

**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 підстанції 110/10 кВ»

Виконав:
студент VI курсу, групи ЕКз-21мп
Денисенко Олексій Анатолійович

Науковий керівник:
ас. Заколюдажний Володимир Васильович

Консультант з стартап-проекту:
к.т.н., доцент Красношопка Володимир Володимирович

Консультант з охорони праці:
д.т.н. професор Третьякова Лариса Дмитрівна

Рецензент:

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

Студент _____

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

1. Тема дисертації «Релейний захист підстанції 110/10 кВ», науковий керівник дисертації ас. Заколюдажний В.В., затверджені наказом по університету від «29» жовтня 2023 р. №3160-с
2. Термін подання студентом дисертації 18.01.2024 р.
3. Об'єкт дослідження Основний та резервний захист силового трансформатора та ліній ПС 110 кВ.
4. Вихідні дані Схема електричних з'єднань ПС 110/35/10 кВ, нормативні та керівні вказівки з релейного захисту, каталоги та керівництва обладнання середньої напруги (Siprotec), навантаження ПС (10 МВА), довжина ЛЕП 110 кВ(80 км)
5. Перелік завдань, які потрібно розробити 1. Вибір та перевірка обладнання та режими роботи ПС 110 кВ. 2. Розрахунок струмів КЗ. 3. Вибір основних та резервних захистів трансформаторів та ліній ПС і розрахунок уставок спрацювання. 4. Технічні характеристики пристроїв захисту. 5. Схемна реалізація цифрового терміналу захисту Siprotec.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу Схема електрична принципова підстанції 110/35/10 кВ, перелік обладнання підстанції 110/35/10 кВ, схема електрична принципова розміщення захистів трансформатора, ланцюги струму та напруги терміналу захисту трансформатора, ланцюги вихідні і сигналізації терміналу захисту.

7. Орієнтовний перелік публікацій 1. Хлистов В.М., Розрахунок кабельного приєднання сонячної електростанції до мережі // В кн.: Міжнародн. наук.-техн. журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – Київ: ФЕА НТУУ «КПІ», 2022.

2. Хлистов В.М., Розрахунок параметрів трансформаторів сонячної електростанції // В кн.: Міжнародн. наук.-техн. журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – Київ: ФЕА НТУУ «КПІ», 2023.

8. Консультанти розділів дисертації*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розроблення стартап-проекту	Красношопка В.В., к.т.н., доцент		
Охорона праці	Третьякова Л.Д., д.т.н. професор		

9. Дата видачі завдання 20.12.2023

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1.	Збір інформації про методи і засоби захисту обладнання підстанції 110 кВ	20.09.2023 р.	
2.	Вибір та перевірка обладнання підстанції 110 кВ та розрахунок струмів короткого замикання на підстанції.	10.10.2023 р.	
3.	Розрахунок уставок захистів основного обладнання підстанції 110 кВ	28.10.2023 р.	
4.	Вивчення технічних характеристик захисту трансформатора на основі мікропроцесорного пристрою Siemens «Siprotec 4 7UT613»	15.11.2023 р.	
5.	Розроблення стартап-проекту та розділу «Охорона праці»	05.12.2023 р.	
6.	Розробка плакатів	28.12.2023 р.	

Студент

Денисенко Олексій Анатолійович

Науковий керівник

Заколюдажний Володимир Васильович

* Якщо визначені консультанти. Консультантом не може бути зазначено наукового керівника магістерської дисертації.

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається зі 101 сторінки, 11 малюнків, 27 таблиць, 22 літературних посилань та 6 додатків що містить 3 основні розділи, розроблення стартап-проекту і розділ охорони праці та 7 аркушів креслення.

Актуальність теми – релейний захист обладнання ПС 110 кВ на основі сучасних цифрових терміналів захистів, а також розрахунок їх уставок.

Мета дослідження – вибір, аналіз та розрахунок релейного захисту обладнання підстанції 110 кВ, а також схемна реалізація захистів.

Об'єкт дослідження – підстанція 110/35/10 кВ.

Предмет дослідження – основний та резервний захист силового трансформатора потужністю 40 МВА та ліній ПС 110/35/10 кВ.

Методи дослідження – методи розрахунку уставок спрацювання мікропроцесорних захистів на основі рекомендацій фірми Siemens.

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

Публікації – «Розрахунок кабельного приєднання сонячної електростанції до мережі», «Розрахунок параметрів трансформаторів сонячної електростанції» в Міжнародно науково-технічному журналі "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики"

Ключові слова: ПІДСТАНЦІЯ 110 кВ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, ДИФЕРЕНЦІЙНИЙ ЗАХИСТ, РОЗРАХУНОК УСТАВОК СПРАЦЮВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ, МІКРОПРОЦЕСОРНИЙ ТЕРМІНАЛ ЗАХИСТУ.

ABSTRACT

Master's dissertation consists of 101 pages, 11 drawings, 27 tables of explanatory note, 22 references and 6 appendices containing 3 main sections, development of a startup project and a section of labor protection and 7 sheets of drawing.

Topicality of the topic – relay protection of 110 kV substation equipment on the basis of modern digital protection terminals, as well as calculation of their settings.

The purpose of the research is the analysis, selection and calculation of relay protection equipment of the 110 kV substation, as well as the schematic implementation of these protection.

The object of the study is the substation 110/35/10 kV.

Subject of research - Main and backup protection of power transformer 40 MVA and 110/35/10 kV substation lines.

Research methods – Calculation microprocessor protection actuation parameters methods based on the recommendations of Siemens.

Approbation of the dissertation results is an international scientific and technical conference of young scientists, postgraduates and students "Modern problems of electric power engineering and automation".

Publications – "Calculation cable connection of the solar power plant to the network", "Calculation transformer parameters of the solar power plant" in the International scientific and technical journal "Modern problems of electric power engineering and automation"

Key words: 110 kV SUBSTATION, SHORT CIRCUIT, DIFFERENTIAL PROTECTION, CALCULATION OF RELAY PROTECTION OPERATIONS, RELAY PROTECTION TERMINAL.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
1. СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ	11
1.1 Основні елементи схеми та режимів роботи підстанції, їх характеристики	11
1.2 Розрахунок власних потреб підстанції.....	19
1.2.1 Складання таблиці споживачів власних потреб.....	20
1.2.2 Вибір трансформаторів власних потреб	20
1.3 Розрахунок струмів короткого замикання	21
1.3.1 Вихідні дані для розрахунку струмів короткого замикання.....	22
1.3.2 Розрахунок опору елементів схеми заміщення.....	23
1.3.3 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К1	26
1.3.4 Розрахунок струмів короткого замикання в точках К2 і К3	29
Висновки	31
2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ	32
2.1 Захист трансформатора. Вимоги до захистів згідно ПУЕ.....	32
2.2 Основні резервні захисти. Їх види та призначення.....	36
2.3 Розрахунок диференційного захисту трансформатора	37
2.3.1 Розрахунок коефіцієнту гальмування	39
2.3.2 Визначення струму початку гальмування	40
2.3.3 Визначення струму гальмування блокування ДЗТ	40
2.3.4 Розрахунок струму спрацювання диференціальної відсічки.....	40
2.3.5 Розрахунок коефіцієнту чутливості захисту	41
2.4 Розрахунок МСЗ з блокуванням за напругою	43
2.4.1 Розрахунок первинного струму спрацювання захисту	43
2.4.2 Розрахунок первинної напруги спрацювання	44
2.4.3 Розрахунок вторинних струму та напруги спрацювання реле	44
2.4.4 Розрахунок чутливості захисту.....	45
2.4.5 Результати розрахунку МСЗ з блокуванням за напругою	45

	7
2.4.6 Розрахунок витримки часу	47
2.5 Інші захисти силового трансформатора.....	48
2.6 Захист ЛЕП 110 кВ.....	54
Висновки	58
3. ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА НА ОСНОВІ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО ПРИСТРОЮ SIEMENS «SIPROTEC 4 7UT613».....	59
3.1. Опис мікропроцесорного пристрою релейного захисту та автоматики «SIPROTEC 4 7UT613».....	59
3.2 Опис основних функцій мікропроцесорного терміналу захисту «SIPROTEC 4 7UT613».....	61
Висновки	73
4. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	74
4.1 Опис ідеї впровадження мікропроцесорного терміналу захисту	74
4.2 Визначення техніко-економічних характеристик ідеї проекту	77
4.3 Технологічний аудит ідеї проекту	78
4.4 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	79
4.5 SWOT- аналіз стартап-проекту.....	81
Висновки	83
5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІЇ 110 кВ	84
5.1 Загальна характеристика об'єкта та технічні характеристики енергетичного устаткування	85
5.2 Визначення і оцінка умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників.....	87
5.3 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників.....	89
5.4 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці..	89
5.5 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	91

5.6 Вибір технічних і організаційних заходів для унеможливлення та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.....	91
5.7 Розрахунок захисного заземлення електроустановок	93
5.7.1 Розрахунок на вимикаючу здатність	94
5.7.2 Розрахунок напруги на корпусі електроустановки.....	95
Висновки	96
ВИСНОВКИ.....	97
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	99

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АПВ – автоматичне повторне включення;
АСУ – автоматичні системи управління;
ДЗ – дистанційний захист;
ЕО – електроенергетичний об’єкт;
ЕУ – електроустановка;
ЗДЗ – захист від дугових замикань;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
ПЛ – повітряна лінія;
ПРВВ – пристрій резервного відключення вимикача;
ПС – підстанція;
РЗА – релейний захист і автоматика;
РП – розподільчий пристрій;
РПН – регулювання під навантаженням;
ТН – трансформатори напруги;
ТП – трансформаторна підстанція;
ТС – трансформатори струму.

ВСТУП

Одна із головних завдань електроенергетики - постійне постачання електроенергії споживачам. Отже, щоб ніякі пошкодження, аварії та не правильні режими роботи електричної мережі не порушували це завдання. Також, будь-які такі порушення електропостачання викликають значні матеріальні збитки на ремонт пошкодженого обладнання та втрати коштів за вироблення електроенергії. Через це, дуже важливо приділяти велику увагу пристроям релейного захисту. На сьогоднішній день така перевага надається мікропроцесорним пристроям релейного захисту:

1. Багатофункціональність мікропроцесорних терміналів РЗА. Не враховуючи захист різного обладнання, вони можуть виконувати багато інших функцій: вимірювання різних електричних величин, реєстрацію аварійних подій та неправильних режимів роботи, їх аналіз.

2. Також, є можливість в мікропроцесорних захистах підключення до автоматичної системи моніторингу та управління електричними частинами мережі та системи, та забезпечити інформацією про процеси які в них відбуваються. Всі ці функції значно підвищують ефективність роботи енергетичної системи.

3. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту – це інтелектуальні системи, що мають можливість покращення за рахунок їх програмування та використання перспективніших алгоритмів захисту обладнання. Такі зміни алгоритмів та програмування можна робити під час експлуатації під кожен тип електричної підстанції або станції.

1. СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ

1.1 Основні елементи схеми та режимів роботи підстанції, їх характеристика.

У магістерській дисертації була розроблена понижувальна підстанція трьох класів напруги 110/35/10 кВ. На стороні ВН, прийнята схема «Два блока з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії електропередачі». На стороні СН виконана схема «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин». На стороні НН, вибирається схема «Одна одиночна секціонована вимикачем система шин». Зазвичай, кількість секцій відповідає кількості джерел живлення. На підстанції використовується незалежна робота трансформаторів для забезпечення надійної роботи релейного захисту та зниження перерізу дротів за рахунок обмеження струмів короткого замикання. Секційний вимикач має пристрій автоматичного вводу резерву (АВР) і вмикається, коли знеструмлюється одна з секцій.

На стороні 110 кВ встановлюються елегазові вимикачі типу ВГТ-110П*-25/2500У1.

Елегазові вимикачі є самими сучасними комутаційними апаратами ВН. У елегазових вимикачах дугогасним та ізолюючим середовищем є спеціальний електричний газ (елегаз - SF₆), що має властивості, необхідними для дугогасіння і для електричної ізоляції. У нових проектах правильніше застосовувати елегазові вимикачі, так як за час їх експлуатації вони показали високу надійність і ефективність своєї роботи. Технічні характеристики цього вимикача наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Технічні характеристики вимикача сторони ВН

Технічні характеристики	ВГТ-110П*- 25/2500У1
Номінальна напруга, кВ	110
Номінальний струм, А	2000/3150
Номінальний струм вимкнення, кА	40
Струм динамічної стійкості, (найбільший пік),кА	102
Час розмикання контактів, мс, не більше	38
Час відключення вимикача, мс, не більше	55
Час включення вимикача, мс, не більше	60

На стороні СН 35 кВ встановлюється елегазовий вимикач типу ВГБЭ-35-12,5/1000УХЛ1 з електромагнітним приводом ЭВ-220В. Технічні характеристики вимикача наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Технічні характеристики вимикача сторони СН

Технічні характеристики	ВГБЭ-35- 12,5/1000УХЛ1
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	1000
Номінальний струм вимкнення, кА	12,5
Струм динамічної стійкості, (найбільший пік),кА	35
Загальний час вимкнення, мс, не більше	60
Власний час вимкнення, мс, не більше	40
Власний час ввімкнення, мс, не більше	100

В якості РПНН обирається КРП серії К-304Б з вакуумними вимикачами ВВЭ-М-10-31,5/3150У3 для комірок вводу та секційного вимикача, і ВВТЭ-М-10-20/630У3 для комірок відокремлених ліній. Вакуумні вимикачі широко застосовуються на напрузі 6-10 кВ. Електрична міцність вакуумного проміжку у

багато разів вища, ніж повітряного при атмосферному тиску. Ця властивість використовується в вакуумних дугогасильних камерах КДВ, на основі яких випускаються вакуумні вимикачі. Вакуумні вимикачі для захисту електрообладнання за час експлуатації показали високу надійність. Технічні характеристики вакуумного вимикача наведені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 - Технічні характеристики вакуумного вимикача

Технічні характеристики	ВВЭ-М-10- 31,5/3150УЗ	ВВТЭ-М-10- 20/630УЗ
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	3150	630
Номінальний струм вимкнення, кА	31,5	20
Струм динамічної стійкості, (найбільший пік),кА	81	51
Загальний час вимкнення, мс, не більше	50	40
Власний час вимкнення, мс, не більше	30	20
Власний час ввімкнення, мс, не більше	100	100

На стороні ВН встановлюються два роз'єднувачі типу РГД31-110-II/1000УХЛ1 (одним комплектом заземляючих ножів) і РГД32-110-II/1000УХЛ1 (з двома комплектами заземляючих ножів). Дані роз'єднувачі - роз'єднувачі горизонтально-поворотного типу і призначені для установки на відкритому повітрі. Технічні характеристики роз'єднувачів сторони ВН наведені втаблиці 1.4.

Таблиця 1.4 - Технічні характеристики роз'єднувачів сторони ВН

Технічні характеристики	РГД31-110- II/1000УХЛ1	РГД32-110- II/1000УХЛ1
Номінальна напруга, кВ	110	110
Номінальний струм, А	1000	1000
Струм динамічної стійкості, (найбільший пік),кА	63	63
Струм термічної стійкості, кА	25	25
Кількість заземлюючих ножів	1	1

На стороні СН також встановлюються два типи роз'єднувачів РГТ31-35-II / 1000УХЛ1 (з одним комплектом заземлюючих ножів) і РГТ32-35-II/1000УХЛ1 (з двома комплектами заземлюючих ножів). Роз'єднувачі даного типу призначені для включення і відключення знеструмлених ділянок електричних ланцюгів змінного струму частотою 50 та 60 Гц з номінальною напругою 35 кВ, зі створенням видимого розриву, а також заземлення відключених ділянок за допомогою заземлювачів. Роз'єднувач допускає включення і відключення струмів холостого ходу трансформаторів, зарядних струмів повітряних ліній. Технічні характеристики роз'єднувачів сторони СН наведені в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 - Технічні характеристики роз'єднувачів сторони ВН

Технічні характеристики	РГТ31-35-II / 1000УХЛ1	РГТ32-35- II/1000УХЛ1
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	1000	1000
Струм динамічної стійкості, (найбільший пік),кА	20	20
Струм термічної стійкості, кА	16	16
Кількість заземлюючих ножів	1	2

На стороні ВН встановлюються трансформатори струму типу TG-145-600/5. Вимірювальні трансформатори струму TG 145 використовують для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам, апаратам захисту і управління в установках змінного струму частотою 50 Гц і напругою 110-220 кВ. Внутрішня ізоляція вимірювальних трансформаторів TG 145 - суміш азоту (60%) і елегазу (40%) для виконання «ХЛ» або елегаз 100% для виконання «У». При стабільному режимі роботи електричної підстанції секційний вимикач вимкнутий. Секційний вимикач замикається, якщо відбулась аварійна ситуація або вийшла з ладу одна із секцій живлячої лінії, завдяки чому дві секції 10 кВ будуть живитися від іншої робочої секції 110 кВ. Технічні характеристики трансформатора струму типу TG-145-600/5 наведені в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Технічні характеристики трансформатора струму типу TG-145-600/5

Технічні характеристики	TG-145-600/5
Номінальна напруга, кВ	110
Номінальний первинний струм, А	600
Номінальний вторинний струм, А	5
Клас точності	0,2

На вводах низької сторони, використовується трансформатор струму типу ТЛШ 10 УЗ з коефіцієнтом трансформації 3000/5 А (2000/5 А для секційного вимикача), клас точності вторинної обмотки 0,5/10Р. Трансформатори ТЛШ використовують для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірюючих приладів, пристроїв захисту і управління, а також для ізолювання ланцюгів від високої напруги в електричних установках змінного струму на клас напруги до 10 кВ включно. Трансформатори призначені для вбудовування в розподільні пристрої й струмопроводи. Технічні характеристики трансформатора струму типу ТЛШ 10 УЗ наведені в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 - Технічні характеристики трансформатора струму типу ТЛШ 10 УЗ

Технічні характеристики	ТЛШ 10 УЗ
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний первинний струм, А	3000
Номинальний вторинний струм, А	5
Клас точності	0,5

На лініях, що відходять встановлюємо трансформатори струму ТЛК 10-3 УЗ, з коефіцієнтом трансформації 600/5 А і трансформатор струму нульової послідовності марки ТЛЗ-200.

На кожній секції встановлюються трансформатори напруги двох типів: один для живлення ланцюгів РЗА, другий - для ланцюгів вимірювання. Для живлення ланцюгів РЗА встановлюється трансформатор напруги НАМИТ 10-1-УХЛ2. Трансформатор напруги антирезонансний масляний трифазний типу НАМИТ 10-1 є великим перетворювачем призначений для роботи в шафах комплектних розподільних пристроїв (КРП) і в закритих РП промислових підприємств. Трансформатор служить для вироблення сигналу вимірювальної інформації для електричних вимірювальних приладів, захисту і сигналізації в мережах з ізольованою або з заземленою через дугогасний реактор нейтраллю, а також для контролю ізоляції в мережі 6 кВ і 10 кВ з будь-яким режимом заземлення нейтралі. Для живлення ланцюгів вимірювання встановлюються три однофазних трансформатора напруги типу 3×НОЛ.08-10 УТ2. Трансформатор даного типу призначений для встановлення в КРП або закритих розподільчих пристроях (ЗРП) і служить для живлення електричних вимірювальних приладів, ланцюгів захисту та сигналізації в електроустановках змінного струму частоти 50 або 60 Гц. Технічні характеристики трансформаторів напруги НАМИТ 10-1-УХЛ2 і НАМИТ 10-1 наведені в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 - Технічні характеристики трансформатора струму типу ТЛШ 10 УЗ

Технічні характеристики	НАМИТ 10-1-УХЛ2	НАМИТ 10-1
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний напруга первинної обмотки, В	10	10
Номінальний напруга вторинної обмотки, В	0,1	0,1
Клас точності	0,5	0,5

Вибір числа та потужності трансформаторів зв'язку на підстанції.

Коли обирається потужність силових трансформаторів, то слід враховувати загальне розрахункове навантаження, тобто таке, щоб підстанція могла б нормально функціонувати, як в нормальному режимі роботи, так і в аварійному. Отже, для цього на підстанції встановлюється два паралельно-працюючих силових трансформатори типу ТДТН-40000/110, які в разі необхідності (аварійної ситуації) забезпечать живленням споживачів іншої секції. Потужність трансформаторів обрана з урахуванням їх завантаження на перспективу. Їхня потужність обирається такою, коли при відключенні одного трансформатора, інший може забезпечити задану потужність, але не порушуючи вимоги ПУЕ на рахунок власних можливостей перевантаження.

