту на електричній мережі (рис. 3.6):

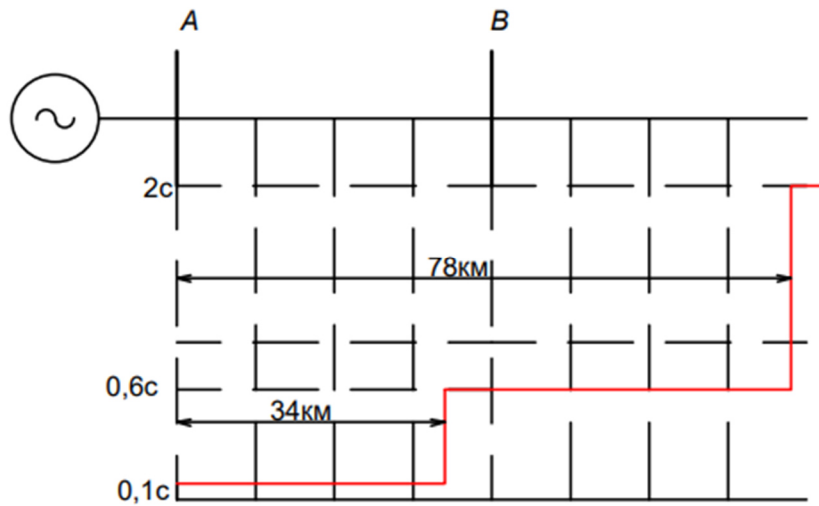


Рисунок 3.6 – Карта селективності

3.3.1.6 Вибір уставок струмового направленої захисту нульової послідовності

Для ефективного функціонування струмового направленої захисту нульової послідовності (СНЗНП) на лінії 330 кВ, необхідно вибрати вставки, які забезпечать надійний захист при коротких замиканнях.

Крок 1: Розрахунок опорів схеми 330 кВ

Для розрахунку струмів при коротких замиканнях, складемо схеми заміщення прямої та нульової послідовностей (рис. 3.7 і 3.8, відповідно). Схема розглядуваного елемента зображена на рис.3.1. Елементи лінії та автотрансформатора мають наступні параметри:

$$x_{1Л} = x_0 \cdot l = 0,416 \cdot 40 = 16,64 \text{ (Ом)}$$

$$x_{0Л} = 3 \cdot x_{1Л} = 3 \cdot 16,64 = 49,92 \text{ (Ом)}$$

$$x_{1АТВН} = \frac{X_{АТВ\%}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{АТ}} = \frac{11,25}{100} \cdot \frac{330^2}{250} = 49 \text{ (Ом)}$$

$$x_{0АТВН} = x_{1АТВН} = 49 \text{ (Ом)}$$

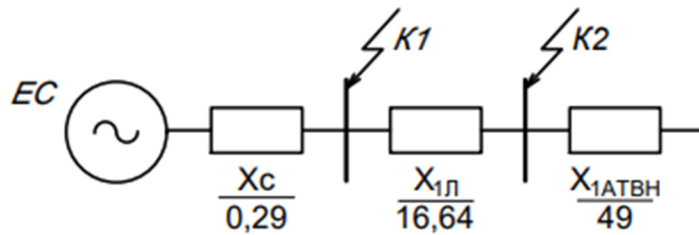


Рисунок 3.7 – Схема заміщення прямої (зворотної) послідовності

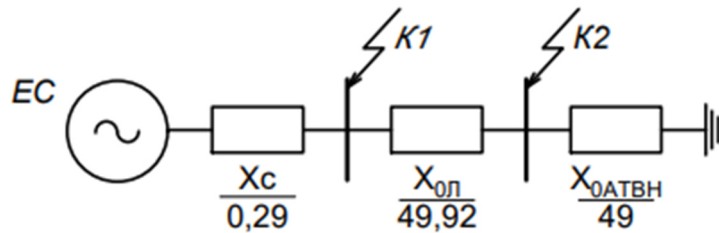


Рисунок 3.8 – Схема заміщення нульової послідовності

Крок 2: Розрахунок струмів короткого замикання в точці K1

Еквівалентний опір прямої та зворотної послідовностей:

$$x_{1K1} = x_{2K1} = x_c = 0,29 \text{ (Ом)}$$

Еквівалентний опір нульової послідовності:

$$x_{0K1} = \frac{x_{0c} \cdot (x_{0л} + x_{0АТВН})}{x_{0c} + x_{0л} + x_{0АТВН}} = \frac{0,29 \cdot (49,2 + 49)}{0,29 + 49,2 + 49} = 0,29 \text{ (Ом)}$$