Умови, які необхідно дотримуватись при виборі потужності трансформаторів:

$$U_{н.вн} \geq U_{вст};$$

$$U_{н.сн} \geq U_{вст};$$

$$U_{н.нн} \geq U_{вст};$$

$$S_{н.т} \geq S_{ф.т} = 0,7 \cdot S_{max},$$

$$115 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ};$$

$$38,5 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ};$$

$$11 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$

$$40 \text{ МВ} \cdot \text{А} \geq 7 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

де $U_{н.вн}$, $U_{н.сн}$, $U_{н.нн}$ - номінальні ВН, СН та НН трансформатора відповідно, кВ;

$U_{вст}$ – встановлена напруга мережі, кВ;

$S_{н.т}$ – номінальна потужність трансформатора, МВ·А;

$S_{ф.т}$ – фактична потужність трансформатора, МВ·А.

Обраний трансформатор необхідно перевірити на режим, коли один із паралельно-працюючих трансформаторів аварійно відключений:

$$\frac{S_{max}}{S_{н.т}} \leq 1,3 \div 1,4$$

$$\frac{10}{40} = 0,25 \leq 1,3 \div 1,4$$

Невелика завантаженість трансформатора пояснюється тим, що підстанція споруджується на перспективу і на пусковий період буде постачати електроенергію тільки частині споживачів.

Таким чином, запропонований трансформатор повністю задовольняє всім умовам вибору та перевірки.

Технічні характеристики трансформатора наведені в таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 - Технічні характеристики силового трансформатора

Технічні характеристики	ТДТН-40000/110
Номінальна потужність, МВ·А	40
Номінальна напруга ВН, кВ	115
Номінальна напруга СН, кВ	38,5
Номінальна напруга НН, кВ	11
Втрати короткого замикання $\Delta R_{кз}$, кВт	200
Втрати холостого ходу $\Delta R_{хх}$, кВт	35

продовження таблиці 1.9

Напруга короткого замикання U_k , ВН-СН %	10.5
Напруга короткого замикання U_k , ВН-НН %	17,5
Напруга короткого замикання U_k , СН-НН %	6,5
Струм холостого ходу, %	0.6
Група з'єднання обмоток	$Y_H/\Delta-\Delta-11-11$

1.2 Розрахунок власних потреб підстанції

Склад споживачів власних потреб підстанції залежить від виду підстанції, наявності синхронних компенсаторів, потужності трансформаторів, способу обслуговування, типу електрообладнання та виду оперативного струму.

Споживачі підключаються до мережі 380/220 В, бо їх потужність власних потреб невелика. Мережа живиться від понижувальних трансформаторів.

Потужність трансформаторів власних потреб обирається згідно навантажень власних потреб з урахуванням коефіцієнта завантаження і одночасності та при цьому окремо враховується зимове і літнє навантаження. А також, навантаження в період ремонтних робіт на підстанції [1].

В ролі джерела постійного оперативного струму на підстанції виступає акумуляторна батарея. На підстанції встановлюється одна акумуляторна батарея 220 В. Батареї знаходяться в режимі постійної підзарядки від випрямних пристроїв.

Також, на підстанції необхідно встановити два трансформатори власних потреб, котрі будуть підключені до різних джерел живлення з низької сторони напруги. Підключення трансформаторів власних потреб виконується до ввідного вимикача сторони 10 кВ. Трансформатори власних потреб повинні працювати окремо з АВР.

1.2.1 Складання таблиці споживачів власних потреб

При складанні таблиці власних потреб слід враховувати, що для освітлювального навантаження, а також й опалення $\cos \phi = 1$, а для навантаження двигунів $\cos \phi = 0,85$ [2].

Споживачі власних потреб підстанції наведені в таблиці А.1 в додатку А.

Повне навантаження в літній та зимовий період:

$$S_{\text{л}} = \sqrt{P_{\text{л}}^2 + Q_{\text{л}}^2} = \sqrt{92,69^2 + 24,09^2} = 95,77 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$S_{\text{з}} = \sqrt{P_{\text{з}}^2 + Q_{\text{з}}^2} = \sqrt{233,41^2 + 24,09^2} = 234,65 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Ремонтні і аварійні навантаження (аварійна вентиляція та зварювальний апарати):

$$S_{\text{рем}} = 23 + \sqrt{0,18^2 + 0,11^2} = 23,21 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

1.2.2 Вибір трансформаторів власних потреб

При виборі потужності трансформаторів власних потреб приймаємо за розрахункову потужність найбільш енергоспоживного періоду, тобто потужність навантаження в зимовий період:

$$S_{\text{розр}} = S_{\text{з}} = 234,65 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Кількість трансформаторів власних потреб приймаємо два, а їх потужність визначається за умовою:

$$S_{\text{тсн}} \geq \frac{S_{\text{розр}}}{1,4} = \frac{234,65}{1,4} = 167,61 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Отже, обираємо трансформатор власних потреб потужністю 250 кВ·А марки ТМ-250/10.

Перевірка обраних трансформаторів на завантаження в режимі ремонту:

$$\frac{S_{\text{розр}} + S_{\text{рем}}}{2 \cdot S_{\text{тсн}}} = \frac{234,65 + 23,21}{2 \cdot 250} = 0,52 \leq 1,15 \div 1,20,$$

Отже, ніякого перенавантаження не буде.

Схема власних потреб підстанції наведена на рисунку Б.1 в додатку Б. Підключення трансформатора власних потреб виконується до ввідного вимикача 10 кВ.

1.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання необхідні для:

- вибору та перевірки електричних апаратів та провідників, які застосовуються на підстанції;
- вибору уставок та перевірки чутливості пристроїв РЗА.

Для спрощення розрахунків допускають:

- не враховують насичення сердечника трансформатора;
- не враховують струм намагнічування;
- вважають 3-х фазну систему ідеально симетричною;
- не враховують активний опір, вважаючи ланцюг чисто індуктивним.

Вказані припущення призводять до деякого збільшення струмів короткого замикання (похибка розрахунків не перевищує $5 \div 10 \%$, що є допустимим [3]).

В розрахунках струмів короткого замикання необхідно визначити наступні величини:

- $I_{п0}$ - початкове діюче значення періодичної складової струму короткого замикання - для розрахунку обладнання на термічну стійкість;
- $i_{уд}$ - ударний струм короткого замикання - для розрахунку обладнання на електро-динамічну стійкість;
- $i_{атт}$ - аперіодичну складову струму короткого замикання в момент $t = \tau$ (відключення ланцюга) — для перевірки вимикача на вимикаючу спроможність;

- $I_{птт}$ - періодичну складову струму короткого замикання в момент $t = \tau$ (відключення ланцюга) – для перевірки вимикача на вимикаючу спроможність.

1.3.1 Вихідні дані для розрахунку струмів короткого замикання

При розрахунку струмів короткого замикання на підстанції наявні струми короткого замикання на шинах підстанції «Аули» та «Курилівка» (в максимальному та мінімальному режимах), з якими поєднана дана підстанція. Розрахункова схема наведена на рисунку 1.1.

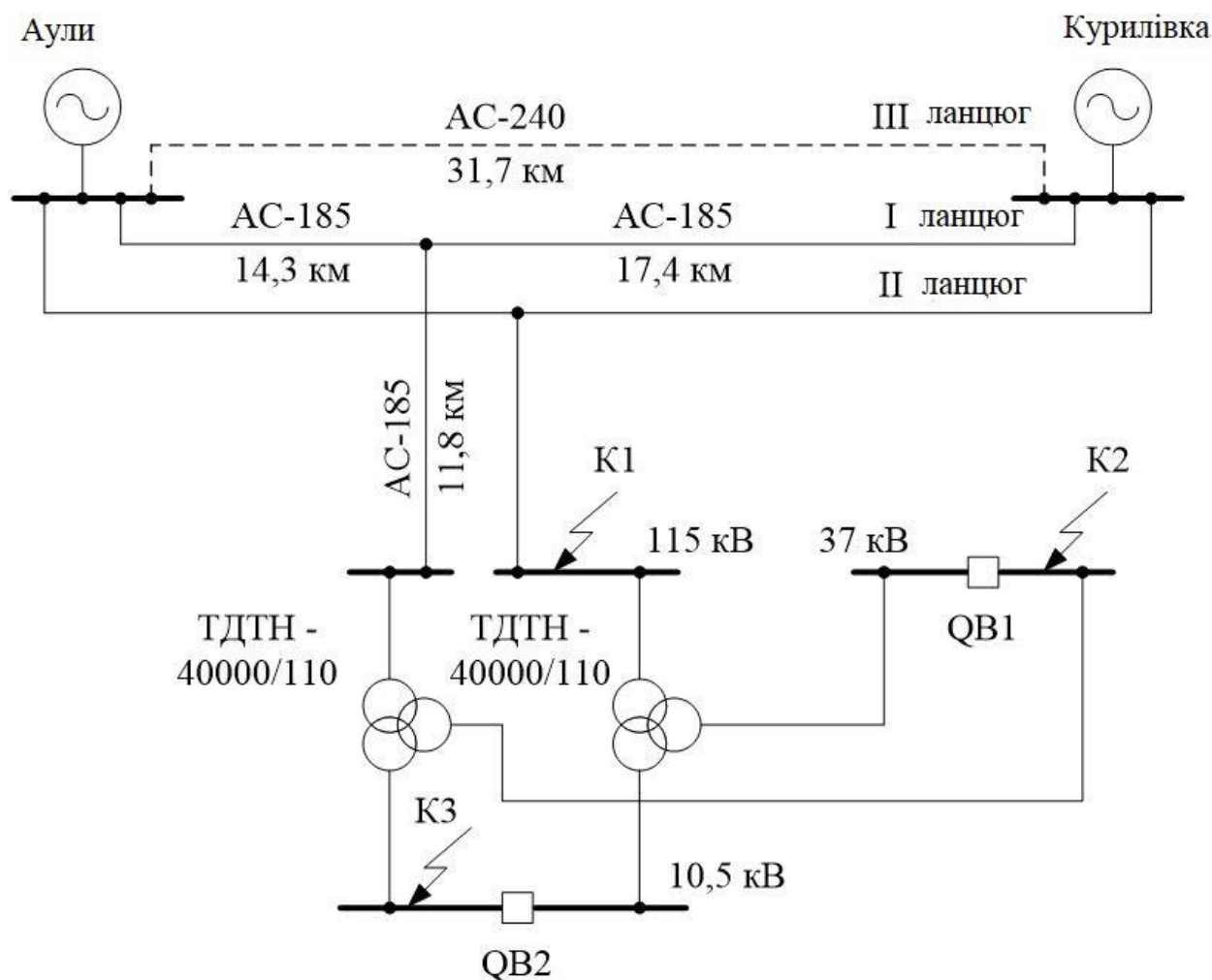


Рисунок 1.1 – Розрахункова схема

Підстанція «Аули»:

- максимальний режим: $U_{max} = 122,7$ кВ, $I_{max}^{(3)} = 18,85$ кА;
- мінімальний режим: $U_{min} = 122,0$ кВ, $I_{min}^{(3)} = 11,4$ кА

Підстанція «Курилівка»:

- максимальний режим: $U_{max} = 123,7$ кВ, $I_{max}^{(3)} = 29,5$ кА;
- мінімальний режим: $U_{min} = 122,9$ кВ, $I_{min}^{(3)} = 22,25$ кА

Розрахуємо потужності короткого замикання енергосистем:

- максимальний режим:

$$S_{кз}^D = \sqrt{3} \cdot U_{max} \cdot I_{max}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 122,7 \cdot 18,85 = 4006,052 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{кз}^D = \sqrt{3} \cdot U_{max} \cdot I_{max}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 123,7 \cdot 29,5 = 6320,513 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$
- мінімальний режим:

$$S_{кз}^D = \sqrt{3} \cdot U_{max} \cdot I_{max}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 122,0 \cdot 11,4 = 2408,936 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{кз}^D = \sqrt{3} \cdot U_{max} \cdot I_{max}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 122,9 \cdot 22,25 = 4736,336 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

1.3.2 Розрахунок опору елементів схеми заміщення

Еквівалентна схема заміщення наведена на рисунку 1.3. Згідно схеми заміщення будемо вважати, що підстанція «Аули» - це система С1, а підстанція «Курилівка» - С2. Пунктиром на малюнках 1.2 і 1.3 показані III-й ланцюг ділянки «Курилівка-Аули». При розрахунку максимального режиму вважаємо, що III-й ланцюг введений і знаходиться в роботі. При розрахунку мінімального режиму - III-й ланцюг не включений в роботу, крім цього відключений один з двох діючих ланцюгів ділянки. На рисунку 1.2 наведена еквівалентна схема заміщення.

$$X_{X2} = \frac{1000}{6320,513} = 0,158.$$

Розрахунок опору ліній за формулою:

$$X_{X_{лен}} = \frac{1}{n} \cdot X_{X_0} \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2}, \quad (1.2)$$

де n – кількість паралельних ланцюгів, од.;

X_{X_0} - питомий реактивний опір лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км;

U_{cp} – середня напруга в місті установки даного елемента, кВ.

Підставивши значення в формули (1.2), отримуємо:

$$X_{X3} = 0,392 \cdot 31,7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,940;$$

$$X_{X4} = X_{X6} = 0,4 \cdot 14,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,432;$$

$$X_{X5} = X_{X7} = 0,4 \cdot 17,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,526;$$

$$X_{X8} = X_{X9} = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,357.$$

Опір трансформатора:

$$X_{X_m} = \frac{X_{X_m} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{н.м}}, \quad (1.3)$$

де $X_{X_m} \%$ - відносний опір трансформатора, визначається через напругу короткого замикання трансформатора $U_{к.з} \%$:

$$\begin{aligned} X_{X_{м\text{ вн}}} \% &= \frac{1}{2} \cdot (U_{к.з\text{ вн-нн}} \% + U_{к.з\text{ вн-сн}} \% - U_{к.з\text{ сн-нн}} \%) = \\ &= \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \%; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{X_{м\text{ сн}}} \% &= \frac{1}{2} \cdot (U_{к.з\text{ вн-сн}} \% + U_{к.з\text{ сн-нн}} \% - U_{к.з\text{ вн-нн}} \%) = \\ &= \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0 \%; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{X_{м\text{ нн}}} \% &= \frac{1}{2} \cdot (U_{к.з\text{ вн-нн}} \% + U_{к.з\text{ сн-нн}} \% - U_{к.з\text{ вн-сн}} \%) = \\ &= \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%. \end{aligned}$$

Розрахунок опору трансформатора за формулами (1.3):

$$XX_{10} = XX_{11} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,688;$$

$$XX_{12} = XX_{13} = 0;$$

$$XX_{14} = XX_{15} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 1,688.$$

1.3.3 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К1

Проведемо розрахунок струмів короткого замикання в максимальному режимі в точці К1. Розрахунок струмів короткого замикання в точках К2, К3 і розрахунок мінімального режиму зведемо в таблицю 1.10.

Еквівалентна схема заміщення для розрахунку трифазного струму короткого замикання в точці К1 і шляхи її перетворення приведені на рисунку 1.4.

У розрахунках не враховуються опори, по яким струм не проходить. Для визначення струмів короткого замикання необхідно перетворити схему до виду (рисунок 1.3, в). Для початку перетворимо трикутник, утворений опорами XX_3 , XX_4 , XX_5 в зірку:

$$XX_{16} = \frac{(XX_3 \parallel XX_6 + XX_7) \cdot XX_4}{(XX_3 \parallel XX_6 + XX_7) + XX_4 + XX_5} = \frac{0,475 \cdot 0,432}{0,475 + 0,432 + 0,526} = 0,143;$$

$$XX_{17} = \frac{(XX_3 \parallel XX_6 + XX_7) \cdot XX_5}{(XX_3 \parallel XX_6 + XX_7) + XX_4 + XX_5} = \frac{0,475 \cdot 0,526}{0,475 + 0,432 + 0,526} = 0,174;$$

$$XX_{18} = \frac{XX_4 \cdot XX_5}{(XX_3 \parallel XX_6 + XX_7) + XX_4 + XX_5} = \frac{0,432 \cdot 0,526}{0,475 + 0,432 + 0,526} = 0,159.$$

Складемо всі послідовні опори утворених гілок:

$$XX_{19} = XX_1 + XX_{16} = 0,250 + 0,143 = 0,393;$$

$$XX_{20} = XX_2 + XX_{17} = 0,158 + 0,174 = 0,332;$$

$$XX_{21} = XX_8 + XX_{18} = 0,357 + 0,159 = 0,516.$$

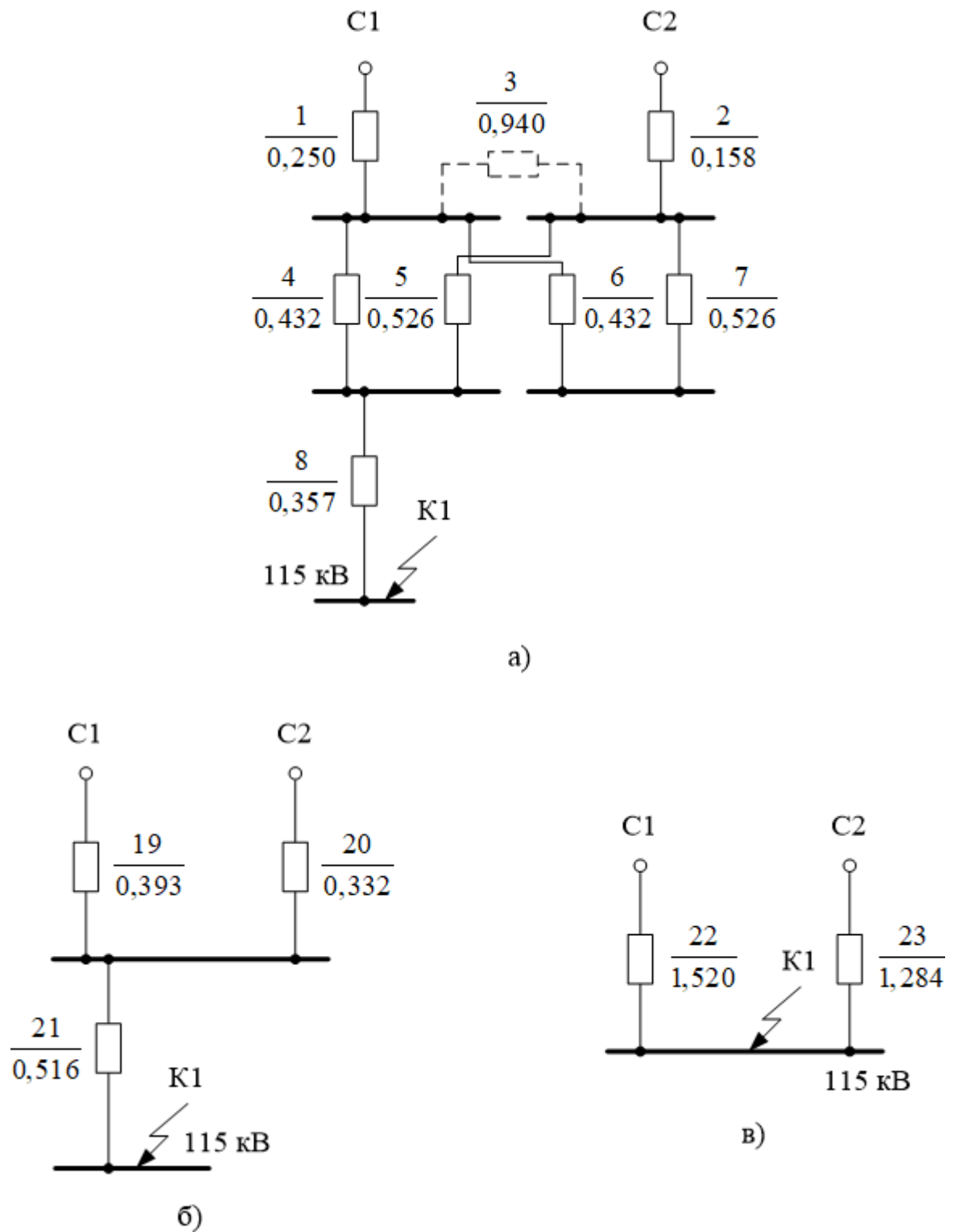


Рисунок 1.3 – Еквівалентна схема заміщення для розрахунку трифазного короткого замикання в точці K1 та шляху її перетворення

а – вихідна схема; б – перетворена схема; в – кінцева схема

Далі розрахунок ведемо через коефіцієнти розподілу по гілках, так як струми від джерел проходять через загальний опір X_{21} .

$$\begin{aligned}
XX_{екв} &= XX_{19} || XX_{20} = \frac{0,393 \cdot 0,332}{0,393 + 0,332} = 0,180; \\
XX_{рез} &= XX_{екв} + XX_{21} = 0,180 + 0,516 = 0,696; \\
C_{19} &= \frac{XX_{екв}}{XX_{19}} = \frac{0,180}{0,393} = 0,458; \\
C_{20} &= \frac{XX_{екв}}{XX_{20}} = \frac{0,180}{0,332} = 0,542; \\
XX_{22} &= \frac{XX_{рез}}{C_{19}} = \frac{0,696}{0,458} = 1,520; \\
XX_{23} &= \frac{XX_{рез}}{C_{20}} = \frac{0,696}{0,542} = 1,284.
\end{aligned}$$

Розрахунок початкового діючого значення періодичної складової струму короткого замикання:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (1.4)$$

$$I_{n0} = \frac{E''_* \cdot I_B}{XX_{рез}}, \quad (1.5)$$

де I_B - базовий ток, кА;

EE''_* - середнє значення свержперехідного ЕРС джерела живлення. В даному випадку, так як джерелом є система, то згідно таблиці 3.2 [2], $EE''_* = 1,0$.

Таким чином, по формулам (1.4) та (1.5) отримуємо:

$$\begin{aligned}
I_B &= \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}; \\
I_{n0} &= I_{n0(C1)} + I_{n0(C2)} = \frac{1,0 \cdot 5,02}{1,520} + \frac{1,0 \cdot 5,02}{1,284} = 7,212 \text{ кА}.
\end{aligned}$$

Розрахунок ударного струму короткого замикання:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot kk_{y0}, \quad (1.6)$$

де kk_{y0} - ударний коефіцієнт. Згідно таблиці 3.6 [2], $kk_{y0} = 1,608$ (система, зв'язана зі збірними шинами, де розглядається коротке замикання повітряними лініями напругою 110 кВ).

Розрахунок ударного струму виконано за формулою (1.6):

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 7,212 \cdot 1,608 = 16,400 \text{ кА}.$$

Аперіодична складова струму короткого замикання в момент часу буде дорівнювати $tt = \tau\tau$:

$$i_{ac} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-c/\tau_a}; \quad (1.7)$$

$$\tau = t_{c.взг} + t_{с.взг},$$

де τ - час розмикання ланцюга короткого замикання дугогасними контактами вимикача.

$t_{с.взг}$ - мінімальний час дії релейного захисту;

$t_{с.взг}$ - власний час відключення вимикача, с;

τ_a - постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання. Згідно таблиці 3.6 [2], $\tau_a = 0,02$ с (система, пов'язана зі збірними шинами, де розглядається коротке замикання, повітряними лініями напругою 110 кВ).

Таким чином, згідно (1.7):

$$i_{ac} = \sqrt{2} \cdot 7,212 \cdot e^{-0,04/0,02} = 1,380 \text{ кА}.$$

Розрахунок періодичної складової струму короткого замикання в момент часу $t = \tau$:

$$I_{nc} = I_{n0} = 7,212 \text{ кА},$$

так як джерелами є дві системи, то є джерела нескінченної потужності.

1.3.4 Розрахунок струмів короткого замикання в точках К2 і К3

При розрахунку струмів короткого замикання в точках К2 і К3 необхідно розглянути два можливих випадки: коли секційний вимикач QВ включений і коли QВ відключений.

Використовувані в розрахунках ударні коефіцієнти і постійні часу загасання аперіодичної складової мають для обох випадків такі значення: $k_{уд} = 1,82$ і $\tau_a = 0,05$ с (система, пов'язана зі збірними шинами, де розглядається коротке замикання, через трансформатори одиничною потужністю від 32 до 80 МВ·А).

При виборі розрахункової схеми для визначення струмів короткого замикання слід виходити із передбачених для даної електроустановки умов тривалої її роботи і не зважати на короточасні видозміни схеми цієї

електроустановки, які не передбачені для довгої експлуатації (наприклад, при перемиканні). Ремонтні та після аварійні режими роботи електроустановки до короточасних змін схеми не відносяться. Це необхідно враховувати в розрахунках [4].

Отримані при обчисленнях значення струмів короткого замикання в точках К2 і К3 (в максимальному і мінімальному режимах) наводимо в таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 – Струми короткого замикання

Найменування точки короткого замикання	Найменування гілки	Значення $I_{к.з}$, кА			
		I_{n0} , кА	$\ddot{I}_{уд}$, кА	$\ddot{I}_{ас}$, кА	$I_{нс}$, кА
Максимальний режим					
К1: РПВН 110 кВ	Система	7,212	16,400	1,380	7,212
К2: РПСН 35 кВ QB1 - ввімкнений	Система	4,612	11,871	2,399	4,612
К2: РПСН 35 кВ QB1 - вимкнений	Система	4,612	11,871	2,399	4,612
К3: РПНН 10 кВ QB2 - ввімкнений	Система	10,841	27,903	8,414	10,841
К3: РПНН 10 кВ QB2 - вимкнений	Система	10,841	27,903	8,414	10,841
Мінімальний режим					
К1: РПВН 110 кВ	Система	6,684	15,200	1,279	6,684
К2: РПСН 35 кВ QB1 - ввімкнений	Система	4,537	11,678	2,360	4,537
К2: РПСН 35 кВ QB1 - вимкнений	Система	4,537	11,678	2,360	4,537
К3: РПНН 10 кВ QB2 - ввімкнений	Система	10,724	27,602	8,323	10,724
К3: РПНН 10 кВ QB2 - вимкнений	Система	10,724	27,602	8,323	10,724

Висновки

В першому розділі магістерської дисертації був виконаний опис основних елементів понижувальної підстанції 110/35/10 кВ. Також, в даному розділі містяться розрахунки струмів короткого замикання з високої, середньої та низької сторін напруги. Результати розрахунків: струм короткого замикання на стороні 110 кВ становить 7,212 кА, на стороні 35 кВ – 4,612 кА, а при короткому замиканні на стороні 10 кВ – 10,841 кА. Був проведений розрахунок потужності трансформаторів зв'язку підстанції.

2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ 110 кВ

2.1 Захист трансформатора. Вимоги до захистів згідно ПУЕ.

Основними пошкодженнями трансформаторів, як правило, це наслідки порушення діючих правил і норм експлуатації, аварійних і нештатних режимів роботи, старіння ізоляції обмоток, тощо. З отриманого досвіду монтажних робіт і ремонту трансформаторів бачимо, що дві третини пошкоджень виникають внаслідок незадовільного ремонту, монтажу і експлуатації, а одна третина - через заводські дефекти. Основні пошкодження трансформаторів виникають в обмотках, відведеннях, введеннях і перемикаючих пристроях.

Основні види пошкоджень трансформаторів це:

- замикання всередині кожуха між фазами трансформатора та на зовнішніх виводах обмоток;
- виткові замикання (замикання в обмотках між витками однієї фази);
- замикання обмоток на землю або їх зовнішніх виводів.

Ненормальні режими роботи трансформатора

До частих ненормальних режимів роботи трансформаторів можна віднести появи в них надструмів (струми, що перевищують номінальний струм обмоток трансформатора). Поява надструмів в трансформаторах спричиняється внаслідок зовнішніх КЗ, коливаннях та перевантаженнях. Перевантаження виникають внаслідок самозапуску електродвигунів, збільшення навантаження в результаті відключення паралельно працюючого трансформатора, при спрацюванні АВР автоматичного підключення навантаження. Також, до ненормальних режимів роботи відносять зниження рівня масла, наприклад, внаслідок значного зниження температури та з інших причин, виникання зовнішнього КЗ через пошкодження на шинах трансформатора.

Через ці пошкодження та ненормальних режимів роботи трансформаторів створили вимоги до пристроїв захисту трансформаторів. Пристрої РЗА за своєю

спроможністю відключення, повинні відповідати максимальній величині струму КЗ на початку ділянки, що захищається.

Прилади РЗА мають захищати трансформатори від таких ненормальних режимів роботи та видів пошкоджень:

- 1) струмів в обмотках, що зумовлені через перевантаження;
- 2) струмів в обмотках, які зумовлені через зовнішні КЗ;
- 3) зниження рівня масла;
- 4) однофазних замикань на землю;
- 5) багатофазних замикань в обмотках та на виводах трансформаторів;
- 6) виткових замикань;
- 7) часткового пробоя ізоляції вводів 500 кВ;

8) однофазних замикань на землю в мережах 3 - 10 кВ з ізолюваною нейтраллю, за умови, якщо живлення мережі трансформатором, в якій за вимогами безпеки необхідне вимкнення однофазних замикань на землю.

Запобіжники або автоматичні вимикачі використовуються в якості апаратів захисту. Щоб задовольнити вимоги чутливості, швидкодії та селективності можна застосовувати пристрої захисту з використанням виносних реле.

Запобіжники пробочного типу та автоматичні вимикачі підключають в мережу так, щоб при вигвинченій пробці автоматичного вимикача гвинтова гільза знаходилась без напруги. А при односторонньому живленні - підключення живильного провідника до апарату має бути підключене до нерухомих контактів.

Номінальні струми уставок автоматичних вимикачів та струми плавких вставок запобіжників, що потрібні для захисту окремої ділянки мережі, у всіх випадках необхідно обирати за найменшими із розрахункових струмів даної ділянки або за номінальним струмом електроприймачів, але й такий спосіб, щоб пристрої захисту не вимикали електроустановки при короточасних перевантаженнях (піки технологічних навантажень, пускові струми, струми при самозапуску, тощо).

Всі пристрої захисту мають підписи з величиною номінальних струмів, уставок роз'єднувача та номінальні струми плавких вставок, які потрібні для

мережі, що захищається даним захистом. Підписи рекомендовано наносити на схемі або апарати, що розташовані біля місць приєднання апаратів захисту.

Пристрої релейного захисту мають низку вимог:

- селективність;
- швидкодія;
- чутливість;
- надійність.

Також, до пристроїв захисту відносяться ті, що спрацьовують на сигнал та ті, які захищають тільки від ненормальних режимів роботи, деякі із цих вимог не висуваються (наприклад, швидкодія).

1) Селективний захист - це захист, коли за допомогою своїх автоматичних вимикачів вимикається лише пошкоджений елемент, а всі інші елементи системи при цьому будуть ввімкненими. Такий вид захисту при резервуванні поставки електроенергії споживачам унеможливорює перерву в їх електроживленні. Вразі коли живлення споживача одиночне (лише однією лінією), то такий споживач залишиться без напруги, вразі пошкодженні лінія, не дивлячись на її селективний захист. Однак, в більшості випадків пошкодження ЛЕП несе миттєвий характер та самоліквідується, при знеструмленні цієї лінії. Саме через це при одиночному живленні споживачів краще використовувати на ЛЕП разом із пристроями РЗА пристрої АПВ. АПВ – гарант успішного повторного включення майже в 70-90% випадків пошкоджень, забезпечивши цим безпечне живлення споживачів. Основні вимоги до селективності - захисти не мають резервувати захисти та вимикачі сусідніх ділянок.

2) Швидкодія - це така ознака релейного захисту відключати пошкоджений елемент з мінімально витримкою в часі, бо швидке відключення пошкодженого елемента або ділянки ЕУ може запобігти або значно зменшити розміри ушкоджень, забезпечить нормальну роботу електроспоживачів непошкодженої частини ЕУ, запобігне порушенню роботи паралельно працюючих генераторів. Тривале проходження струму КЗ призводить до пошкоджень непошкоджених ділянок ЕО, ЛЕП, трансформаторів, тощо. По них протікає струм КЗ через що, відбувається

термічний перегрів обладнання. Допустимий час протікання струму через ЕО, що не викличе його пошкодження, наводиться в паспортних характеристиках цього обладнання.

Щоб забезпечити стійкість паралельної роботи генераторів, трансформаторів та ЛЕП, що працюють паралельно, та всіх інших частини ЕУ або електричної мережі, необхідно, щоб пристрої РЗА були швидкодіючими, час дії яких не повинен перевищувати 0,1 с, а для ліній надвисокого класу напруги - 0,02 с.

3) Чутливість – це надійне спрацювання захисту при КЗ на кінці ділянки, яка захищається в мінімальному режимі роботи системи. Захист повинен мати таку чутливість до тих видів ушкоджень і порушень нормального режиму роботи в даній ЕУ або електричної мережі, на який він розрахований, щоб забезпечувалась її дія ще на початку виникнення пошкодження. Чутливість захисту має забезпечувати її дію при пошкодженнях і на суміжних ділянках.

Оцінка чутливості захисту перевіряється коефіцієнтом чутливості. Коефіцієнт чутливості – це відношення мінімального значення контрольованої величини при КЗ на кінці ділянки, що захищається, до уставки захисту.

4) Надійність – це така вимога захисту, яка полягає в тому, щоб захист правильно і безвідмовно діяв на відключення вимикачів, ЕО, при всіх його пошкодженнях та порушеннях нормального режиму роботи, та не діяти в режимах, при яких її робота не передбачається. Основні передумови забезпечення, як надійності спрацювання, так і надійності неспрацювання - це висока якість реле, що використовуються на ЕО, які характеризуються їх принципом дії, конструкцією та технологією вироблення, висока якість допоміжних пристроїв та експлуатація згідно норм та правил. Проте, наявні фактори, що протилежно впливають на надійність. Логічно, що чим більша кількість реле та інших елементів, яке повинно брати участь в спрацюванні захисту, тим менше надійність на її спрацювання. [5]

Коли в захисті наявні декілька паралельно працюючих незалежних пристроїв, а й іноді окремих реле або елементів, то надійність спрацювання підвищується, але з іншого боку - знижується надійність неспрацювання.

Можна зауважити, що пристрої РЗА при пошкодженнях в електричній системі, в цілому, мають значно частіше не спрацьовувати, ніж спрацьовувати.

Можна підвести підсумки, що основна з вимог техніки РЗА – це максимальне спрощення схем захистів. Така вимога, як надійність є досить важливою, але відмова в роботі або неправильна робота якогось захисту завжди призведе до додаткових відключень, тощо.

2.2 Основні та резервні захисти. Їх види та призначення.

При експлуатації силових трансформаторів може виникнути порушення їх нормального режиму роботи.

Згідно вимог ПУЕ, на трансформаторах повинні бути наявні такі захисти:

- **повздовжній диференційний струмовий захист.** Діє без витримки часу, щоб зменшити масштаби пошкодження.
- **газовий захист.** Діє при виникненні пошкодження в середині масляного баку силового трансформатора або зниження його рівня мастила. Дія захисту відбувається на неелектричному принципі;
- **захист від струмів зовнішніх КЗ.** Даний захист слугує для запобігання тривалого проходження струмів КЗ, коли вимикач або захист суміжних пристроїв не працює, за рахунок вимкнення трансформатора. Захист може працювати в якості основного захисту, наприклад, на трансформаторах із невеликою потужністю та при КЗ на шинах, якщо відсутній спеціальний захист шин. Переважно, захисти від КЗ роблять струмовими або дистанційними (рідше) з різними витримками часу;
- **захист від перевантаження.** Як правило, це одне максимальне реле струму, бо перевантаження це симетричний режим. Вразі короткочасного перевантаження (декілька десятків хвилин), струм, що не більше від $1.5I_{T.ном}$, то захист буде спрацьовувати на сигнал, при наявності чергового персоналу, але якщо персонал відсутній — на розвантаження або на відключення цього трансформатора [4].

2.3 Розрахунок диференційного захисту трансформатора

Диференційний тип захисту трансформатора в даний час можна вважати самим поширеним та швидкодіючим. Він здатний захистити систему від міжфазних замикань, а системах, де використовується глухозаземлена нейтраль, він може без запобігти виникненню однофазних КЗ. Диференційний захист застосовується для того, щоб убезпечити ЛЕП, електродвигуни підвищеної потужності, трансформатори, генератори, тощо.

В основі принципу дії поздовжнього диференційного захисту лежить порівняння струмів в кінці захищеного обладнання або ділянки. Дія диференційного захисту обмежується трансформаторами струму, які використовують для вимірювання струму на кінцях захищеної ділянки. Вторинні ланцюги в цих трансформаторах струму під'єднанні до струмового реле так, щоб на обмотку реле подавалась різниця струмів від цих двох трансформаторів. За ідеальної умови - струм у ланцюзі обмотки струмового реле буде рівним нулю, а при умові нормального режиму або при зовнішньому КЗ значення величин сил струму будуть відніматися один від одного. При виникненні КЗ на захищеній ділянці, то на обмотку струмового реле буде надходить вже не різниця струмів, а їх сума, яка змусить дане реле замкнути свої контакти та надати команду на відключення пошкодженої ділянки [6].

Включення головних трансформаторів струму на всіх сторонах має бути за схемою «зірка».

Номінальні струми по сторонам розраховуються згідно формули:

$$I_{ном.стор} = \frac{SS_{ном}}{\sqrt{3} \cdot UU_{ном.стор}}, \quad (2.1)$$

де $SS_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора, МВ·А;

$UU_{ном.стор}$ – номінальна напруга сторони в середньому положенні РПН, кВ

Формула розрахунку базисних струмів по сторонам:

$$I_{баз.стор} = \frac{I_{ном.стор} \cdot kk_{сх}}{n_{mm}}, \quad (2.2)$$

де $kk_{сх}$ – коефіцієнт схеми трансформаторів струму;

m_{mm} - коефіцієнт трансформації головного трансформатора струму відповідної сторони.

Розрахунок необхідних для подальшого розрахунку величин, згідно формул (2.1) та (2.2). Результати наведено в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Значення номінальних та базисних струмів в плечах захисту

Величина	Числове значення для сторони		
	110 кВ	35 кВ	10 кВ
$I_{ном.стор} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.стор}}$	200,817 А	599,844 А	2099,456 А
Коефіцієнт трансформації	600/5	1000/5	3000/5
Схема з'єднань	Y	Y	Y
$I_{баз.стор} = \frac{I_{ном.стор} \cdot kk_{сх}}{m_{mm}}$	1,673 А	2,999 А	3,499 А

В якості основного плеча захисту приймається сторона вищого номінального напруги трансформатора - сторона 110 кВ. Всі відносні величини в розрахунках даного розділу наведено по відношенню до номінального струму на стороні основного плеча захисту.

Відносний початковий струм спрацьовування ДЗТ (чутливого органу) при відсутності гальмування визначається:

$$I_{до*розр.} = kk_{відс.} \cdot kk_{одн.} \cdot \varepsilon\varepsilon + \Delta U U_{сн} \cdot kk_{с.сн} + \Delta U U_{нн} \cdot kk_{с.нн} + I_{авр*}$$

де $kk_{відс.} = 1,5$ - коефіцієнт відлаштування, враховує похибки реле, помилки розрахунку і необхідний запас;

$kk_{одн.}$ - коефіцієнт однотипності високовольтних трансформаторів струму,

$kk_{одн.} = 2,0$ для трансформаторів струму з номінальним струмом 5 А;

$\varepsilon\varepsilon = 0,05$ - відносне значення повної похибки трансформаторів струму в режимі, відповідному «початку гальмування»;

$\Delta U U_{сн(нн)}$ - відносне значення половини сумарного діапазону регулювання напруги на стороні СН (НН). В даному випадку $\Delta U U_{сн(нн)} = 0,05$, так як на стороні СН

напруга регулюється за допомогою перемикачів без збудження (ПБВ) з межами перемикачів $\pm(2 \times 2,5\%)$, а $\Delta U_{nn} = 0$, так як на стороні НН регулювання немає.

$kk_{ток.сн(нн)}$ - коефіцієнт струморозподілу для сторони СН (НН) в розрахунковому навантажувальному режимі. Стосовно до даного проекту вважаємо, що струм розподіляється по сторонам рівномірно і $kk_{с.сн} = kk_{с.нн} = 0,5$, так як живлення відбувається тільки зі сторони ВН.

$I_{нб.выр*} = 0,03$ - відносне значення струму небалансу, викликаного неточністю вирівнювання.

Типове значення уставки $0,3 \cdot I_{ном.стор}$.

В формулі (2.3) $kk_{одн} \cdot \varepsilon$ – складова, обумовлена похибкою трансформатора струму, а $\Delta U_{сн(нн)} \cdot kk_{ток.сн(нн)}$ – складова, обумовлена регулюванням напруги трансформатора, який захищають.