Струм однофазного короткого замикання на землю:

$$3I_0^{(1)} = \frac{1,73 \cdot U}{2 \cdot x_{1K1} + x_{0K1}} = \frac{1,73 \cdot 330}{2 \cdot 0,29 + 0,29} = 6562,1 \text{ (А)}$$

Струм двофазного короткого замикання на землю:

$$3I_0^{(1,1)} = \frac{1,73 \cdot U \cdot E''}{x_{1K1} + 2 \cdot x_{0K1}} = \frac{1,73 \cdot 330 \cdot 1}{0,29 + 2 \cdot 0,29} = 6562,1 \text{ (А)}$$

Струм двофазного короткого замикання:

$$I_{п0}^{(2)} = \frac{U \cdot E''}{2 \cdot x_{1K1}} = \frac{330 \cdot 1}{2 \cdot 0,29} = 6689,7 \text{ (А)}$$

Крок 3: Результати розрахунків несиметричних струмів короткого замикання

Результати розрахунків наведено в табл. 3.4:

Таблиця 3.4 – Результати розрахунків несиметричних струмів короткого замикання

	$I^{(2)}, \text{ A}$	$I^{(1)}, \text{ A}$	$I^{(1,1)}, \text{ A}$
Точка К-1	5689,7	6562,1	6562,1
Точка К-2	4746	5732,5	5581,4

Крок 4: Вибір вставок струмового направленої захисту нульової послідовності (СНЗНП)

Максимальний струмовий захист нульової послідовності без витримки часу. Струмове реле захисту вмикається в нульовий провід повної зірки трансформаторів струму лінії та реагує на появу неврівноважених складових – складових нульової послідовності.

$$I_0^I \geq k_n \cdot 3I_{0K1}^{(1,1)} = 1,3 \cdot 562,1 = 730,73 \text{ (A)},$$

де k_n – коефіцієнт надійності, що дорівнює $k_n = 1,3$.

Коефіцієнт чутливості відсічення визначається при короткому замиканні на землю в кінці тупикової лінії (точка К2). Таким є двофазне коротке замикання на землю.

$$k_{\text{ч}}^I = \frac{3I_{0K2}^{(1,1)}}{I_0^I} = \frac{5581,4}{730,73} = 7,6 > 2 - \text{чутливість задовільна,}$$

що вказує на ефективність відсічення, яке захищає всю лінію. Визначаємо коефіцієнт чутливості відсічення при пошкодженнях на початку лінії, що захищається (точка К1):

$$k_{\text{ч}}^I = \frac{3I_{0K1}^{(1,1)}}{I_0^I} = \frac{6562,1}{730,73} = 8,98 > 2 - \text{чутливість задовільна.}$$

3.4 Висновки

В данному розділі було розглянуто питання необхідності модернізації, а саме переходу з електромеханічних захистів на мікропроцесорні термінали захистів, розглянуто усі переваги та недоліки цього типу захистів. Було запропоновано модернізацію захисту ПС 330кВ на основі релейного терміналу REL670. Для нього було розраховано уставки для дистанційного захисту та струмового направленого захисту нульової послідовності.

4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ДЛЯ ПЛ 330KV

У цьому розділі розглядається процес розробки ідеї стартап-проекту щодо можливості впровадження запропонованої конфігурації релейного захисту для ліній електропередачі напругою 330 кВ. Представлені опис ідеї, технологічний аудит, аналіз ринкових можливостей, а також розробка маркетингової програми проекту.

Релейний захист для ліній електропередачі відіграє ключову роль у забезпеченні надійності та безперебійності функціонування енергосистеми.

4.1 Опис ідеї проекту

Лінії електропередачі напругою 330 кВ є важливою складовою енергетичної системи. У зв'язку з цим виникає необхідність впровадження ефективного релейного захисту для уникнення серйозних наслідків в разі несправностей. Такі несправності можуть включати:

- Зниження ефективності ліній та їх напруги.
- Втрати в енергосистемі.
- Критичне завантаження інших ліній та обладнання.

З метою відповіді усім технічним стандартам та правилам, зокрема, Правилам улаштування електроустановок (ПУЕ), розглядається використання релейного захисту, включаючи електромеханічний захист та мікропроцесорний диференційний захист. Додатково, передбачається встановлення резервного дублюючого комплекту диференційного захисту.

Обрана конфігурація проекту має бути рентабельною, з мінімальними витратами на обслуговування та оптимальною економічною ефективністю порівняно з конкуруючими проектами. Зокрема, вона повинна гарантувати надійність та безперебійне постачання електроенергії. Оскільки існує ряд варіацій встановлення захисту для ліній електропередачі, магістерська робота включає в себе ретельний аналіз та оцінку різних конфігурацій захистів з урахуванням економічних, технологічних та екологічних аспектів. Згідно з

проведеною оцінкою, обрано найбільш оптимальний варіант. Опис ідеї стартап-проекту наведений у таблиці 4.1

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Застосування	Вигода
Реалізація проекту релейного захисту ліній 330 кВ	1. Релейний захист ліній 330 кВ	Безперебійне постачання
		Захист обладнання
	2. Використання проекту при реконструкції підстанцій	Зручність у використанні
		Зменшення вірогідності втрат в енергосистемі

Для забезпечення обґрунтованої інформації щодо надійності та ефективності мого проекту, було проведено аналіз двох схожих проектів з різним набором пристроїв релейного захисту для повітряних ліній 330кВ. Цей порівняльний аналіз допомагає визначити оптимальний набір рішень для досягнення максимальної результативності.

4.2 Технічний аудит ідеї проекту

Таблиця 4.3 – Технологічні можливості по реалізації проекту

Ідея проекту	Технології реалізації ідеї проекту	Наявність технологій	Доступність технологій
Проект реконструкції релейного захисту ліній 330 кВ	1. Ознайомлення з параметрами ліній 330 кВ	Наявні	Доступ обмежений
	2. Ознайомлення з прийнятими стандартами та вимогами до ліній 330 кВ	Наявні	Доступно
	3. Кількість РЗ та його розташування	Наявні	Доступно
	4. Підключення РЗ	Наявні	Доступно
	5. Шафа РЗ основного захисту ліній 330 кВ	Необхідна розробка	Доступно

Отже, для того, щоб обрати нове обладнання, для реконструкції ПС необхідно знати всі необхідні дані про ЛЕП 330 кВ, знати всі вимоги та нормативні документи, що пов'язані з ними. Після проходження проектом всіх необхідних експертиз відбувається за-мовлення шафи основного захисту відповідно до проекту реконструкції ПС.

Першим конкурентом було обрано проект конкурентної фірми ТОВ «НТК ЕНПАСЕЛЕКТРО», де основний мікропроцесорний захист представлений **SIPROTEC 7SD5** на базі «SIEMENS»[6].

Другим конкурентом було обрано проект фірми ТОВ «ЕКНІС-ІНЖИНІРИНГ», де основним МПРЗА було обрано РС-830-ДТЗ зроблений фірмою «РЗА-Систем».

Та відповідно одним з конкурентів представлений мій проект, студента 6-го курсу Данилевського Олександра Володимирович. Мікропроцесорний захист представлений на базі фірми «ABB» та називається REL670[7].

Всі обрані проекти відповідають правилам улаштування електроустановок та всім відповідним нормам встановлення РЗА.

Порівняння всіх сильних, слабких та нейтральних сторін (S, W та N відповідно) всіх проектів наведено у таблиці 5.2.