Згідно формули (2.3):

$$I_{до*розр.} = 1,5 \cdot (2,0 \cdot 0,05 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 0,199.$$

Розраховане значення, $I_{до*розр.} = 0,199$, - менше типового значення уставки рівного 0,3, тому, згідно [10], за розрахункове значення мінімального струму спрацювання захисту приймається типове значення уставки:

$$I_{до} = 0,3 \cdot I_{ном.стор.110} = 0,3 \cdot 200,817 = 60,245 \text{ А}$$

2.3.1 Розрахунок коефіцієнту гальмування

Коефіцієнт гальмування kk_m рівний тангенсу кута нахилу гальмівній характеристиці реле, вибирається за умовою забезпечення не дії захисту від струму небалансу перехідного режиму зовнішнього короткого замикання.

Відлаштування від перехідного (а не сталого) режиму визначається тим, що форма струму небалансу перехідного режиму при певних умовах може виявитися такою, що часово-імпульсний принцип і гальмування від другої гармоніки будуть недостатніми для забезпечення надійного відлаштування захисту.

Коефіцієнт гальмування розраховується за формулою:

$$kk_{с.розр.} = 1,2 \cdot kk_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot kk_{с.сн} + \Delta U_{нн} \cdot kk_{с.нн} + I_{нб.выр*}, \quad (2.4)$$

де $kk_{пер} = 1,5 \dots 2,0$ – коефіцієнт, враховуючий перехідний режим. При цьому менші значення коефіцієнту $kk_{пер}$ приймаються при однаковій схемі з'єднань трансформаторів струму захисту на різних сторонах;

$\varepsilon\varepsilon = 0,10$ – відносне значення повної похибки трансформаторів струму в режимі КЗ.

Типове значення уставки $kk_m = 0,5$.

Розрахунок kk_m за формулою (2.4):

$$kk_{с,розр.} = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 0,246$$

За розрахункове значення уставки приймаємо значення $kk_c = 0,5$.

2.3.2 Визначення струму початку гальмування

Гальмування, як правило, слід виконувати від струмів на всіх сторонах (живлячих та приймальних) трансформатора. Проте, якщо на підстанції немає синхронних двигунів, в захисті трьохобмоткового трансформатора при наявності живлення тільки з боку ВН і відсутності паралельної роботи на стороні СН доцільно гальмування здійснювати тільки від струмів на приймальних сторонах. В даному випадку живлення здійснюється тільки з високої сторони. Таким чином, відносний струм початку гальмування ДЗТ струму приймається рівним $I_{т.0*} = 1,0$, так як гальмування здійснюється від струмів всіх груп трансформаторів струму.

2.3.3 Визначення струму гальмування блокування ДЗТ

Струм гальмування блокування ДЗТ, визначається величиною наскрізного струму, вище якого захист використовує диференційно-фазний принцип дії, тобто величиною максимального наскрізного струму навантаження при внутрішньому короткому замиканні.

Типове значення уставки $I_{торм.бл.*} = 1,5$.

2.3.4 Розрахунок струму спрацювання диференціальної відсічки

Розрахунок струму спрацювання диференціальної відсічки розраховується за формулою:

- відлаштуванням від кидка намагнічування:

$$I_{відс.*} \geq 6,5; \quad (2.5)$$

- відлаштуванням від максимального струму небалансу зовнішнього КЗ:

$$I_{відс.} = 1,5 \cdot I_{кз.отн.} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{струм.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{струм.нн} + I_{пер} \quad (2.6)$$

де $I_{кз.отн.}$ – максимальне значення струму зовнішнього металевого КЗ, приведене до базисного струму сторони зовнішнього КЗ.

Розрахунок $I_{кз.отн.}$:

$$I_{кз.отн.35} = I_{н0} \cdot \frac{U_{ср35}}{U_{ср110}} = 4612 \cdot \frac{37}{115} = 1483,861 \text{ А}; \quad (2.7)$$

$$I_{кз.отн.10} = I_{н0} \cdot \frac{U_{ср10}}{U_{ср110}} = 10841 \cdot \frac{10,5}{115} = 989,830 \text{ А},$$

де $I_{н0}$ та $I_{н0}$ визначаються по таблиці 1.11.

Отже максимальне значення струму зовнішнього металевого КЗ, приведенного до базисного струму сторони зовнішнього КЗ дорівнює:

$$I_{кз.отн.} = 1483,861 \text{ А}$$

Розрахунок струму спрацювання диференціальної відсічки по формулам (2.5) і (2.6):

$$I_{відс.} = 6,5 \cdot I_{ном.стор.} = 6,5 \cdot 200,817 = 1305,311 \text{ А};$$

$$I_{відс.} = 1,5 \cdot 1483,861 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 456,287 \text{ А}.$$

Отже, на основі цих розрахунків, уставка струму спрацювання диференціальної відсічки буде дорівнювати $6,5 \cdot I_{ном.стор.}$ [7].

2.3.5 Розрахунок коефіцієнту чутливості захисту

Розрахунок коефіцієнту чутливості захисту виконується за формулою:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.отн.}^{(2)}}{I_{д0}}; \quad (2.8)$$

$$I_{кз.отн.}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.отн.}^{(3)}; \quad (2.9)$$

де $I_{кз.отн.}^{(2)}$, $I_{кз.отн.}^{(3)}$ – мінімальні двохфазні і трьохфазні струми КЗ,

приведені до високої напруги.

Характеристика спрацювання ДЗТ побудована по розрахунковим значенням та наведена на рисунку 2.1.

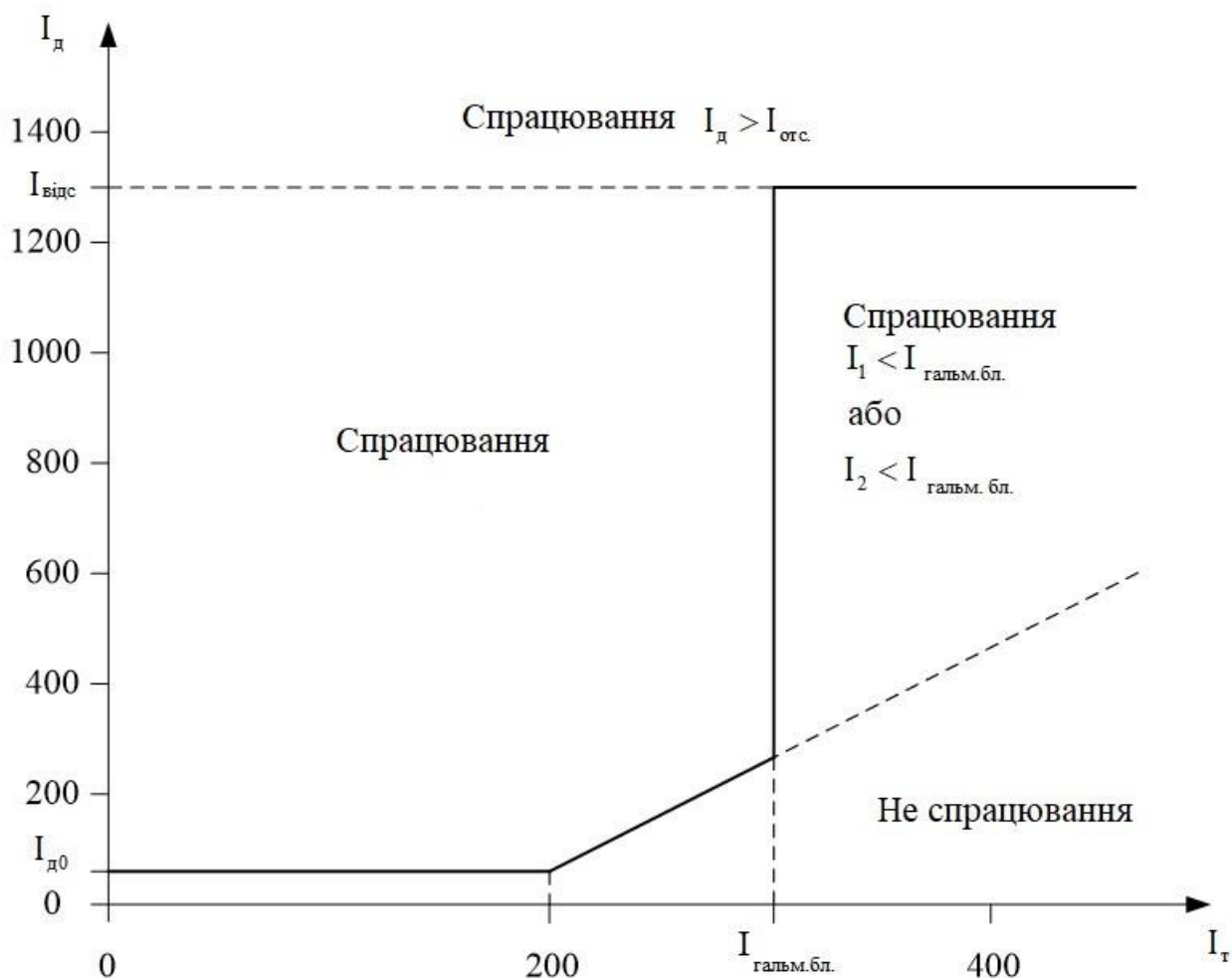


Рисунок 2.1 - Характеристика спрацювання ДЗТ

Для розрахунку коефіцієнту чутливості необхідно роздивитись наймінімальніший режим, згідно таблиці 3.3 і формул (2.7), (2.8) та (2.9):

$$I_{кз.отн.мин}^{(3)} = I_{п0 мин} \cdot \frac{U_{ср10}}{U_{ср110}} = 10724 \cdot \frac{10,5}{115} = 979,148 \text{ А};$$

$$I_{кз.отн.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 979,148 = 847,967 \text{ А};$$

$$kk_{\psi} = \frac{847,967}{60,245} = 14,075 > 2$$

Отже, навіть в самому мінімальному режимі захист має чутливість в декілька разів більше за нормативне мінімальне значення.

2.4.2 Розрахунок первинної напруги спрацювання

Розрахунок первинної напруги спрацювання виконується за наступними умовами:

- для мінімального реле напруги, виходячі з:
 - 1) забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього короткого за-замикання за формулою:

$$UU_{с.з} \leq \frac{UU_{миним}}{kk_{відс} \cdot kk_{п}}, \quad (2.11)$$

де $UU_{(0,9 - 0,85)_{ном.стор}}$ – міжфазна напруга на місці встановлення захисту в умовах самозапуску після відключення зовнішнього КЗ;

$kk_{відс} = 1,2$ – коефіцієнт відлаштування;

$kk_{п} = 1,1$ – коефіцієнт повернення реле.

- 2) відлаштування від напруги замозапуску при вмиканні АПВ (автоматичного повторного включення) чи АВР (автоматичного включення резерву) загальмованих двигунів навантаження:

$$UU_{с.з} \leq \frac{UU_{зан}}{kk_{відс}}, \quad (2.12)$$

де $UU_{зан} = 0,7 \cdot UU_{ном.стор}$ – міжфазна напруга в місці встановлення захисту в умовах самозапуску загальмованих двигунів при вмиканні їх від АПВ чи АВР;

- для фільтру-реле напруги оберненої послідовності та комбінованого пуску напруги:

$$\frac{UU_{2.с.з}}{UU_{ном.стор}} = 0,06. \quad (2.13)$$

Результати розрахунків наведені в таблиці 2.2.

2.4.3 Розрахунок вторинних струму та напруги спрацювання реле

Розрахунок вторинних струму та напруги виконується за формулами:

$$\frac{II_{с.р}}{II_{с.з}} = \frac{kk_{сх}}{n_{тт}}; \quad (2.14)$$

$$UU_{с.р} = \frac{UU_{с.з}}{kk_{тв}}; \quad (2.15)$$

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку МСЗ з блокуванням по напрузі

Найменування	Позначення	Числове значення		
		Ввід 110 кВ	Ввід 35 кВ	Ввід 10 кВ
1	2	3	4	5
Струмові пускові реле				
Номінальний струм сторони, А	$I_{ном.стор}$	200,817	599,844	2099,456
Коефіцієнт відлаштування	$kk_{відс}$	1,2	1,2	1,2
Коефіцієнт повернення	kk_n	0,95	0,95	0,95
Коефіцієнт запуску	kk_3	1,4	1,4	1,4
Наявність регулювання напруги	Веде до збільшення $I_{ном.стор}$ на 5 %	РПН	ПБВ	-
Максимальний робочий струм, А	$I_{роб.макс} < I_{ном.стор}$	281,144	299,922	1979,487
Первинний струм спрацювання, А	$I_{с.з} = \frac{kk_{відс}}{kk_n} \cdot kk_3 \cdot I_{ном.стор}$	372,885	556,907	3500,566
Мінімальний струм КЗ приведений до сторони, А	$I_{кз.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.макс}^{(3)}$ (35 кВ/10 кВ)	1264,163/ 847,967	3929,157	9287,256
Розрахунковий коефіцієнт чутливості	$kk_u = \frac{I_{кз.мин}^{(2)}}{I_{с.з}}$ (35 кВ/10 кВ)	3,390/ 2,274	7,055	2,653
Нормативний коефіцієнт чутливості	kk_u (основний/ резервний)	1,5/1,2	1,5/1,2	1,5/1,2
Коефіцієнт трансформації тра-рів струму	nn_{mm}	600/5	1000/5	3000/5
Вторинний струм спрацювання реле, А	$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot \frac{kk_{сх}}{nn_{mm}}$	3,107	2,784	5,834

продовження таблиці 2.2

Номинальна напруга сторони, кВ	$UU_{ном.стор}$	115	38,5	11
Коефіцієнт відлаштування	$kk_{відс}$	-	1,2	1,2
Коефіцієнт повернення	kk_n	-	1,1	1,1
Первинна напруга спрацювання для мінімального реле напруги, кВ	$UU_{c.3} \leq \frac{UU_{минннн}}{kk_{відс} \cdot kk_6}$	-	24,792	7,083
	$UU_{c.3} \leq \frac{UU_{зан}}{kk_{відс}}$	-	22,428	6,417
Первинна напруга спрацювання для фільтр-реле напруги зворотної послідовності, В	$UU_{2.c.3} = 0,06 \cdot UU_{ном.стор}$	-	2310	660
Коефіцієнт трансформації тра-рів напруги	kk_{vv}	-	35000/ 100	1000/ 10
Вторинна напруга спрацювання для мінімального реле напруги, В	$UU_{c.p} = \frac{UU_{c.3}}{kk_{vv}}$	-	64,166	64,17
Вторинна напруга спрацювання для фільтр-реле напруги зворотної послідовності, В	$UU_{2.c.p} = \frac{UU_{2.c.3}}{kk_{vv}}$	-	6,6	6,6

2.4.6 Розрахунок витримки часу

За умовами селективності, час спрацювання, тобто уставка за часом захисту наступного ЕО обирається в секундах за формулою:

$$tt_{c.3.наст} = tt_{c.3.нонел} + \Delta\Delta tt, \quad (2.20)$$

де $t_{с.з.попер}$ – час спрацювання МСЗ попереднього ЕО, тобто більш віддаленого від джерела живлення, с;

Δt – ступінь селективності, с.

Отже, за формулою (2.20) витримки часу захистів мають такі значення:

$$t_{с.з.МССЗ-10} = 2,5 \text{ с};$$

$$t_{с.з.МССЗ-35} = 3,0 \text{ с};$$

$$t_{с.з.МССЗ-110} = 3,5 \text{ с}.$$

2.5. Інші захисти силового трансформатора

Захист від перевантаження

Основа захисту для всіх видів трансформаторів, наприклад, робочих або резервних, базується на основі одного реле струму, який ввімкнутий на струм однієї із фаз. Захист спрацьовує на сигнал з витримкою часу коли відбуваються симетричні перевантаження, і тому черговий персонал може вжити необхідні заходи, щоб припинити перевантаження. Струм спрацювання захисту відлаштовується від номінального струму силових трансформаторів та розраховується за формулою (2.10), де $kk_n = 0.95$ (коефіцієнт повернення), а $kk_{відс} = 1.05$ - коефіцієнт відлаштування [9].

Результати розрахунків захисту від перевантаження наведені в таблиці 2.3

Таблиця 2.3 – Розрахунок захисту від перевантаження

Найменування	Позначення	Числове значення		
		Ввід 110 кВ	Ввід 35 кВ	Ввід 10 кВ
Номінальний струм сторони, А	$I_{ном.стор}$	200,817	599,844	2099,456
Коефіцієнт відлаштування	$kk_{відс}$	1,05	1,05	1,05
Коефіцієнт повернення	kk_n	0,95	0,95	0,95
Первинний струм спрацювання захисту від перевантаження, А	$I_{с.з} = \frac{kk_{відс}}{kk_n} \cdot I_{ном.стор}$	221,956	662,985	2320,451
Вторинний струм спрацювання реле, А	$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot \frac{kk_{сх}}{nn_{mm}}$	1,850	3,315	3,867

Захист від КЗ на землю

Коли виникає однофазне КЗ на землю в мережі з ізольованою чи заземленою нейтраллю, то в дугогасних реакторах не супроводжується поява великих струмів КЗ. Напруга між фазами під час подібних КЗ не змінюється та й робота енергосистеми зовсім не порушується. Однак, подібний режим роботи не є нормальним, бо напруги непошкоджених фаз, відносно землі, зростають внаслідок КЗ.

Щоб покращити дугогасіння і щоб уникнути переходу КЗ на землю в міжфазне мережеве КЗ, потрібно встановлювати дугогасні котушки, які забезпечать функцію компенсації головної гармоніки ємнісного струму КЗ на землю. Внаслідок чого, результуючий струм пошкодження в мережі, при установленому режимі роботи - зменшується. При КЗ на землю, протікаючий струм по пошкодженному з'єднанні дорівнює сумі струмів непошкоджених елементів, які можна визначити за допомогою ємності та активного опору ізоляції відносно землі кожного з них, та струмом дугогасної котушки, в випадку її присутності.

Струми головної гармоніки в некомпенсованих мережах на пошкоджених та непошкоджених з'єднаннях направлені в протилежні сторони, тому, що джерело напруги нульової послідовності на місці замикання. Через це струм, який визначається ємнісним опором непошкодженої мережі в пошкоджених елементах протікає в сторону шин, а в непошкоджених – протікає від них.

Величина і фаза струмів КЗ можна визначити напругою нульової послідовності U_0 . Максимум значення U_0 буде під час КЗ на землю без перехідного опору та буде рівнятися фазній напрузі мережі. Коли виникає КЗ через перехідний опір величина напруги нульової послідовності U_0 визначається, як відношення опору нульової послідовності до перехідного опору. Кут між напругою U_0 та струмом короткого замикання на землю у всіх випадках однаковий і дорівнює куту опору нульової послідовності мережі. Через перехідний опір зменшується величина U_0 та кута стосовно фазної напруги.

Напруга нейтралі U_0 (напруга між нульовою точкою мережі і землею) визначається за формулою:

$$U_0 = \frac{E_A \cdot Y_A + E_B \cdot Y_B + E_C \cdot Y_C}{Y_A + Y_B + Y_C} = 0$$

де $Y_A = Y_B = Y_C = j\omega C$ – ємнісні провідності деяких фаз при нормальному режимі роботи.

Під час КЗ на землю без перехідного опору в точці пошкодження потенціал пошкодженої фази А буде дорівнювати потенціалу землі (рисунк 2.3 - б). Через це $U_A = 0$; $Y_A = \infty$ Напруга нейтралі U_0 буде дорівнювати E_A . Напруги непошкоджених фаз, відносно землі - збільшуються в $\sqrt{3}$ разів і дорівнюють:

$$U'_B = \sqrt{3} \cdot E_A \cdot \exp(-jj \cdot 150^\circ); U'_C = \sqrt{3} \cdot E_A \cdot \exp(-jj \cdot 150^\circ)$$

Також, зростають і ємнісні струми в $\sqrt{3}$ разів. Дані струми випереджають напруги U'_B та U'_C на 90° , і через землю повертаються до пошкодженої фази, струм якої буде дорівнювати струму КЗ на землю:

$$I'_A = I_{3A}^{(1)} = 3 \cdot I_0 = -(I'_B + I'_C) = 3jj\omega C E_A,$$

де I_0 – струм нульової послідовності при КЗ на землю.