Таблиця 4.2 – Сильні, слабкі та нейт-ні ст-ни всіх конкурентних проектів

Техніко-економічні параметри	Мій проект	Конкурент №1	Конкурент №2	S	W	N
Кількість ТС	2	2	2	-	-	ВП, K1, K2
Кількість засобів РЗА	1	1	2	ВП, K1	K2	-

Продовження таблиці 4.2

Точність вимірювання 1%	+	-	-	ВП	K1, K2	-
Витрати на експлуатацію на рік	106650	117040	134815	ВП	K2	K1

Саме тому при реконструкції підстанції доцільно обрати саме власний проект.

4.3 Фінансово-економічні дослідження проекту

Основним розділом проекту є розрахунок та підготовка всіх необхідних кошторисних розрахунків. Частина таких наведена в таблиці 4.4

Таблиця 4.4 – Укрупнені розрахунки інвестиційних затрат проектів

Назва	Вартість власного проекту, грн	Вартість проекту конкурента №1, грн	Вартість проекту конкурента №2, грн
Розрахунок вартості обладнання			
Пристрої РЗ	116520	121000	140740
Шафа РЗ	31000	34075	37037
Кабелі для приєднання	8900	8900	16300
Система живлення	118520	118520	118520
Проектна робота	29630	31000	28150
Монтажна робота	13000	15000	14500
Транспортні затрати	4445	6700	5200
Пусконаладжувальні роботи релейного захисту	38520	42000	34000
Доставка	6700	6700	6700
Всього	367235	383895	401147

Розрахунок прогнозних щорічних витрат на експлуатацію наведений в табл. 5.5

Таблиця 4.5 Розрахунок прогнозних щорічних витрат

Розрахунок прогнозних щорічних витрат на експлуатацію (грн/рік)			
Обслуговування	106650	117040	134815
Затрати на електроенергію	6100	6100	6100
Всього	112750	123140	140915
<u>Всього</u>	479985	507035	542062

Так як альтернативні варіанти №1 і 2 поступаються запропонованому варіан-ту як за одноразовими капіталовкладеннями (обсягом інвестицій) так і за щорічними витратами розраховувати інші показники порівняльної економічної ефективності немає сенсу. У підсумку видно, що найбільш вигідним проектом є саме власний проект.

Згідно зі статистичними даними, за рік відбувається двадцять аварійних відключень електроенергії та десять непередбачуваних режимів. Ремонт обладнання в разі виходу з ладу коштує приблизно 15% від вартості обладнання 77,2 млн. грн (АТДЦТН–250000/330 – 77,029млн.грн., вантажні крани – 175 тис. грн), тобто 11,6 млн.грн. При використанні РЗ запропонованого мною проекту можливо зекономити до 11,6 млн.грн в рік.

Експлуатаційні витрати за статистичними даними в рік приймаються рівними 3% від вартості трансформатору та вантажних кранів:

$$B_e = 0.03 \cdot 77,2 = 2,316 \text{ (млн. грн/рік)}$$

Розрахунок рентабельності інвестицій:

$$R_i = \frac{П_p}{К} = \frac{(11,6 - 2,316)}{0,48} = 1,93 \text{ (1/рік)}$$

Тобто у відсотках рентабельність дорівнює 193%. Період окупності проекту розраховується за допомогою наступної формули:

$$T_{ок} = \frac{1}{R_i} = \frac{1}{1,93} = 0,52 \text{ (роки)},$$

де $T_{ок}$ – період окупності. В результаті розрахунків період окупності склав приблизно півроку.

4.4 – SWOT – аналіз стартап-проекту

SWOT – аналіз можливостей та загроз, слабких та сильних сторін на основі виділених ринкових загроз, можливостей, сильних та слабких сторін представлений у таблиці 4.6

Таблиця 4.6 - SWOT-аналіз запропонованого стартап-проекту

Слабкі сторони	Сильні сторони
Відсутність репутації на ринку	Співвідношення ціна/якість
Відсутність досвіду роботи у сфері проектування систем РЗА	Кожен проект розробляється під потреби замовника
Загрози	Можливості
Зростання вимог від замовника, які неможливо опрацювати	Залучення досвідчених працівників для створення репутації
Відсутність репутації(клієнтів)	Співпраця з виробниками обладнання
Більша кількість компаній має досвід	

4.5 Розробка маркетингової програми даного стартап-проекту

Для просування товару необхідно задіяти маркетингову компанію. Вона забезпечить гарне представлення товару та залучення нової клієнтської бази.

Таблиця 4.7 – Визначення основних переваг перед конкурентами

Потреби	Вигода даного проєкту	Переваги перед конкурентами
Економічність	У зв'язку з малою вартістю в експлуатації має гарні економічні показники.	Дотримання співвідношення ціни та якості дає ряд переваг перед конкурентами.
Надійність	Дистанційний захист ліній 330 кВ є основним захистом і тому чим більша його функціональна здатність, тим краще.	Обраний пристрій має найбільший функціонал серед конкурентів, а тому має більшу надійність в експлуатації.

Відповідно до таблиці 4.7 клієнт отримає якісний товар, який не буде потребувати додаткових високих капіталовкладень під час експлуатації пристрою.

4.6 Висновки

У цьому розділі детально проаналізовано розробку стартап-проекту, спрямованого на реконструкцію систем релейного захисту та автоматики ліній 330 кВ. Економічний аналіз проекту, порівняння інвестицій та регулярних затрат різних конкурентів, а також SWOT-аналіз були проведені для визначення потенційних загроз і можливостей проекту. Зазначено, що введення такого проекту на ринок є реальним завдяки високій якості експлуатації та відповідності технічних характеристик всім сучасним вимогам. Економічний аналіз підтвердив рентабельність та конкуренто-спроможність стартапу, що робить його привабливим в інвестиційному аспекті. При розрахунку рентабельності період окупності складає приблизно півроку, а рентабельність інвестицій складає 193%. Це досягається завдяки надзвичайно вдалому виборі пристроїв мікропроцесорного РЗ виробника АВВ та дороговизні захищувального обладнання. Враховуючи SWOT-аналіз, проект має можливості для успішного розвитку, використовуючи сильні сторони та відповідно реагуючи на потенційні загрози. Зазначено, що він вистачає ресурсів та можливостей для подолання слабких сторін та максимізації потенціалу. Отже, результати аналізу свідчать про доцільність впровадження даного стартап-проекту на ринок, забезпечуючи оптимальне співвідношення вартості та якості у сфері реконструкції релейного захисту та автоматики повітряних ліній 330 кВ.

ОХОРОНА ПРАЦІ

При експлуатації релейного захисту на лінії 330 кВ виникають різноманітні небезпечні ситуації, що вимагають якісного та кількісного аналізу. У відповідних приміщеннях підстанції розміщуються шафи, де встановлюється релейний захист. Робоча напруга релейного захисту становить 100 В.

Мета розділу: Впровадження заходів з метою зниження впливу небезпечних факторів, які можуть виникнути при експлуатації релейного захисту.

Об'єкт досліджень: Експлуатація релейного захисту.

Предмет досліджень: Новітні засоби та заходи з охорони праці та безпеки при виконанні робіт з експлуатації релейного захисту лінії 330 кВ.

5.1 Загальна характеристика об'єкта

Загальна характеристики релейного об'єкта наведена в табл. 5.1.

Таблиця 5.1. – Характеристики об'єкта

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Системи релейного захисту мережі 330 кВ	Внутрішня ЕУ	Окреме приміщення на поверхні землі	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Д

Характеристики релейного захисту, який буде експлуатуватися наведено в табл. 5.2.

Таблиця 5.2. – Характеристики релейного захисту

Основні характеристики	Значення показника
Призначення	Диференційний захист лінії
Фірма	ABB
Тип	REL 670
Розташування	Релейна зала, перший ряд шаф релейного захисту, комірka №4
Напруга вимірювальних кіл	100 В
Напруга оперативного струму	220 В

5.2 Визначення обсягів робіт під час експлуатації

Обсяг робіт по експлуатації релейного захисту наведений у табл. 5.3.