Струм $I_{3A}^{(1)}$ та струм I_0 випереджають ЕРС E_A на 90° та знаходяться за допомогою ємностей фаз системи живлення певної напруги, та значення E_A . Через це, в розгалужених мережах великої ємності, струм КЗ на землю буде більшим. Коли виникає КЗ на землю фази однієї із декількох ЛЕП, підключених до загального джерела, загальна сума струму $I_{3\Sigma}$ в точці КЗ через ємнісні струми всіх ЛЕП буде дорівнювати:

$$I_{3\Sigma} = 3 \cdot I_{0\Sigma} = 3jj\omega C_\Sigma U_\phi$$

де C_Σ – загальна сума ємності фази всіх ліній електропередачі, за умови $C_\Sigma = C_{\text{пит}} \cdot l$, де $C_{\text{пит}}$ – питомі ємності фази мережі відносно землі, Ф/км; l – довжина провідника однієї фази системи. Струм КЗ на землю для мережі з кабельними лініями визначається за допомогою емпіричної формули:

$$I_{3\Sigma} = \frac{\sum_{n=1} (95 + 2.8 \cdot q_n) \cdot U_{\text{ном}} \cdot l_n}{2200 + 6 \cdot q_n}$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна лінійна напруга системи, кВ; l_i – довжина ЛЕП, км; q_i – переріз кабелю, мм².

$$I_{3\Sigma} = \frac{(95 + 2.8 \cdot 70) \cdot 10 \cdot 80}{2200 + 6 \cdot 70} = 88,86 \text{ A}$$

Оцінка аварійних режимів КЗ на землю в мережах з ізольованою нейтраллю відіграє досить важливу роль для підприємств та енергооб'єктів відносно надійності живлення електроенергією, електробезпеки та конструкції обладнання. Насамперед, це характерно, для гірничих підприємств – важливі та потужні споживачі електроенергії, які мають специфічні особливості (важкі гірничо-геологічні умови, вибухобезпечність вугільних шахт).

В струмах КЗ на землю в більшості випадків присутні складові, частоти яких більші за промислову частоту. Виникнення КЗ на землю супроводжується появою перехідного процесу, яка складається з двох стадій. Перша стадія - це характерне розповсюдження електромагнітних хвиль в дві сторони по мережі від точки пошкодження. При цьому частота складових перехідного процесу досить велика (до сотні кілогерц), а тривалість процесу навпаки - невелика. Друга стадія – це перехідний процес, майже такий самий, як і в контурах із зосередженими характеристиками.

Як встановлено та закріплено дослідями, вищі гармоніки в більшості випадків наявні в струмах замикання та становлять 5...15 % від значення струму головної гармоніки. Гармонічний склад струму КЗ залежить від виду мережі, умов КЗ та може змінюватися в широких межах [9].

Газовий захист трансформатора

Даний тип захисту встановлюється в трансформаторах, реакторах, автотрансформаторах та інших обладнаннях, що розміщуються в баку з розширювачем, що заповнений маслом. Газовий захист захищає силовий трансформатор та діє при будь-якому пошкодженні всередині цього баку, від яких починає виділятися газ, значно збільшується швидкість руху масла від бака до розширювача, а також якщо рівень масла становить менше заданого рівня.

В випадках коли виникають окремі небезпечні пошкодження трансформаторів діє тільки газовий захист, в той час, як інші захисти силового трансформатора (диференційний, МСЗ, тощо) не спрацьовують. Це можна спостерігати при міжвитковому КЗ в обмотках трансформатора, або при пожежі в сталі магнітопроводу, або неполадках перемикачів відгалуження та інших пошкодженнях, які зумовлюють значне підвищення температури окремих частин силового трансформатора.

Також, одна з важливих переваг газового захисту полягає в миттєвому спрацюванні відразу після виникнення пошкодження. В цьому випадку струми КЗ між витками обмоток трансформатора або КЗ обмоток на корпус - невеликі. Така дія захисту дає змогу зупинити розвиток пошкодження трансформаторів та відразу виключає додаткові кошти на його ремонт.

Якщо рівень масла знижується, то сигнальний елемент захисту буде опускатися до низу через силу тяжіння та замкне сигнальний контакт. Так само цей елемент діє й під час зменшення рівня масла, наприклад, через витік масла з баку або різке зменшення його температури. Сигнальний елемент газового захисту, у випадку сильного зниження температури масла, спрацьовує, за умови, коли рівень масла буде менш, ніж дозволено.

У випадку поступового зниження рівня масла, то відразу без масла залишиться сигнальний елемент, а після цього – вимикаючий елемент, що за рахунок сили тяжіння також опуститься, замкнувши контакт. Проте, в деяких видах пошкоджень силового трансформатору та їх розвитку виникає можливість послідовної роботи сигнального і вимикаючого елементів реле або їх одночасної роботи.

На даній підстанції встановлено газовий захист типу РЗТ-50 фірми «Фаза». Технічні характеристики газового захисту наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики реле РЗТ-50

Напруга (max) , В	1500
Струм (max) , А	3
Потужність (max) , ВА	120

Розрахунок блокування РПН

Блокування передачі керівного імпульсу на виконавчий механізм РПН виконується, якщо відбувається:

- перевантаження по струму;
- зниження напруги на сторонах СН та НН нижче $0,85 \cdot U_{ном.стор}$;
- виходу з ладу регулятора та (або) приводу РПН;
- подачі зовнішнього сигналу блокування.

Розрахунок струму спрацювання блокування РПН за формулою:

$$I_{с.з} = kk_{відс} \cdot I_{ном.стор}, \quad (2.21)$$

де $kk_{відс} = 1,0$ – коефіцієнт відлаштування.

Отже, підставивши значення в формулу (2.21):

$$I_{с.з} = 1 \cdot 200,817 = 200,817 \text{ А.}$$

Розрахунок вторинного струму спрацювання реле виконується за формулою (2.14):

$$I_{с.р} = 200,817 \cdot \frac{1}{600/5} = 1,673 \text{ А}$$

Захист діє на час перевантаження по струму.

Захист трансформатора від перегріву

При роботі трансформатора відбувається нагрівання обмоток та магнітопроводу за рахунок втрат енергії в них. Граничний нагрів частин трансформатора обмежується ізоляцією, термін служби якої залежить від температури нагріву [10].

Трансформатор марки ТДТН-40000/110 має масляне охолодження з дуттям і природною циркуляцією масла.

Розрахунок струму спрацювання автоматикки охолодження виконується по формулі (2.10), при $kk_{відс} = 0,5$ – коефіцієнт відлаштування, а $kk_{\eta} = 0,95$ – коефіцієнт повернення, коефіцієнт запуску не враховується. Розрахунок вторинного струму спрацювання реле виконується за формулою (2.14). Результати розрахунків наведені в таблиці 2.5

Таблиця 2.5 – Розрахунок захисту трансформатора від перегріву

Найменування	Позначення	Числове значення		
		Ввід 110 кВ	Ввід 35 кВ	Ввід 10 кВ
Номінальний струм сторони, А	$I_{ном.стор}$	200,817	599,844	2099,456
Коефіцієнт відлаштування	$kk_{відс}$	0,5	0,5	0,5
Коефіцієнт повернення	kk_n	0,95	0,95	0,95
Первинний струм спрацювання захисту від перегріву, А	$I_{с.з} = \frac{kk_{відс}}{kk_n} \cdot I_{ном.стор}$	105,693	315,707	1104,977
Вторинний струм спрацювання реле, А	$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot \frac{kk_{сх}}{nn_{mm}}$	0,881	1,578	1,842

2.6 Захист ЛЕП 110 кВ

Мережі напругою 110-220кВ працюють в режимах з ефективно або глухозаземленою нейтраллю. В таких випадках КЗ на землю в мережах є КЗ зі струмом, що іноді, набагато більший за струм трифазного КЗ та повинен бути відключений з мінімальною витримкою часу.

Повітряні і змішані ЛЕП оснащуються пристроями АВР. В багатьох випадках, при застосуванні вимикача виконаного з пофазним управлінням, використовуються пофазні вимкнення та АПВ. Це дає можливість вимкнути та ввімкнути пошкоджену фазу без вимкнення навантаження. Так як, в даних мережах нейтраль трансформатора живлення заземлена, то навантаження практично не відчуває короткочасної роботи в неповнофазному режимі.

На кабельних лініях пристрої АПВ, як правило, не встановлюються.

ЛЕП високих класів напруг працюють з великими струмами навантаження. Це вимагає застосування захистів, які мають спеціальні характеристики. На транзитних лініях, що підлягають перевантаженню, зазвичай використовуються дистанційні захисти, що дозволяють ефективно відлаштуватися від струмів навантаження. На тупикових лініях в більшості випадків можна використовувати лише струмові захисти. Проте, не дозволяється, щоб спрацювання захистів

виконувалось при перевантаженнях. Захист від перевантаження, при необхідності, виконується на спеціальних пристроях.

Згідно вимог ПУЕ, пристрої запобігання перевантаження повинні застосовуватися у випадках, коли допустима для обладнання тривалість протікання струму становить менше 1020 хв. Захист від перевантаження повинен виконуватись на розвантаження обладнання, розрив транзиту, відключення навантаження, і тільки в останню чергу на відключення перевантаження обладнання.

ЛЕП високих класів напруги, зазвичай, мають велику довжину, що ускладнює пошук місця пошкодження. Через це, ЛЕП повинні оснащуватися пристроями, що визначають відстань до місця пошкодження. Згідно директивним матеріалами СНД, засобами ЗМУ повинні оснащуватися лінії довжиною 20 км і більше.

Витримка при відключенні КЗ може спричинити порушення стійкості паралельної роботи електростанцій, через тривалі просадки напруги може зупинитися обладнання і порушитися технологічний процес виробництва, також виникнути додаткові пошкодження ЛЕП, на якій відбулося КЗ. Від цього, на даних ЛЕП доволі часто використовуються захисти, що відключають КЗ в будь-якій точці без витримки часу. Прикладом можуть слугувати диференційні захисти, які встановлені по кінцях лінії та пов'язані високочастотним, провідниковим або оптичним каналом. Також, це можуть бути звичайні захисти, прискорювані при отриманні дозволяють, або зняття блокуючого сигналу з протилежного боку.

Зазвичай, струмові та дистанційні захисти виконуються східчастими. Кількість щаблів не менше трьох, в ряді випадків буває необхідно 4 або 5 ступенів.

Однак, в більшості випадків, усі необхідні захисти можна виконати на базі одного пристрою. Проте, вихід з ладу даного пристрою залишає обладнання без захисту, а це - неприпустимо. Тому захист ЛЕП високих класів напруги доцільно виконувати з 2 комплектів. Другий комплект, як правило, слугує резервним і може бути простішим в порівнянні з основним. Другий комплект повинен бути підключеним до іншого автомата оперативного струму та комплекту

трансформатора струму. За можливістю, житися від окремих АКБ і ТН, діяти на окремий соленоїд вимкнення вимикача.

Обладнання захисту ЛЕП високих класів напруги повинні передбачати можливу відмову вимикача і мати ПРВВ, або вбудоване в сам пристрій, яке організоване окремо.

Отже, для ЛЕП високого класу напруги комплекти захисту та автоматики мають забезпечувати такі функції:

- Захист від міжфазних КЗ та захист від КЗ на землю;
- Однофазне/трифазне АПВ;
- ПРВВ;
- Захист від перевантаження;
- Визначення місця аварії та пошкодження;
- Пристрої РЗА мають резервуватися чи дублюватися;
- Для ЛЕП, що мають вимикачі з пофазним управлінням, необхідно мати захист від неповнофазного режиму, що діє на вимкнення свого та суміжних вимикачів.

Шафа ШЗЛ -110

Шафа захисту ЛЕП класів напруги 110 кВ типу ШЗЛ призначена для виконання захисту ЛЕП 110кВ з одностороннім та багатостороннім живленням в радіальних, кільцевих або складних мережах з заземленою нейтраллю. Шафа може бути використана, як основний швидкодіючий захист, так і в якості резервного захисту. Релейна частина захисту виконана на основі мікропроцесорного пристрою SIPROTEC4 7SA522 фірми Siemens.

Варіанти виконання шафи:

- основний і дублюючий комплект захисту однієї лінії (два термінали);
- основний комплект захисту двох ліній (два термінали);
- основний і дублюючий комплект захисту двох ліній (чотири термінали);
- Основні і дублюючі комплекти захистів кожної лінії виконують однаковий склад функцій і є повністю взаємозамінними.

Функціональні можливості:

- фазний ДЗ;
- спрямований МСЗ;
- спрямований ТЗНП;
- струмовий направлений захист від КЗ на землю;
- захист мінімальної напруги (ЗМН);
- блокування при несправності ланцюгів напруги (БНН);
- АПВ (до 8 циклів);
- ПРВВ;
- логічний захист шин (ЛЗШ);
- контроль ЕО / ЕВ;
- відключення від зовнішньої команди (телевідключення).

Технічні характеристики шафи:

- номінальний струм – 1 або 5 А, термічна стійкість 100 А або 200 А відповідно;
- номінальна напруга – 100 В, термічна стійкість – 170 В (довготривало), 220В (10с);
- ступінь захисту IP21;
- температура навколишнього повітря - від + 1°C до + 40°C;
- відносна вологість навколишнього повітря - 80% при + 25°C;
- висота над рівнем моря - до 2000 м;
- відповідність всім 13 міжнародним стандартам вимогам по впливу завад;
- габаритні розміри – 2170/800/600 мм;
- маса – 200 кг;
- кліматичне розміщення – УХЛ 4 або ГОСТ 15150-69 [11].

Висновки

В даному розділі магістерської дисертації були розглянуті основні пошкодження трансформаторів, ненормальні режими роботи та вимоги до захистів згідно діючих норм ПУЕ. Також, проведені розрахунки релейного захисту обладнання підстанції 110 кВ та розрахунки уставок спрацювання захистів силового трансформатора. Основним захистом силового трансформатора - диференційний захист, що виконано на базі терміналу фірми SIEMENS SIPROTEC 4 7UT613.

Максимальний струмовий захист з блокуванням за напругою обрано в якості резервного захисту. Також, всі захисти були перевірені на чутливість, яка задовольняється вимогам.

Для захисту ЛЕП 110 кВ було обрано комплектну шафу захистів для високовольтих ЛЕП типу ШЗА-ВУЛ-110. Дана шафа включає в себе всі необхідні захисти для лінії 110 кВ.

3. ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА НА ОСНОВІ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО ПРИСТРОЮ SIEMENS «SIPROTEC 4 7UT613»

3.1. Опис мікропроцесорного пристрою релейного захисту та автоматики «SIPROTEC 4 7UT613»

Мікропроцесорний термінал захисту трансформаторів «SIPROTEC 4 7UT613» виробництва фірми Siemens призначений для захисту в розподільних мережах. Цей пристрій дає змогу забезпечити швидкодіючим та селективним захистом з функціями моніторингу та управління двох і трьохфазових трансформаторів, автотрансформаторів, блоків генератор-трансформатор, спеціальних трансформаторів підстанцій та шунтуючих реакторів. Дане обладнання виготовлено для правильного функціонування в різних діапазонах частот, для адаптації при відхиленнях частоти при виникненні ненормальних режимів та в режимах пуску або зупинки генераторів.

Цифрові пристрої диференціального захисту «SIPROTEC 4 7UT613» працюють на базі потужного процесора. Це забезпечує повну цифрову обробку всіх функцій пристрою, починаючи зі збору вимірюваних значень і закінчуючи формуванням керуючих команд до вимикача.

Диф. захист має високу чутливість до внутрішніх пошкоджень з невеликими струмами короткого замикання за допомогою застосування чутливого органу диф. захисту, за рахунок вимірювання величини і порівнянні напрямків струмів оберненої послідовності.

Основним захистом обмоток при КЗ на землю в терміналі виступає декілька функцій низькоомного диференційного захисту від КЗ на землю. Дана функція включає в себе детектор внутрішніх або зовнішніх пошкоджень, який забезпечує додаткову надійність.

Також, в даному пристрої присутня функція високоомного диф. захисту. Його можна використовувати при різних ситуаціях, включаючи диференційний

захист нульової послідовності, щоб захистити обмотки, а також, для диференційного захисту Т-подібних фідерів, шин, генераторів, шунтуючих реакторів та автотрансформаторів.

Основною перевагою принципу дії диференціального захисту є миттєве відключення при короткому замиканні в будь-якій точці зони, що захищається. Захищаєма зона обмежується трансформаторами струму, які відокремлюють об'єкт від мережі. Таке жорстке обмеження зони є причиною абсолютної селективності диференційного захисту.

В пристрої передбачені функції резервної максимального струмового захисту для всіх типів об'єктів, що захищаються. Ці функції можуть використовуватися для будь-якого боку або точки вимірювання.

Пристрій захисту має змогу отримувати за допомогою дискретних входів сигнали тривоги та сигнали спрацювання від датчиків тиску, газового реле та датчиків температури з ціллю сигналізації та реалізації резервного захисту. Дискретні входи є заводо захищеними, щоб уникати помилкових спрацювань через розряд ємності чи при короткому замиканні на землю в мережах оперативного постійного струму.

В якості основного захисту використовується – диференційний, а в якості резервного - можна використовувати МСЗ по струму прямої, оберненої та нульової послідовності, що можуть бути направлені або мати блокування за напругою.

Функції ПРВВ для всіх вимикачів силового трансформатора дають змогу виконати швидкодіюче резервне вимкнення суміжних вимикачів.

Також, корисною є функція реєстрації ненормальних режимів та реєстрації подій, які зберігають всю необхідну інформацію для користувача про стан того чи іншого об'єкта за певний проміжок часу та інформацію про спрацювання захистів для подальшого аналізу аварій.

Є змога програмування пристрою, його логіки захисту з використанням графічного інструменту. Широкі можливості логіки дають змогу виконувати різноманітні рішення, такі як: автоматичне вимкнення роз'єднувачів в схемах із кількома вимикачами, ввімкнення вимикачів, логіку АВР та інші. Також, наявна

можливість перевірки внутрішньої логіки пристрою, при налагодженні та тестуванні, в режимі реального часу. Пристрій оснащений функціями самоконтролю.

3.2. Опис основних функцій мікропроцесорного терміналу захисту «SIPROTEC 4 7UT613»

Диференційний захист

Диференціальний захист являє собою основну захисну функцію пристрою. Принцип дії заснований на порівнянні струмів з урахуванням коефіцієнта трансформації трансформатора. Пристрої 7UT613 застосовані для захисту трансформаторів, генераторів, двигунів реакторів коротких ліній і (при достатній кількості аналогових струмових входів) збірних шин. Також можна реалізувати захист блоків генератор/трансформатор або трансформатор/формувавч нейтралі. Для 7UT613 можливо максимум 3 трифазних точок вимірювання.

7UT613 також, можна використовувати в якості пристрою однофазного захисту. В цьому випадку для 7UT613 можливо до 9 точок вимірювання, наприклад, струмів від шин з числом приєднань до 9 або до 12. Захищаєма зона обмежена трансформаторами струму по сторонам, що захищається.

На рисунку 3.1 наведена повна характеристика відключення 7UT613. Відрізок «а» характеристики являє собою поріг чутливості диференційного захисту та враховує постійну помилку, яка з'явилась внаслідок струмів намагнічування. Відрізок «b» враховує похибки, пропорційні струму, котрі можуть з'явитися через похибки основних ТС або входного ТС пристрою або котрі, наприклад, можуть бути викликані розбіжністю або впливом РПН в трансформаторах з можливістю регулювання напруги.

При великих струмах, які можуть викликати насичення ТС, додаткове гальмування забезпечує відрізок характеристики «с».

Функція ПРВВ

ПРВВ – при відмові власного вимикача забезпечує швидке резервне відключення суміжних вимикачів. Принцип дії заснований на контролі струму або положенні блок-контакту вимикача або на поєднанні цих двох умов.

У 7UT613 є дві функції ПРВВ, кожен з яких можна використовувати незалежно від іншої, а також для різних точок вимірювання, що захищаються, тобто для різних вимикачів.

Кожного разу, коли ДЗ або інша внутрішня або зовнішня функція захисту видає команду на відключення вимикача, то сигнал про це одночасно потрапляє в ПРВВ (наведено на рисунку 3.3). Запускається таймер Т-ПРВВ захисту від відмови вимикача. Таймер продовжує відлік, поки присутня команда відключення, і через полюса вимикача протікає струм.

Функціональна схема ПРВВ з контролем протікання струму наведена на рисунку Д.1 в додатку Д.

Зазвичай вимикач відключається і перериває струм пошкодження. Відбувається швидке повернення ступені контролю струму ПРВВ-I> (зазвичай 1/2 періоду промислової частоти), і таймер Т-ПРВВ зупиняється.