Таблиця 5.3. – Обсяг робіт по експлуатації релейного захисту

Вид роботи	Спосіб доставки	Тривалість виконання робіт	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Експлуатація релейного захисту	В ручну	Літній, 2 дні	3 особи	III та V для керівника

5.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Показники умов праці та їх характеристики наведені у табл. 4.4.

Таблиця 5.4. – Показники умов праці та їх характеристики

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату	Температура повітря	(18...22) °C
	Вологість	(65-75) %
Важкість праці	Переміщення вантажів	До 10 кг
	Робоче положення	«Стоячи»
	Категорія	II категорія

Продовження таблиці 5.4

Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження	70% робочого часу
	Тривалість активних дій	60% робочого часу
	Змінність	З 10:00 по 16:00 (6 годин) 1 зміна
	Напруженість органів чуття (зір)	70% робочого часу

5.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Шкідливі і небезпечні виробничі чинники, які виникають у ході експлуатації релейного захисту наведені у табл. 5.5.

Таблиця 5.5. – Шкідливі і небезпечні виробничі чинники

Шкідливі і небезпечні чинники	Фактичне значення	Граничнодопустиме значення
Напруга	100 В	6 В
Струм	1 А	0,6 мА

5.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Технічні та організаційні заходи з безпеки праці при експлуатації релейного захисту наведені у табл. 5.6[6].

Таблиця 5.6. – Технічні та організаційні заходи з безпеки праці

Вид заходу	Найменування заходу	Характеристики
Вид розміщення	Шафа релейного захисту	Габарити шафи: 60x120x50 см

Продовження таблиці 5.6

Блокування дверей шафи	Замок врізний Арес 1523/60-G	Кількість ригелів - 3; Тип механізму секретності: Цилиндровий; Тип ригеля: Цилиндричний; Діаметр ригелів - 12 мм
Захисне заземлення шафи	Глухозаземлена нейтраль	$R_3 = 8,5 \text{ Ом}$
Розміщення знаку безпеки	Знак безпеки	Встановлюється на видимих місцях на висоті 2-2,5 м від рівня підлоги на корпусі шафи
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Робота без напруги	Наряд-допуск до 2 робочих дні
Розміщення плакатів безпеки	Заборонний плакат	Розміщується на приводі управління комутаційними апаратами та кнопках. Забороняє подачу напруги на лінію.
	Застережний плакат	Розміщується на ЕУ. Попереджує про небезпеку при наближенні
	Настановчі плакати	Вказують на робоче місце
	Вказівний плакат	Вказує на місце заземлення

5.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Обрані засоби індивідуального захисту наведені в табл. 5.7[5].

Таблиця 5.7. – Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка, модель, матеріал	Термін викор.	Технічні характеристики
Захисний одяг	Костюм загальновиробничий	ЗСМаркет Карго, поліестер, бавовна	1 рік	Робочий, захисний
Захисне взуття	Захист від напруги та механічних ушкоджень	CALZA TURIFICIO 5BI MG40519- 3B, натуральна шкіра	1 рік	Ходовий шар з гуми подвійної щільності з високими діелектричними властивостями
Захист рук	Захист від напруги та механічних ушкоджень	Lahti PRO10 поліестер, нейлон	6 робочих змін	Антиковзні, для роботи з електрообладнанням
Захист голови	Захист від електричного впливу та ушкоджень	Delta Plus, поліпропілен	2 роки	Для роботи з електрообладнанням

Оскільки експлуатація проводиться на ПС, необхідно передбачити захисні засоби від електричного впливу, які мають бути використані при ремонті, зміні конфігурацій, планових технічних оглядах. Обрані електрозахисні засоби наведені у вигляді табл. 5.8.

Таблиця 5.8. – Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні Характеристики	Призначення та Норми Випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для робіт з напругою до 1 кВ.	Підключення ЕУ після ремонту. Періодичність перевірок: раз на 6 місяців.
	Діелектричне Взуття	Для робіт з напругою до 1 кВ.	Підключення ЕУ після ремонту.
	Діелектрична Каска	Для робіт з напругою до 1 кВ.	- Підключення ЕУ після ремонту.