Якщо команда відключення не виконується (при відмові вимикача), то струм продовжує протікати і таймер продовжує відлік часу. Після цього ПРВВ видає команду на відключення суміжних вимикачів, які таким чином ліквідують пошкодження.

Час повернення функцій захисту, що виконують пуск ПРВВ, не має значення, тому що ПРВВ саме розпізнає зникнення струму. Логічна схема ПРВВ наведена на рисунку Д.2.додатку Д.

Захист від КЗ на землю з обмеженою зоною

Захист від замикань на землю з обмеженою зоною фіксує КЗ на землю в силових трансформаторах, шунтуючих реакторах, трансформаторах або реакторах з заземленою нейтраллю або в обертових машинах, нейтраль яких з'єднана з землею. Даний захист також підходить для формувача нейтралі, встановлююмого в

захищаєму зону незаземленого силового трансформатора. Умовою є наявність трансформатора струму, встановленого в нейтралі, тобто між нульовим проводом і електродом заземлення. ТС в нейтралі і фазні ТС точно визначають зону, яка захищається. Для шин захист від КЗ на землю з обмеженою зоною не застосовується.

На рисунках 3.2-3.6 наведені способи застосування захистів.

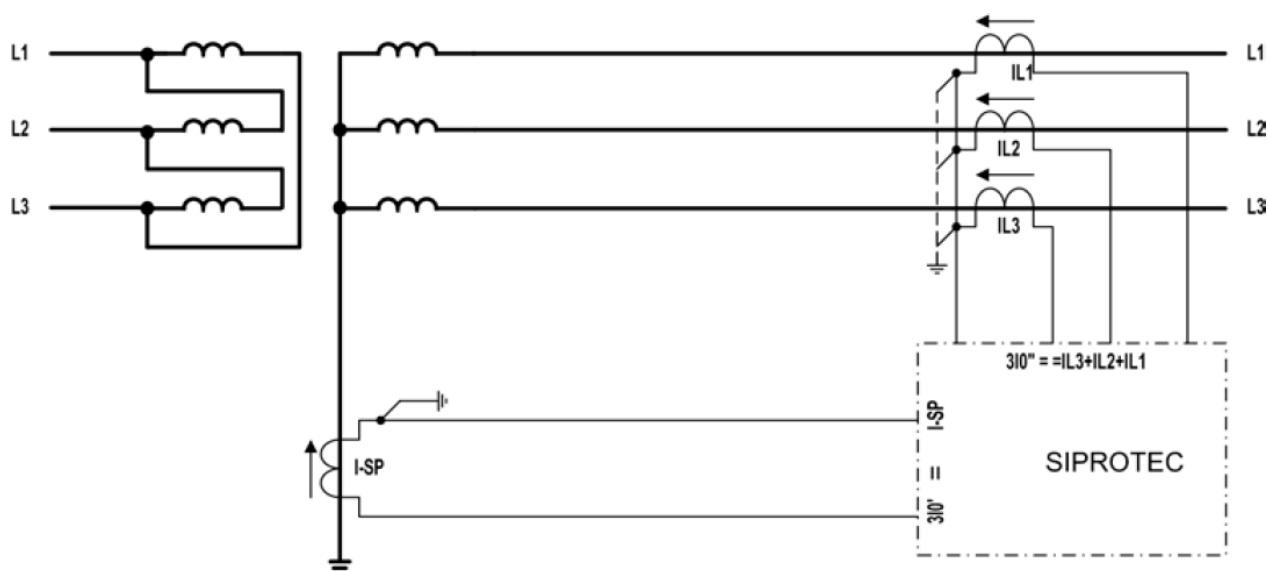


Рисунок 3.2 - захист від КЗ на землю з обмеженою зоною для заземленої обмотки трансформатора

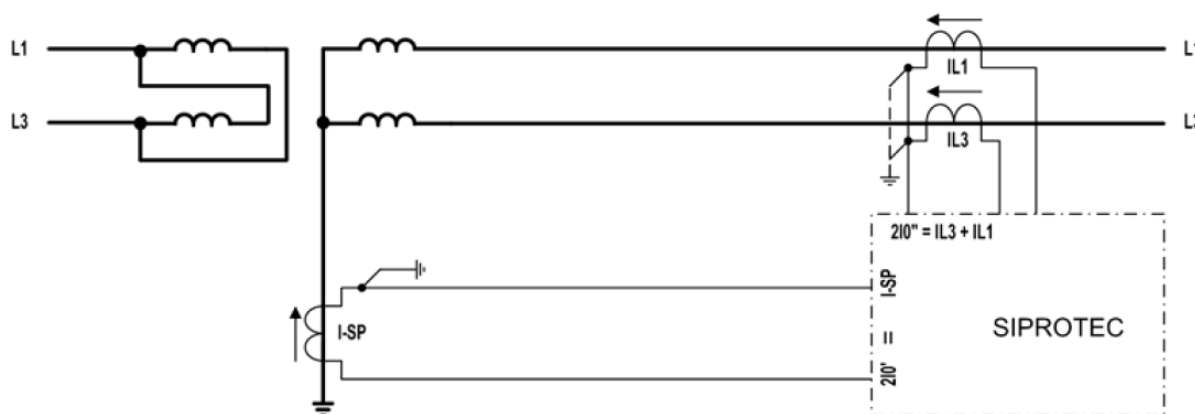


Рисунок 3.3 - Захист від КЗ на землю з обмеженою зоною для однофазного силового трансформатора

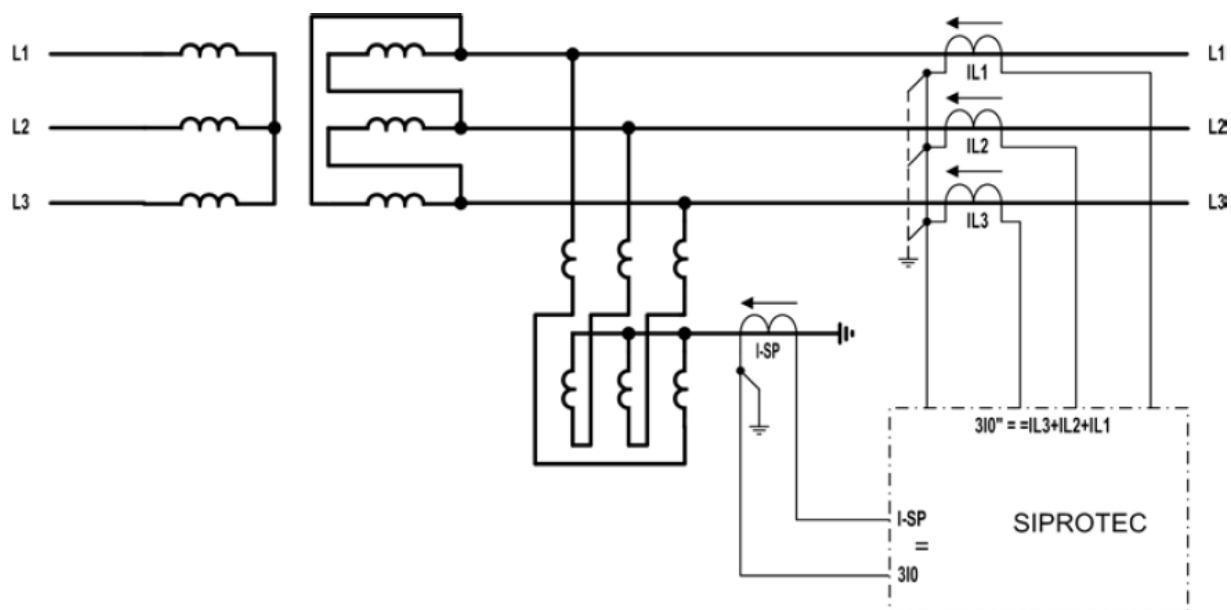


Рисунок 3.4 - Захист від КЗ на землю з обмеженою зоною на незаземленій обмотці трансформатора з реактором в нейтралі (формувавч нейтралі) в захищаємій зоні

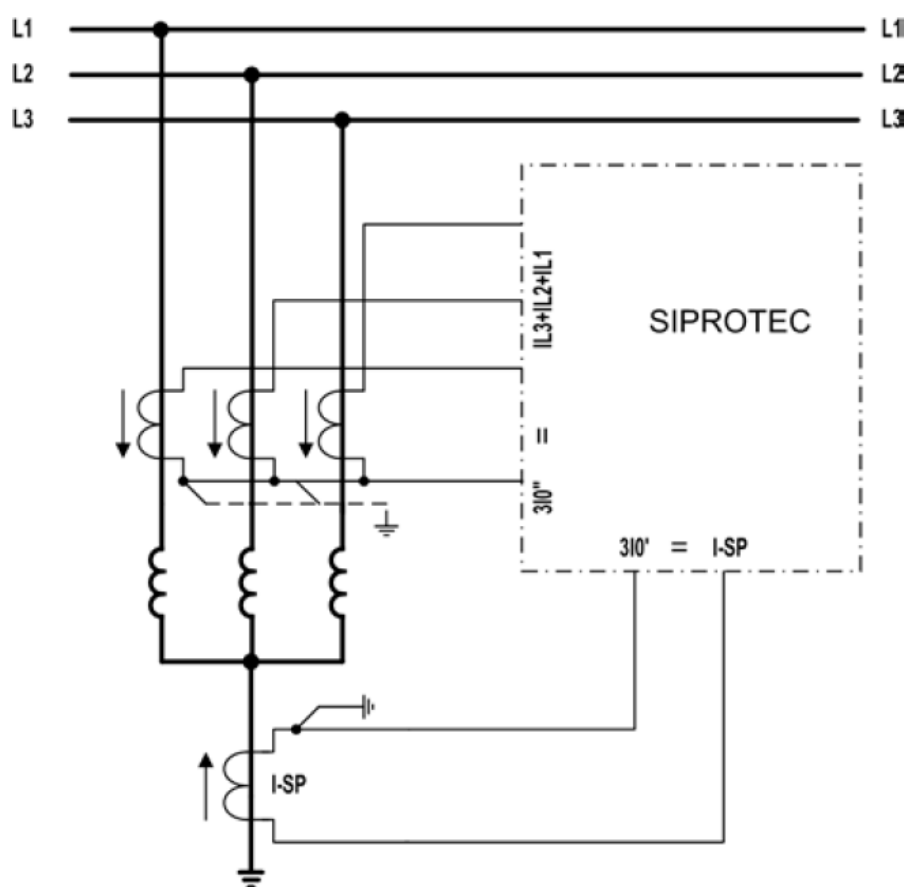


Рисунок 3.5 - Захист від КЗ на землю з обмеженою зоною для шунтуючого реактора з ТС на виводах реактора

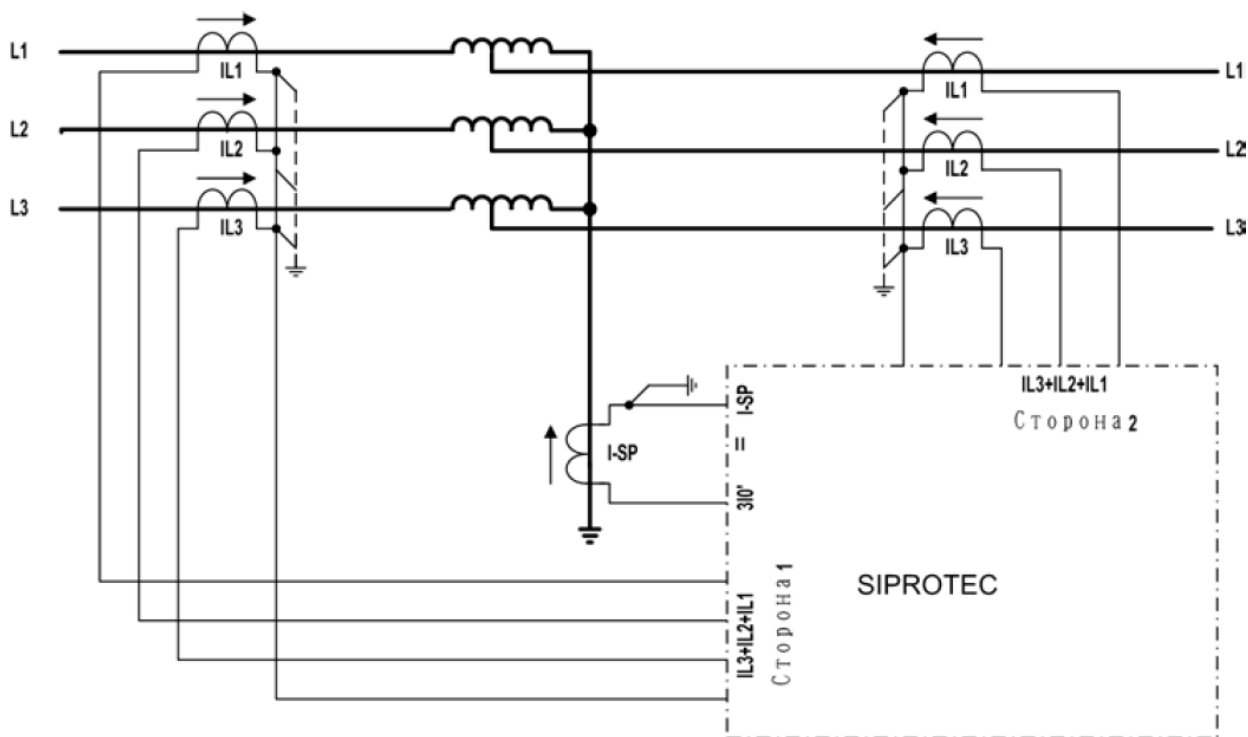


Рисунок 3.6 - Захист від КЗ на землю з обмеженою зоною для заземленого автотрансформатора

МСЗ для фазних струмів і струмів нульової послідовності

Максимальний струмовий захист (МСЗ) використовується в якості резервного захисту при КЗ в захищасьомому об'єкті і забезпечує резервування при зовнішніх

КЗ, що не відключаються швидко і через це можуть привести до пошкодження ЕО.

Фазний МСЗ працює зі струмами, які отримуються від сторони або точки вимірювання, для якої він призначений. МСЗ для струмів нульової послідовності завжди використовує суму фазних струмів сторони або точки вимірювання, для якої він призначений. Сторона або точка вимірювання від якої беруться фазні струми, може відрізнитися від сторони або точки вимірювання, яка використовується для отримання струму нульової послідовності.

В МСЗ є два ступені з незалежною витримкою часу (НВЧ) і одна ступінь з інверсною витримкою часу (ІВЧ) для фазних струмів і струму нульової послідовності. Ступінь з інверсною характеристикою витримки часу може працювати з кривими IEC, ANSI або з кривими, які визначаються користувачем.

У пристрої 7UT613 є три функції МСЗ для фазних струмів і струмів нульової

послідовності, кожна з яких може використовуватися незалежно одна від одної в різних точках. Їх можна застосовувати, наприклад, незалежно для різних сторін основного захищеного ЕО або трифазних точок вимірювання.

Логічний захист шин

Логічний захист шин - це швидкодіючий захист шин з використанням зворотнього блокування.

МСЗ застосовується для сторони НН. Зворотнє блокування означає, що МСЗ може виконати відключення за невеликий час, який не залежить від часу ступені, якщо МСЗ не блокується при спрацьовуванні одного з максимальних струмових реле на відхідних приєднаннях. Це завжди елемент захисту, який найближчий до місця пошкодження, що виконає відключення з невеликою витримкою часу, оскільки цей елемент не можна блокувати захистом, розташованого за місцем пошкодження.

Принцип дії логічного захисту шин наведено на рисунку Е.1 в додатку Е

Захист від витоку струмів з баку трансформатора

Задача захисту від витоку струмів з бака трансформатора це виявити витік на землю - навіть при великому опорі - між фазою і корпусом трансформатора. Бак повинен бути ізолюваний від землі. З землею бак з'єднує провід, а струм, що протікає через цей провід, підводиться до струмового входу реле. При виникненні струму витоку з бака струм пошкодження (струм витоку з бака) буде стікати через заземлений провід в землю. Цей струм витоку виявляється однофазним МСЗ, як перевищення струму; видається миттєва команда відключення або команда з затримкою, щоб відключити всі сторони трансформатора.

Для захисту від струмів витоку з бака трансформатора використовується чутливий однофазний струмовий вхід. На рисунку 3.10 наведено принцип захисту від струмів витоку з бака трансформатора.

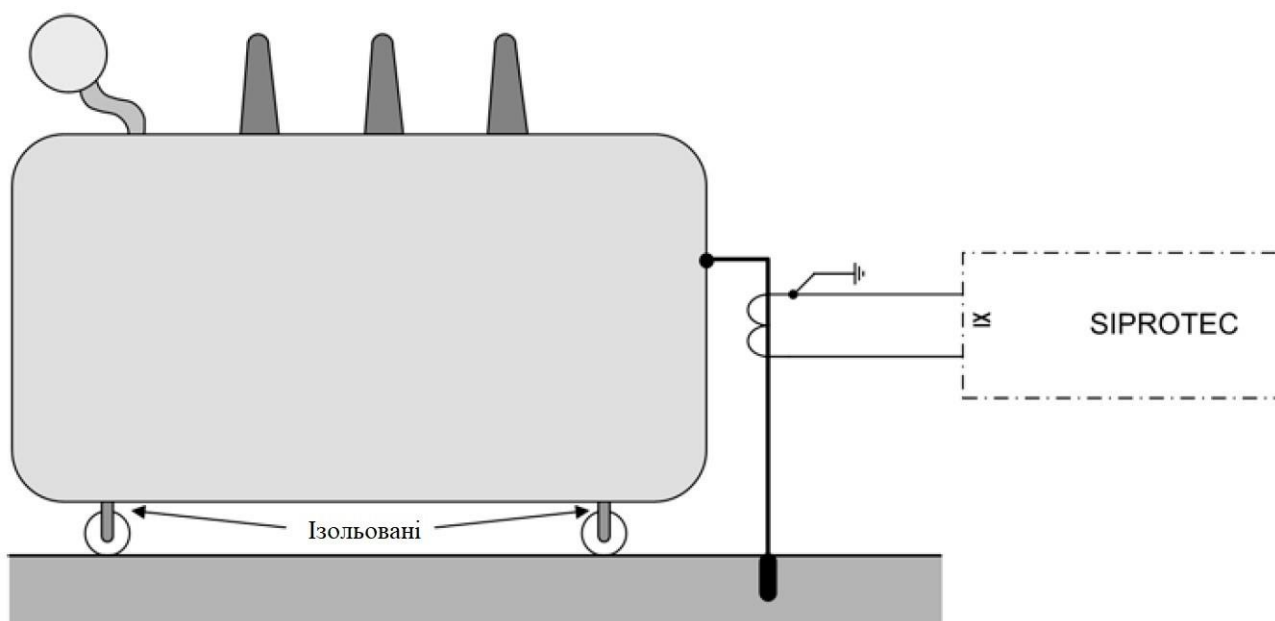


Рисунок 3.7 – Принцип захисту від струмів витоку з баку трансформатора

Захист від перезбудження

Захист від перезбудження використовується для виявлення підвищення магнітного потоку або умов перевищення індукції в генераторах і трансформаторах, особливо в блокових трансформаторах на електростанціях, що викликає неприпустиме підвищення температури в залізі. Перевищення номінального значення індукції дуже швидко призводить до насичення магнітопроводу і до появи великих вихрових струмів, котрі викликають неприпустимий перегрів заліза. Цей захист не можна використовувати при однофазному захисті шин.

Захист від перезбудження пускається, коли перевищується допустиме значення індукції в магнітопроводі захищасьому ЕО (наприклад, блочного трансформатора електростанції). Підвищення індукції виникає, наприклад, коли блок електростанції при повному навантаженні відключається від системи, а регулятор напруги або не працює, або працює недостатньо швидко для регулювання збільшеної напруги.

Аналогічно, зниження частоти (швидкості обертання), наприклад, в ізолюваних системах, може викликати підвищення індукції в трансформаторі.

Захист від зниження напруги

Захист від зниження напруги виявляє зниження напруги в електричних машинах і допомагає уникнути неприпустимих режимів і можливої втрати стійкості в електричних пристроях. На порогові значення стабільності і допустимих обертових моментів асинхронних машин впливає зниження напруги. Цю функцію можна використовувати як критерій поділу мережі.

Захист від зниження напруги можна використовувати тільки для трифазних захищаних ЕО. Передбачається, що пристрій підключено до трансформатора напруги. Оскільки захист від зниження напруги отримує величини вимірювання тільки від підключеного ТН, то він не впливає на прив'язку струмів для сторони або точки вимірювання, що відносяться до іншої функції. Уставки задаються з тими ж відмінностями, як і для інших функцій захисту. Якщо захист від зниження напруги призначен для одної сторони основного ЕО, що захищається або для трифазної системи шин, то уставки напруги необхідно задавати в відносних величинах (U/U_n). Якщо захист прив'язаний до точки вимірювання, то уставки задаються у вторинних Вольтах.

Захист від підвищення напруги

Головне завдання захисту від підвищення напруги - запобігати пошкодженню ізоляції захищеного ЕО при неприпустимо високих напругах ненормальних режимів роботи.

Перенапруги виникають на електростанції, наприклад, при неправильному ручному управлінні системою збудження, неправильної роботи автоматичного регулятора напруги, скиданні навантаження (повному) генератора, відділення генератора від системи або при ізолюванні роботи системи. Перенапруги також можуть виникати в системі при неправильній роботі регулятора напруги на трансформаторі або при тривалій роботі з малим навантаженням.

Захист від підвищення напруги можна використовувати тільки для трифазних захищаних ЕО. Передбачається, підключення пристрою до трансформатора напруги. Оскільки захист від підвищення напруги отримує

величини вимірювання тільки від підключеного ТН, то він не впливає на прив'язку струмів для сторони або точки вимірювання, що відносяться до іншої функції.

Уставки задаються з тими ж відмінностями, як і для інших функцій захисту. Якщо захист від підвищення напруги призначений для однієї сторони основного об'єкта, що захищається або для трифазної системи шин, то уставки напруги необхідно задавати в відносних величинах (U/U_n). Якщо захист прив'язаний до точки вимірювання, то уставки задаються у вторинних Вольтах.

Захист по частоті

Захист по частоті фіксує ненормально високу або низьку частоту. Коли частота мережі знаходиться поза допустимого діапазону, то робляться відповідні дії. Наприклад, для генераторів - це відключення його від мережі. У мережах можна виконати поділ системи або скидання навантаження.

Зниження частоти відбувається, коли в енергосистемі збільшується споживання активної потужності або коли не можна компенсувати (або можна, але недостатньо швидко) підвищене споживання шляхом збільшення генерування потужності. Споживання активної потужності можна зменшити шляхом скидання навантаження. Ненормальна частота або неправильне регулювання швидкості обертання також може бути викликано причинами на електростанції. Захист від зниження частоти також використовується для генераторів, які працюють (тимчасово) в автономній системі. Цей зумовлено тим фактором, що захист від реверсу потужності не може працювати в разі порушення подачі потужності приводу. Генератор може бути відключений від енергосистеми при використанні захисту від зниження частоти.

Збільшення частоти в системі виникає при відключенні великого навантаження від системи або знову ж при несправності регулятора генератора або автоматичної системи управління. Для обертальних машин збільшення швидкості обертання означає збільшення моменту на валу. Також, існує небезпека самозбудження генераторів, що живлять довгі ненавантажені лінії.

Захист по частоті має чотири ступені. Кожна ступінь працює незалежно і може запускати різні функції управління. Три ступені захисту по частоті розроблені

для виявлення зниження частоти ($f <$, $f <<$, $f <<<$), а четверта - для виявлення підвищення частоти ($f >$).

Цю функцію також можна використовувати для трифазних об'єктів, що захищаються. Передбачається підключення пристрою до трансформатора напруги. Оскільки захист по частоті отримує величини вимірювання тільки від підключеного ТН, то вона не впливає на прив'язку струмів для сторони або точки вимірювання, що відносяться до іншої функції. Завдання параметра мінімальної напруги, при якій виконується вимірювання частоти: якщо захист по частоті прив'язаний до конкретної сторони, що захищається або трифазної системи шин, то порогове значення напруги задається у відносних величинах (U/U_n). Якщо захист прив'язаний до точки вимірювання, то уставка задається у вторинних Вольтах.

Функції контролю

Мікропроцесорний пристрій містить повний набір функцій контролю, які здійснюють моніторинг апаратного і програмного забезпечення. Величини вимірювання безперервно перевіряються на достовірність, таким чином ланцюги ТС також контролюються системою моніторингу. Також, можливо реалізувати контроль ланцюга відключення, використовуючи відповідні дискретні входи, якщо є вільні.

Функція контролю струмових ланцюгів порівнює струм нейтралі (втричі більший струм нульової послідовності) групи трифазних трансформаторів струму з виміряним потоком на окремому вході інтелектуального пристрою, який підключено до струму нейтралі іншого сердечника цього ТС.

Виявлення різниці свідчить про пошкодження в ланцюгах струму і використовується в якості аварійного сигналу або сигналу блокування функцій захисту, для яких система може виконувати функції.

Напруга процесора (5 В) контролюється апаратним забезпеченням, оскільки процесор не може працювати, якщо напруга стає менше мінімального значення. В цьому випадку пристрій стає непридатним. Коли необхідна напруга відновлюється, то система перезавантажується. Несправність джерела живлення або його відключення виводять пристрій з роботи. Цей стан сигналізується за

допомогою "контакту готовності" (контакт самодіагностики) (замкнутого або розімкнутого). Тимчасові провали напруги живлення не вносять збурень в функції пристрою.

Для безперервного моніторингу виконання програм з апаратним забезпеченням реалізований сторожовий таймер (сторожовий елемент апаратного забезпечення). Коли час таймера закінчується, відбувається перезапуск системи, що викликає повне перезавантаження системи в разі помилки процесора або збою програми. Додатковий самоконтроль програмного забезпечення гарантує, що будь-яка помилка при роботі програми буде виявлена. Такі помилки теж призводять до перезапуску процесорної системи. Якщо при перезапуску ця помилка не зникла, робиться інша спроба перезавантаження. Якщо пошкодження як і раніше присутнє протягом 30 секунд після трьох перезапусків, то захист сам виводиться з роботи, і спалахує червоний світлодіод "Заблоковано". Реле готовності ("контакт готовності") повертається, а сигнал про несправність видається контактом цього реле (або нормально розімкненим, або нормально замкнутим) [12].

Приклад підключення мікропроцесорного терміналу захисту 7UT613 наведено на рисунку Г.1 в додатку Г.

Висновки

Отже, основним захистом силового трансформатора виступає диференційний захист. На спроектованій підстанції в даній магістерській дисертації ДЗ побудовано на основі мікропроцесорного терміналу захисту виробництва Siemens «SIPROTEC 4 7UT613». Цей термінал захисту дуже багатофункціональний і включає в себе безліч різноманітних функцій, таких як, регулювання напруги, контроль ланцюгів струму та напруги, постійний моніторинг за ситуацією в системі, реєстр аварійних та ненормальних подій, режимів з формуванням звітів та їх аналізом.

Також, однією з важливих функцій є блокування спрацювання захисту від кидка струму намагнічування та збільшення напруги, що дозволяє виключити хибні спрацювання терміналу захисту.

Таким чином, даний мікропроцесорний пристрій відповідає всім сучасним вимогам та нормативам і забезпечує надійне та безперебійне електропостачання.

4. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

В наш час більшість використовуваних пристроїв РЗА в Україні відносяться до покоління електромеханічних і мікроелектронних реле та не відповідають сучасним науково-технічним вимогам. Одним з шляхів вдосконалення є використання мікропроцесорів для виконання функцій релейного захисту й автоматики. В цифрових пристроях є значна кількість переваг у порівнянні з тими, що розроблені на традиційній елементній базі. В тому числі більш широкі експлуатаційні показники та можливості інтеграції їх у системи керування ЕО (електроенергетичний об'єкт). Вони використовуються в системах вже більше десяти років. За час їх існування були досягнуті високі показники надійності роботи, також, можливість інтегрувати в АСУ ТП.

В даному розділі магістерської дисертації розглядається ідея розроблення стартап-проекту впровадження мікропроцесорного терміналу компанії SIEMENS SIPROTEC 4 7UT613 в якості системи релейного захисту та автоматики. Розділ складається з наступних етапів:

- 1) Опис ідеї впровадження мікропроцесорного терміналу захисту;
- 2) Визначення техніко-економічних характеристик ідеї та порівняння з системами виконаними на традиційній елементній базі, на прикладі реле РНТ 565;
- 3) Технологічний аудит ідеї стартап-проекту;
- 4) Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту;
- 5) SWOT-аналіз.

4.1 Опис ідеї впровадження мікропроцесорного терміналу захисту

Більшість пристроїв РЗА побудовані на електромеханічній апаратурі. Це електромагнітні, магнітоелектричні й індукційні реле. Релейний захист на напівпровідникових елементах (реле на дискретних елементах) розроблялися спочатку на випрямних діодах, потім транзисторах, динисторах, тиристорах. Їх

змінити захисти, виконані на мікросхемах: вимірювальні органи виконані на операційних підсилювачах, а логіка (аналог контактів електромеханічних реле) будувалася на логічних мікросхемах. У останніх зразках мікроелектронних пристроїв з'явилися додатково аналого-цифрові перетворювачі і цифрові лічильники. Процес розвитку продовжувався понад 30 років і зараз більша частина пристроїв захисту, що випускаються на Україні - мікроелектронні.

Системи РЗА на базі електромеханічних і мікроелектронних реле за рахунок невисокої вартості будуть знаходити застосування ще тривалий період часу, у першу чергу при реалізації відносно простих алгоритмів виявлення пошкоджень [13]. При цьому варто враховувати, що подальший розвиток подібних пристроїв РЗА (підвищення технічної досконалості, надійності, удосконалювання організації контролю і діагностики технічного стану) може здійснюватися тільки нарощуванням додаткових апаратних засобів, що приведе до збільшення вартісних показників і зниженню експлуатаційної надійності [14].

Логічним завершенням розвитку стало переведення пристроїв РЗА на мікропроцесорну базу. В даний час вже виготовляються четверті покоління пристроїв захистів на мікропроцесорах.

Опис ідеї стартап-проекту наведений в табл. 4.1

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувачів
Впровадження мікропроцесорного терміналу релейного захисту фірми SIEMENS, SIPROTEC	1. Електростанції, підстанції та інші енергетичні об'єкти	1. Включає всі види захисту відповідно вимогам. 2. Опрацювання зовнішньої інформації з інших пристроїв, комутаційних апаратів. 3. Наявність гнучких функцій (можливість незалежного конфігурування) 4. Вільне програмування логіки.
	2. Абонентські ПС і схеми живлення підприємств	

продовження таблиці 4.1

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувачів
	3. Некомерційне використання (приватні ТП, РП)	5. Використання для вводу в експлуатацію або виведення в ремонт. 6. Функції контролю (самоконтроль та контроль обладнання вторинних ланцюгів, перевірка відповідності уставок захистів) 7. Наявність багатьох додаткових функцій (статистика, реєстрація подій) 8. Відповідність стандартам IEC 60255, EN 61000-6-2, VDE 0435.

Для повного аналізу переваг мікропроцесорного терміналу релейного захисту виробництва SIEMENS над звичайними електромеханічними реле на традиційній елементній базі, був проведений аналіз потенційних техніко-економічних переваг.

Дані пристрої мікропроцесорних терміналів SIEMENS в порівнянні з звичайними електромеханічними реле має:

- високу точність уставок;
- практично немає розкиду характеристик;
- низьке споживання електроенергії;
- великий діапазон уставок;
- високу швидкодію
- стійкість до завад;
- самоконтроль.

4.2 Визначення техніко-економічних характеристик ідеї проекту

Розглянемо в якості конкурента для мікропроцесорного терміналу захисту SIPROTEC 4 7UT613 зі сторони електромеханічних реле – реле РНТ 565 диференційного захисту силового трансформатора.

Розроблено порівняльний аналіз характеристик для мікропроцесорного терміналу захисту SIPROTEC 4 7UT613 та електромеханічного реле РНТ 565 диференційного захисту силового трансформатора, який наведено в таблиці 4.2 Для мікропроцесорного терміналу та електромеханічного реле були визначені показники, які мають:

- а) W - гірші значення, слабкі;
- б) N - аналогічні значення, нейтральні;
- в) S - кращі значення, сильні.

Таблиця 4.2 – Визначення слабких, сильних і нейтральних характеристик ідеї проекту

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	SIPROTEC 4 7UT613	РНТ 565	W	N	S
1	Характеристики спрацювання	Практично немає розкиду характеристик	Великий розкид характеристик	РНТ 565	-	7UT613
2	Точність уставок	Висока – не вимагає додаткових приладів	Низька – потрібні додаткові вим.прилади	РНТ 565	-	7UT613
3	Діапазон уставок	Великий	Малий	РНТ 565	-	7UT613
4	Споживання	Низьке	Велике	РНТ 565	-	7UT613
5	Стійкість до завад	Завадостійкі в межах норм МЕК	Завадостійкі	-	7UT613 РНТ 565	-

продовження таблиці 4.2

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	SIPROTEC 4 7UT613	PNT 565	W	N	S
6	Трудозатрати на обслуговування	Низькі (повний самоконтроль)	Високі	PNT 565	-	7UT613
7	Контроль силового устаткування	Наявний	Відсутній	PNT 565	-	7UT613
8	Швидкодія	Висока	Низька	PNT 565	-	7UT613
9	Реєстратор	Наявний	Відсутній	PNT 565	-	7UT613
10	Обмін інформацією	Наявний	Відсутній	PNT 565	-	7UT613
11	Ціна	Висока	Низька	7UT613	-	PNT 565

Після визначення слабких, сильних і нейтральних характеристик ідеї проекту стало очевидним, що єдина слабка сторона мікропроцесорного терміналу SIPROTEC 4 7UT613 в порівнянні з реле PNT 565 є висока ціна. Але всі інші сильні сторони цієї ідеї роблять її конкурентоспроможною.

4.3 Технологічний аудит ідеї проекту

В даному підрозділі було проведено аудит технології, завдяки якій можна реалізувати ідею стартап-проекту.

Для реалізації ідеї – впровадження мікропроцесорного терміналу SIEMENS SIPROTEC 4 7UT613 в якості системи релейного захисту та автоматики, буде встановлюватись необхідне обладнання в релейному залі підстанції, а саме релейні шафи. Після цього будуть проведені пуско-налагоджувальні роботи, які включають в себе підключення терміналу до силового трансформатора через вимірювальні трансформатори струму та напруги, також, буде перевірятись правильне налаштування системи та робота терміналу в цілому.

Аналіз складових для визначення можливості технологічної здійсненості ідеї проекту наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 - Технологічна здійсненність ідеї стартап-проекту

№ п/п	Ідея стартап-проекту	Технології реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1.	Впровадження мікропроцесорного пристрою SIEMENS SIPROTEC 4 7UT613 в якості системи релейного захисту та автоматики	Використання нового закупного обладнання, його налаштування, підключення та перевірка	Наявна	Доступна
Обрана технологія реалізації ідеї проекту: полягає в закупівлі обладнання, місця для встановлення обладнання, його налаштування, підключення та перевірка.				

4.4 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Для того щоб визначити ринкові можливості, що використовуються при ринковому впровадженні проекту, потрібно визначити план напрямків розвитку даного проекту та виявити потребу потенційних клієнтів.

Аналіз характеристики ринку проекту наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 Характеристика потенційного ринку стартап-проекту

№ п/п	Показники стану ринку	Характеристика
1	Кількість основних гравців, од	3
2	Загальний обсяг продаж, шт/ум.од	2
3	Динаміка ринку	Зростає
4	Присутність обмежень для входу	Мінімальний рівень первинних інвестицій
5	Специфічні вимоги до стандартизації і сертифікації	Сертифіковано
6	Середня норма рентабельності в сфері (або на ринку), %	15%

Розрахунок внутрішньої норми прибутку (рентабельності інвестицій) проводиться за формулою (4.1).

$$RR_{ii} = \frac{Pr}{K} \quad (4.1)$$

де, Пр– прибуток за певний період n;

Ri– норма прибутку;

K– величина початкових інвестицій.

В даному випадку інвестором буде електрична підстанція, на якій використовується силовий трансформатор.

Розмір інвестицій складає 205 тис. грн., з яких:

- 100 тис. грн вартість SIPROTEC 4 7UT613;
- 5 тис. грн релейна шафа для монтажу терміналу;
- 20 тис. грн монтаж обладнання;
- 30 тис. грн пуско-налагоджувальні роботи;
- 50 тис. грн програмне забезпечення для підключення до комп'ютера.

Вартість силового трансформатора – 3 млн. грн.

Згідно прогнозів, які взяті із статистики, то протягом одного року відбувається 20 коротких замикань та ненормальних режимів роботи трансформатора. Релейний захист на мікропроцесорній базі спрацює правильно та своєчасно захистить трансформатор лише в 3-х випадках, а на традиційній – лише в одному. Після кожного пошкодження трансформатора після аварії, його ремонт коштує в середньому приблизно 10% від його вартості, тобто 0.3 млн. грн.

В загальному випадку, сума, яку може зекономити електрична підстанція на ремонті трансформатора при встановленні мікропроцесорного терміналу захисту за період одного року, становить 0.9 млн. грн. А при експлуатації системи захисту виконаній на традиційній елементній базі – 0.3 млн. грн. Тобто різниця прибутку становить 0.6 млн. грн.

Експлуатаційні витрати (B_e) прийняті за статистикою 1% на рік від вартості основних фондів ($B_e = 1\%/100\% \times 3 \text{ млн. грн.} = 0.03 \text{ млн. грн./рік}$)

Розрахунок рентабельності інвестицій :

$$Ri = (0.6-0.03)/0.205 = 2.78 \text{ (1/рік)}$$

Значення рентабельності у відсотках дорівнює 278 %.

Також, доцільно буде провести розрахунки для періоду окупності проекту.

Розрахунок періоду окупності інвестицій виконуємо за формулою (4.2):

$$T_{ок} = \frac{1}{R_{ii}} = \frac{KK}{Pr} = 0.205/2.78 = 0.07 \text{ років} \quad (4.2)$$

де $T_{ок}$ – період окупності інвестицій.

З розрахунку випливає, що період окупності інвестицій становить 0.07 років, що приблизно дорівнює одному місяцю.

4.5 SWOT- аналіз стартап-проекту

За допомогою аналізу факторів загроз та ринкових можливостей маркетингового середовища складено SWOT – аналіз – матриця аналізу сильних (Strenght) та слабких (Weak) сторін, можливостей (Opportunities) та загроз (Troubles). Матриця SWOT – аналізу наведена в таблиці 4.5

Таблиця 4.5 SWOT – аналіз стартап-проекту

Сильні сторони:	Слабкі сторони:
– швидкий термін окупності проекту; – менша кількість допоміжного обладнання; – менша імовірність пошкодження обладнання; – захист працівників від ураження струмом .	– висока собівартість та вартість ремонту; – повна, або часткова зупинка електричної підстанції для монтажу системи захисту

продовження таблиці 4.5

Можливості:	Загрози:
– залучення кваліфікованих спеціалістів; – використання даної ідеї стартап-проекту на багатьох різних енергетичних об'єктах.	відсутні

Висновки

В даному розділі магістерської дисертації було розглянуто ідею створення стартап-проекту шляхом впровадження мікропроцесорного терміналу компанії SIEMENS SIPROTEC 4 7UT613 в якості системи релейного захисту та автоматики, а також порівняння з системами виконаними на традиційній елементній базі, на прикладі реле РНТ 565. При аналізі даного проекту було доведено, що він має ряд переваг і може вільно конкурувати на ринку. За допомогою таких систем захистів можна уникнути низку пошкоджень обладнання станції, підстанції, тощо. Так як, ремонт або заміна цього обладнання коштує дуже дорого.

Отже, мікропроцесорні захисти перевершують електромеханічні по точності, функціональним можливостям, мають менші споживання, вагу, працезатрати на монтаж, наладку та технічне обслуговування. Також, наявність зв'язку з вищим ієрархічним рівнем, яке дозволяє включити такі пристрої в систему АСУ ТП ЕО. Проте, недоліків у мікропроцесорних пристроях РЗА в даний час декілька – це висока вартість та значні організаційні і матеріальні витрати під час ремонту. В міру вдосконалення цифрової техніки - вартість комплектуючих знижується і, відповідно, знижується вартість самих мікропроцесорних пристроїв РЗА.

Після проведення розрахунків стало очевидним, що термін окупності цієї системи захисту становить 0.07 років.

SWOT-аналіз, а також інші характеристики дають змогу побачити, що ця ідея буде мати попит на ринку.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІЇ 110 кВ

Під час експлуатації релейного захисту підстанції 110 кВ найнебезпечніший фактор – це ураження струмом обслуговуючого персоналу. Також при неправильній роботі релейного захисту та автоматики різного обладнання можуть виникнути аварії різного характеру, та із різними наслідками, наприклад, виходу обладнання з ладу, вибуху трансформатора, ураження струмом оперативного персоналу.