5.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

При експлуатації релейного захисту необхідно обрати первинні засоби для тушіння пожеж та технічні, організаційні засоби. Заходи із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій наведені у табл. 5.9[7].

Таблиця 5.9. – Заходи із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Вуглекислотний вогнегасник ОУ-15	Пересувний, дія-15 с, довжина струмені-4 м Вогнегасна здатність 70В	Розміщено на входах в релейну залу в спеціально відведеному місці, на стіні
Датчики диму	Марка - Артон СПД-3.2 Підключення- дротове Площа покриття S=20 м	Кількість-2 шт. Встановлено під стелею на відстані 20м Під'єднано до загальної охоронно-пожежної сигналізації ПС
Організаційні		
План дій з попередження пожеж та вибухів	Розміщення шаф РЗ таким чином, щоб був вільний доступ до аварійних виходів, розміщення планів евакуації на рівні зору людини на легкодоступній частині стіни, заборона на вживання їжі, розпиття напоїв, знаходження у нетверезому стані, паління.	Відповідальний за охорону праці на ПС, згідно чинних норм
Навчання та тренінги	Щопівроку	Відповідальний за охорону праці на ПС, згідно чинних норм

5.8 Розрахунок параметрів захисного заземлення релейного захисту

Розрахунок на вимикаючу здатність передбачає розрахунок струму однофазного короткого замикання $I_{\text{КЗ}}$ і співставлення отриманої величини зі значенням номінального струму спрацьовування МСЗ.

Формула для розрахунку струму КЗ:

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{(r_{\phi} + r_{\text{PE}} + \frac{r_{\text{ТР}}}{3})}},$$

де $I_{\text{КЗ}}$ – струм короткого замикання, А;

U_{ϕ} – фазна напруга, В;

r_{ϕ} – активний опір фазного проводу, Ом;

r_{PE} – активний опір захисного проводу.

Формула для визначення фазної напруги:

$$U_{\phi} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}}$$

Активний опір фазного проводу:

$$r_{\phi} = \sum_{i=1}^n \frac{p_i * l_i}{S_i},$$

де p_i – питомий опір проводу;

l_i – довжина ділянки проводу;

S_i – площа поперечного перерізу проводу.

Активний опір трансформатора:

$$r_{\text{ТР}} = \frac{P_{\text{КЗ}} * U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}$$

Фазна напруга дорівнює:

$$U_{\phi} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = \frac{100}{\sqrt{3}} = 57,735 \text{ В}$$

Активний опір фазного проводу:

$$r_{\phi} = \frac{p * l}{S} = \frac{0,1 * 200}{150} = 0,133 \text{ Ом}$$

Активний опір трансформатора:

$$r_{\text{ТР}} = \frac{R_{\text{КЗ}} * U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{8,25 * 100^2}{300^2} = 0,917 \text{ Ом}$$

Активний опір захисного проводу:

$$r_{\text{РЕ}} = \frac{p * l}{S} = \frac{0,1 * 20}{70} = 0,029 \text{ Ом}$$

Струм короткого замикання:

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{r_{\phi} + r_{\text{РЕ}} + \frac{r_{\text{ТР}}}{3}}} = \frac{57,735}{0,133 + 0,029 + \frac{0,917}{3}} = 123,508 \text{ А}$$

Розрахунок напруги на корпусі електроустановки визначається за формулою:

$$U_{\text{К}} = I_{\text{КЗ}} * Z_{\text{ЗП}} \leq U_{\text{Д}}(t_c),$$

де $Z_{\text{ЗП}}$ – повний опір захисного проводу;

$U_{\text{Д}}(t_c)$ – напруга дотику, що допускається.

$$U_{\text{К}} = I_{\text{КЗ}} * Z_{\text{ЗП}} = 123,508 * 0,029 = 3,582 \text{ В} < 36 \text{ В}$$

Умови даної нерівності виконуються.