Метою розділу є оцінити та проаналізувати небезпечні та шкідливі фактори, які діють на обслуговуючий персонал релейного захисту підстанції 110 кВ та вжиття заходів щодо попередження та зменшення впливу цих факторів.

Об'єкт досліджень у розділі - це процеси на підстанції 110 кВ, які пов'язані з роботою мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, а також напруга в струмопровідних частинах цих пристроїв, замикання якої може статися через тіло обслуговуючого персоналу або неправильної роботи пристроїв релейного захисту, що можуть привести до виникнення небезпечних аварійних ситуацій на підстанції.

Предметом розділу є обслуговування пристроїв релейного захисту обладнання підстанції 110 кВ .

5.1 Загальна характеристика об'єкта та технічні характеристики енергетичного устаткування

Технічні характеристики основного обладнання підстанції та пристроїв релейного захисту наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1. Технічні характеристики основного обладнання підстанції

Найменування і тип електроустановки	Основні характеристики	Числове значення показника
Силовий трехобмотковий трансформатор ТДТН-40000/110	Напруга	100/35/10 кВ
	Потужність	40000 кВА
	маса	77800 кг
	габаритні розміри	6960 x 4350 x 5580 мм
	маса і марка масла	15100 кг, ГК
	маркування	T1-ТДТН-40000/110, T2-ТДТН-40000/110
Повітряна лінія:	Марка проводів	АС-150/10
	Напруга	110 кВ, 35 кВ
	Кількість фаз	3
	Додаткові пристрої	Провід РЕ
Релейний захист трансформатора (основний)	Тип і марка	Диференційний захист трансформатора на базі мікропроцесорного пристрою фірми Siemens 7UT613 SIPROTEC-4
	Місце розташування	Релейна шафа на підстанції
	Спосіб підключення, напруга	Підключення відбувається до обмоток силового трансформатора через трансформатори струму

продовження таблиці 5.1

Максимальний струмовий захист 10 кВ	Тип і марка	МСЗ на базі мікропроцесорного пристрою 7SJ46 SIPROTEC, Siemens
	Місце розташування	Релейна шафа на підстанції
	Спосіб підключення, напруга	Підключається зі сторони НН трансформатора до трансформатора струму і до трансформатора напруги
Максимальний струмовий захист 110 кВ і 35 кВ	Тип і марка	МСЗ на базі мікропроцесорного пристрою 7SJ61 SIPROTEC-4, Siemens
	Місце розташування	Релейна шафа на підстанції
	Спосіб підключення, напруга	Підключається зі сторони 110 кВ і 35 кВ трансформатора до трансформаторів струму і до трансформаторів напруги
Диференційний захист лінії 110 кВ і 35 кВ	Тип і марка	Реле диференційного захисту лінії на базі мікропроцесорного пристрою 7SD52 Siprotec-4, Siemens
	Місце розташування	Релейна шафа на підстанції
	Спосіб підключення, напруга	Підключається зі сторін ВН та СН до трансформаторів струму

5.2 Визначення і оцінка умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників

Таблиця 5.2. Показники умов праці

Найменування показників	Основні характеристики	Фактичне значення
Кваліфікація працівників	Кількість Група з електробезпеки	2 осіб IV група
Місце виконання робіт	Відкрите/закрите Площа Постійне/тимчасове Класифікація електроприміщення	Закрите (ЗРП) 20 м ² Постійне Приміщення з підвищеною небезпекою
Розташування робочого місця	На висоті На поверхні землі	На поверхні землі
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість Швидкість вітру	Взимку 0° С, літом - 35° С, (норма 22-24° С) До 30 % (норма 40-60%) 0 м/с
Важкість праці	Переміщення вантажів Робоче положення Динамічні і статичні навантаження	Сидяче, стояче положення, моніторинг спрацювання пристроїв релейного захисту, їх перевірка в разі хибного спрацювання. Динамічні навантаження. II категорія важкості

продовження таблиці 5.2

Напруженість праці	Тривалість Змінність Напруженість органів чуття	8 год Двозмінна Напруженість зору, слуху до 80% робочого часу, нервово- психологічні перевантаження до 50% робочого часу, II категорія напруженості роботи
Зовнішнє освітлення	Вид світильників Потужність та напруга джерел Рівень освітленості	Світлодіодний 100 Вт, 220 В 250 Лк [15]
Внутрішнє освітлення	Вид світильників Потужність і напруга джерел Рівень освітленості	Світлодіодний 36 Вт, 220 В 400 Лк
Шум	Постійний чи змінний Частота Рівень	Змінний 60 дБА
Оцінка умов праці	Оптимальні Допустимі Шкідливі (категорія)	Шкідливі (I категорія)

5.3 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Таблиця 5.3 Перелік небезпечних та шкідливих виробничих чинників

Небезпечні та шкідливі чинники	Перелік НШВЧ	Фактичне значення	Граничнодопустиме значення і номер нормативного документу
Електричне походження	Напруга	220 В	6 В [16]
	Струм	5 А	0,6 мА [16]

5.4 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці

Таблиця 5.4. Технічні та організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники та характеристики
Технічні заходи з електробезпеки	Ізоляція	Робоча
	Блокувальні засоби	Електричні в терміналах релейного захисту, механічні біля високовольтних вимикачів
	Знак безпеки	Обережно висока напруга, на терміналах релейних захистів
Організаційні заходи з електробезпеки	Вид дозвільного документу для виконання робіт	Поточна експлуатація

продовження таблиці 5.4

Організаційні заходи з електробезпеки	Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги. Роботи поблизу струмопровідних частин.
	Тривалість і порядок виконання робіт	8 год, моніторинг роботи пристроїв релейного захисту, перевірка терміналів релейного захисту при хибному спрацюванні
	Плакати безпеки	Заборонні. Вказівні. Застережні. Настановні. На терміналах релейного захисту.
Технічні заходи щодо покращення температурного режиму робочого приміщення	Вентиляція	Припливна вентиляція, для зниження температури повітря влітку до нормованого значення, та кондиціонування повітря [17]. SAMSUNG. 220 В, 3.5 кВт. АРМ оператора. Включення в розетку.
Технічні заходи щодо покращення температурного режиму робочого приміщення	Опалення	Електричне опалення, для збільшення температури повітря взимку до нормованого значення. SMART TECH. 220 В 1200 В. АРМ оператора. Включення в розетку [18].

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

Таблиця 5.5. Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від статичної електрики	Спец.Одяг Oeko-Tex Standart 100 class 2	100% бавовна з вогнезахисним просоченням з включенням антистатичної нитки
Захисне взуття	Захист від напруги кроку	Черевики.	водостійка шкіра КРС підвищеної товщини
Захист рук	Захист від виробничих забруднень і механічного навантаження	Рукавички	п'ятипалі, безшовні, гладкі поверхні, товщина 1,3...3,00 мм
Захист голови	Захист від електричного струму	Каска діелектрична	Високоміцний полікарбонат [4]

5.6 Вибір технічних і організаційних заходів для унеможливлення та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Таблиця 5.6. Основні джерела небезпек

Джерело небезпеки	Причини небезпеки	Наслідки небезпеки
Вихід з ладу пристроїв релейного захисту, або неправильна робота цих захистів	Заводський брак, неправильний монтаж, хибні уставки спрацювання захистів	Пошкодження обладнання при КЗ, нагрів ізоляції, виникнення пожежі

Так як ЗРП знаходиться на території ПС, то необхідно передбачити протипожежні та антитерористичні заходи (табл. 5.7):

Таблиця 5.7. Перелік протипожежних і антитерористичних заходів

Група заходів	Вид заходу	Критерії вибору
Технічні	Відповідна категорія приміщення (А,Б, В ,Г,Д)	Горюча речовина – масло в трансформаторі.
	Відповідна зона у електроприміщенні (П-I, П-II, П-Іа, П-ІІІ)	Наявне трансформаторне масло, температура спалаху якого становить 135° С
	Наявність первинних засобів для тушіння пожежі (вогнегасник та пожежний інвентар)	Вогнегасник через 50 м. Порошковий вогнегасник. [19] Щит з інвентарем (1 щит на 500 м ²)
	Система автоматичного виявлення та сповіщення про виникнення пожежі	Виявлення пожежі, сповіщення усього персоналу та диспетчера підстанції про пожежу з подальшою трансляцією тривожних сповіщень в оперативно-диспетчерську службу оперативно-координаційного центру Головного Управління ДСНС [20]
	Встановлення датчиків пожежної сигналізації	Встановлення датчиків пожежної сигналізації в усіх приміщеннях, та їх підключення до системи автоматичного сповіщення
	Автоматична система пожеже тушіння	Ємність, установка до розпилення, сповіщувач, оповіщувач
	Встановлення газових шахт в силових комірках підстанції	Шахти призначенні для виведення газів, які утворюються при вибуху комірки, з приміщення

продовження таблиці 5.7

Технічні	Встановлення системи відеоспостереження	Встановлення відеокамер по периметру ПС, в кімнаті управління та в АРМ оператора. Тип відеокамер – DS-2CD2T43GO-I8 виробництва Hikvision
	Передбачення НМІ панелі (панелі керування)	Управління, усіма вимикачами, роз'єднувачами, тощо за допомогою мікропроцесорної панелі керування.
	Розробка Автоматизованої системи моніторингу SCADA	Створення системи зчитування усіх необхідних даних з пристроїв релейного захисту та іншого обладнання, і виведення на екран комп'ютера працівника [21]
Організаційні	Навчання і тренінги	Постійні періодичні (раз на рік)
	Перевірка ізоляції	Відповідно до вимог
	Перевірка засобів пожежогасіння	Відповідно до технічних вимог
	План дій при надзвичайних ситуацій	Відділ охорони праці

5.7 Розрахунок захисного заземлення електроустановок

Для захисту людей від ураження електричним струмом при пошкодженні ізоляції або при виведенні в ремонт обладнання повинно бути виконано заземлення корпусу всіх релейних шаф на підстанції.

Алгоритм розрахунку заземлення:

- розрахунок на вимикаючу здатність ;
- розрахунок напруги на корпусі ЕУ за тривалістю спрацьовування пристрою максимального струмового захисту (МСЗ);

- розрахунок функціонального заземлення;
- розрахунок повторного заземлення.

5.7.1 Розрахунок на вимикаючу здатність

Даний розрахунок передбачає розрахунок струму однофазного КЗ і співставлення цієї величини із величиною номінального струму спрацювання МСЗ.

На підстанції встановлений трансформатор власних потреб ТМ-250/10 до якого підключена апаратура релейного захисту через кабельну лінію (КЛ) з площею поперечного перерізу 70 мм².

Розрахунок проводиться за формулою для кабельної мережі:

$$I_{\text{кз}} = U_{\phi} / (r_{\phi} + r_{\text{PE}} + \frac{r_{\text{TP}}}{3})$$

Розрахунок фазної напруги:

$$U_{\phi} = U_{\text{л}} / \sqrt{3} = 200 / \sqrt{3} = 115,47 \text{ В}$$

Розрахунок активного опору фазного і захисного провідників розраховується за формулою:

$$r = \sum_{ii=1}^n (\rho_{ii} \cdot l_{ii}) / S_{ii}$$

де ρ_{ii} – питомий опір матеріалу КЛ (алюміній – 0,0028 (Ом·мм²)/м);

l_{ii} – довжина ділянки КЛ одного матеріалу та одного перерізу;

S_{ii} – площа поперечного перерізу проводу.

Розрахунок активного опору фазної КЛ:

$$r_{\phi} = (\rho \cdot l) / S = \frac{0,1 \cdot 100}{70} = 0,143 \text{ Ом}$$

Розрахунок активного опору нульового дроту:

$$r_{\text{PE}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,1 \cdot 30}{35} = 0,086 \text{ Ом}$$

Розрахунок активного опору трансформатора проводиться за формулою:

$$r_{\text{TP}} = \frac{P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{4,5 \cdot 200^2}{250^2} = 2,761 \text{ Ом}$$

Отже, розрахунок струму КЗ має вигляд:

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{U_{\phi}}{r_{\phi} + r_{\text{PE}} + \frac{r_{\text{ТР}}}{3}} = \frac{115,47}{0,143 + 0,086 + \frac{2,761}{3}} = 100,467 \text{ А}$$

5.7.2 Розрахунок напруги на корпусі електроустановки

Розрахунок напруги на корпусі ЕУ без повторного заземлення проводиться за формулою:

$$U_{\text{К}} = I_{\text{КЗ}} \cdot Z_3 \leq U_{\text{Д}}(t_c),$$

$$100,467 \cdot 0,086 = 8,64 \text{ В} < 36 \text{ В}$$

де $U_{\text{Д}}(t_c)$ – допустима напруги дотику. [22]

Z_3 – повний опір захисного проводу, для КЛ $Z_3 = r_3$

Отже, розрахована величина $U_{\text{К}}$ повністю задовольняє умову $U_{\text{К}} < U_{\text{Д}}(t_{cc})$.

Так як, умова $U_{\text{К}} < U_{\text{Д}}(t_{cc})$ виконується, то застосовувати повторне заземлення захисного проводу не доцільно.

Висновки

В даному розділі дисертації виконано аналіз умов праці на робочих місцях, визначені небезпечні фактори, які можуть вплинути на здоров'я та життя обслуговуючого персоналу підстанції, а також, обрані необхідні засоби індивідуального захисту працівників. Також, були розглянуті всі технічні та організаційні заходи, що забезпечують безпечне виконання робіт.

В якості технічного заходу вирішено створити систему SCADA, що дозволить в реальному часі проводити моніторинг стану мікропроцесорних пристроїв релейного захисту підстанції та іншого його обладнання. Моніторинг проводиться із звичайного автоматизованого робочого місця (АРМ), яке обладнано сучасним потужним комп'ютером. Ще на підстанції встановлюється панель керування - НМІ панель, яка дає змогу управляти комутаційним обладнанням без безпосереднього з ним контакту, що призводить до унеможливлення потрапляння під електричний струм.

В процесі виконання розділу з охорони праці були розглянуті можливі надзвичайні ситуації при експлуатації релейного захисту підстанції 110 кВ, техніка безпеки, а також, заходи для запобігання їх виникненню.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській дисертації згідно завдання було розроблено підстанцію трьох класів напруг 110/35/10 кВ. Також, проведений вибір та перевірка основного обладнання даної підстанції 110 кВ. Сторона ВН даної підстанції виконана за схемою «Два блока з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії електропередачі», на стороні СН - схема «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», а на стороні НН - схема «Одна одиночна, секціонована вимикачем, система шин». В ході розроблення магістерської дисертації розраховано струми короткого замикання, а також вибір та розрахунок уставок спрацювання пристроїв РЗА основного обладнання підстанції 110 кВ.

Основним захистом силового трансформатора відіграє диференційний захист, що виконаний на базі мікропроцесорного пристрою захисту фірми Siemens «SIPROTEC 4 7UT613». Резервним захистом було обрано МСЗ з блокуванням за напругою. Також, обрано захисти від перевантаження, від КЗ на землю, газовий захист, захист від перегріву та блокуванням РПН. В якості захисту лінії вирішено встановити комплектну шафу захистів лінії 110 кВ типу ШЗЛ -110, релейна частина захисту якої виконана на основі мікропроцесорного пристрою «SIPROTEC4 7SA522» фірми Siemens.

Також, в магістерській дисертації розглянуто основні функції та характеристики мікропроцесорного терміналу «SIPROTEC 4 7UT613». Даний пристрій захисту - багатофункціональний та відповідає всім міжнародним стандартам та вимогам до електроустановок.

В якості ідеї стартап-проекту було розглянуто ідею впровадження мікропроцесорного терміналу компанії Siemens «SIPROTEC 4 7UT613» в якості системи релейного захисту та автоматики. Було визначено техніко-економічні характеристики ідеї та порівняння з системами виконаними на традиційній елементній базі, на прикладі реле РНТ 565. Проаналізувавши, дана ідея виявилася конкурентоспроможною на ринку. Дана ідея впровадження захисту допоможе

уникнути додаткових витрат на ремонт пошкодженого обладнання, досить полегшує роботу обслуговуючого персоналу підстанції, дає змогу виконувати аналіз реєстру аварійних подій та обробки статистичних даних.

В останньому розділі магістерської дисертації, розділу з охорони праці, були розглянуті можливі надзвичайні ситуації при експлуатації релейного захисту підстанції 110 кВ, техніка безпеки, а також, заходи для запобігання їх виникненню.

Отже, запропоновані мікропроцесорні релейні захисти мають значні переваги, такі як: чутливість, надійність, швидкодія та зручність в управлінні, передача інформації по каналам зв'язку, тощо. Все вищеперераховане значно підвищує надійність роботи підстанції та електропостачання.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное пособие для вузов — 3-е изд., перераб. и доп./ Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. — М.: Энергия, 1978. — 456 с.
2. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. — 2-е изд., перераб./ Рожкова Л. Д., Козулин В. С. — М.: Энергия, 1980. — 600 с.
3. Розрахунок струмів КЗ: веб-сайт. URL: <http://zametkielectrika.ru/raschet-tokov-korotkogo-zamykaniya/>
4. Правила улаштування електроустановок. — Х.: «Національна енергетична компанія «Укренерго», 2017р. -617 с.
5. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства, 2020.
6. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей - СПб.: ПЭИПК, 2003. — 4-е изд., перераб. и доп. — 350 стр.,
7. SIPROTEC 4 7UT613 – 633 - 635 - Руководство по эксплуатации. Дифференциальная защита.
8. Розрахунок уставок резервних захистів триобмоткового трансформатора: веб-сайт. URL: https://raschet.info/view_post.php?id=115#4 (дата звернення: 05.11.2023).
9. Беркович М.А. Основы техники релейной защиты — М: Энергоатомиздат, 1984. — 6-е изд., перераб. и доп./ Беркович М.А., Молчанов В.В. — 297 стр.
10. Чернобров Н.В. Релейная защита / Чернобров Н.В., Семенов В. А. — Москва : Энергия, 1974. — 679 с.: підручник. URL:

http://ukrelektrik.com/load/relejnaja_zashhita_chernobrovov_n_v/1-1-0-18 (дата звернення: 15.11.2023).

11. ШЗЛ-110: веб-сайт. URL: <https://www.elec.ru/library/manuals/shkaf-tipa-shzl.html> (дата звернення: 16.11.2023).

12. SIPROTEC 4 7UT613 – Системное описание. Руководство по эксплуатации.

13. Алимов Ю. Н. Состояние и перспективы развития устройств релейной защиты и автоматики энергосистем / Ю. Н. Алимов, В. А. Сушко // Электротехника. - 1985. - № 8. - С.3-5.

14. Михайлов В.В. Микропроцессорные гибкие системы релейной защиты / В.В. Михайлов, Е.В. Кириевский, Е.М. Ульяницкий и др. - М.: Энергоатомиздат, 1988.- 240 с., ил. – Библиогр.: с. 238-240. – 5000 экз. - ISBN 5-283-01065-1.

15. Світильник світлодіодний офісний: веб-сайт. URL: <https://mylampa.com.ua/10042326> (дата звернення: 17.11.2023).

16. Про затвердження Норм безплатної видачі спеціального одягу, спеціального взуття та інших засобів. Наказ Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 13.10.2013.

17. Вентиляція виробничих приміщень: веб-сайт. URL: https://pidruchniki.com/1098120538945/bzhd/ventilyatsiya_virobnichih_primisch_en (дата звернення: 17.11.2023).

18. Електричний радіатор Smart: веб-сайт. URL: [https://bt.rozetka.com.ua/ ua/smart_tech_irad_5/p16046019/](https://bt.rozetka.com.ua/ua/smart_tech_irad_5/p16046019/) (дата звернення: 17.11.2023).

19. Вогнегасник порошковий: веб-сайт. URL: <https://bezpeka.zp.ua/uk/vognegasnik-poroshkoviy-vp-8-z> (дата звернення: 17.11.2023).

20. Система пожежної сигналізації: веб-сайт. URL: <https://bezpeka.zp.ua/uk/ppkp-tiras-16128-p> (дата звернення: 17.11.2023).

21. Система SCADA: веб-сайт.
URL: <https://uk.wikipedia.org/wiki/SCADA> (дата звернення: 15.11.2023).
22. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях» / Укл.: Л. Третькова, Л. Мітюк. Київ: НТУУ «КПІ ім. І. Сікорського», ІЕЕ, 2020.