5.9 Висновки

У ході виконання даного розділу було ретельно розглянуто аспекти охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час функціонування релейного захисту на лінії ПС 330/150/35/10 кВ. Визначено обсяг робіт та умови праці, враховуючи особливості приміщень, де здійснюється експлуатація з підвищеною небезпекою.

Важливим етапом було виявлення та оцінка небезпеки, приділяючи особливу увагу параметрам напруги та струму, які можуть становити серйозну загрозу для працівників. На основі отриманих даних були запропоновані та розраховані технічні та організаційні заходи забезпечення безпеки праці, зокрема, встановлення захисного заземлення шафи з експлуатації релейного захисту з глухозаземленою нейтраллю ($R_{33}=8,5 \text{ Ом}$), розміщення знаків безпеки, установка наряду-допуску та розміщення спеціальних плакатів безпеки.

Для забезпечення безпеки працівників було уважно обрано індивідуальний захисний одяг та електрозахисні засоби, враховуючи особливості виконуваних робіт. Запроваджені заходи націлені на попередження надзвичайних ситуацій та уникнення нещасних випадків серед працівників під час модернізації.

Важливо зазначити, що для обраного захисного заземлення були проведені ретельні розрахунки, включаючи струм короткого замикання кабелю заземлення ($I_{K3}=123,508 \text{ А}$) та напругу на корпусі електроустановки ($U_K=3,582 \text{ В}$). Умови рівноваги були виконані в повному обсязі.

ВИСНОВОК

В даній дисертації за основу дослідження і подальшої модернізації було обрано електропідстанцію 330кВ «Побузька». В першому розділі було детально розглянуто схему підстанції, комутаційне, допоміжне і силове обладнання, наведені технічні характеристики вимірювальних трансформаторів та усіх комутаційних апаратів встановлених на підстанції. Були проведені розрахунки струмів короткого замикання. Також максимально детально проведено ознайомлення з вже встановленим релейним захистом та автоматикою. У другій частині було досліджено питання, які саме вимоги ставляться перед захистами повітряних ліній і яке основне призначення релейного захисту. Проведено ознайомлення з усіма найпоширенішими захистами повітряних ліній з розкриттям теми їх структурних особливостей, недоліків і технологічних тонкостей. Третій розділ присвячений обраному для заміни електромеханіки МПП REL-670 саме йому відведена роль заміни застарілим захистам повітряної лінії 330кВ Л251. А також наведено ряд фактів які доводять необхідність проведення модернізації і підтверджують обґрунтованість цього рішення у форматі проекту. Також у третій частині дисертації було проведено розрахунок уставок для дистанційного захисту та струмового направленого захисту нульової послідовності.

Четверта частина присвячена темі охорони праці та безпеці у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації релейного захисту мережі 330 кВ, проведено вибір заходів визначено технічні та організаційні питання, обрано засоби індивідуального захисту і проведені розрахунки, включаючи струм короткого замикання кабелю заземлення.

В ході виконання магістерської дисертації також було розглянуто економічна частина питання і в п'ятій частині проведено ретельне фінансово економічне дослідження проекту та доведено його рентабельність.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок : 2017. – Офіц. вид. – К. :Форт : Мінпаливенерго України. 2017 р. 616с.
2. Технологічна інструкція силового та комутаційного обладнання 10-330кВ Дніпровського регіону. РДЦ Дніпровського регіону НЕК «Укренерго», Запоріжжя, 2023 р. 124 с.
3. Інструкція з обслуговування пристроїв РЗА оперативним персоналом. 163с.
4. Інструкція ДС-19 з експлуатації пристроїв релейного захисту та електроавтоматики обладнання 150-330 кВ Дніпровського регіону. РДЦ Дніпровського регіону НЕК «Укренерго», Запоріжжя, 2021 р. 58 с.
5. ДСТУ ISO 13688:2001. Одяг захисний. Загальні вимоги. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2002. 6 с.
6. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. Київ: Об'єднання енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики», 2009. 598 с.
7. ДБН В.2.5-56:2010. Державні будівельні норми. Системи протипожежного захисту. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2010. 34 с.