

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

**Факультет електроенерготехніки та автоматики**

**Кафедра автоматизації енергосистем**

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_  
(підпис) О.І.Толочко  
(ініціали, прізвище)

“ 11 ” \_\_\_\_ 06 \_\_\_\_ 2020р.

**Дипломний проект**

на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності (спеціалізації) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Управління, захист та автоматизація енергосистем)

на тему: Захист приєднань 10 кВ підстанції 110/10 кВ

Виконала: студентка 3 курсу, групи ЕК-зп 71  
(шифр групи)

\_\_\_\_\_  
Камишева Олена Миколаївна  
(прізвище, ім'я, по батькові)

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Керівник \_\_\_\_\_  
старший викладач В.М. Хлистов  
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Консультант \_\_\_\_\_  
(назва розділу) \_\_\_\_\_  
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали)

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Рецензент \_\_\_\_\_  
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_  
(підпис)

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

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ – 2020 року

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

**Факультет електроенерготехніки та автоматики  
Кафедра автоматизації енергосистем**

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність (спеціалізація) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Управління, захист та автоматизація енергосистем)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри

О.І.Толочко  
(підпис) (ініціали, прізвище)  
«11» 06 2020

**ЗАВДАННЯ  
на дипломний проект студентці  
Камишевій Олені Миколаївні**

1. Тема проекту: Захист приєднань 10 кВ підстанції 110/10 кВ

Керівник проекту Хлистов Валерій Михайлович  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом по університету від «28» 04 2020р. №1050-с

2. Термін подання студентом проекту 11.06.2020

3. Вихідні дані по проекту Схема електричних з'єднань підстанції 110/10 кВ. Нормативні керівництва до вибору та розрахунку релейного захисту, керівництва до експлуатації МРЗС-05

4. Зміст пояснювальної записки Вибір обладнання, розрахунок уставок захистів введів та ліній 10 кВ, схемна реалізація захистів та технічні характеристики пристрою МРЗС-05

5. Перелік графічних матеріалів (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій, тощо) Схема підстанції 110/10 кВ, Схема релейного захисту лінії 10 кВ, Схема увімкнення МРЗС

6. Консультанти розділів проекту (роботи)\*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі

завдання 22.01.2020

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Схема з'єднань підстанції 110/10 кВ	01.02-24.02.2020	
2	Розрахунок струмів КЗ для вибору захистів ліній 10 кВ	25.02-08.03.2020	
5	Облік електроенергії на підстанції	09.03-15.03.2020	
7	Розрахунок уставок спрацювання захистів	23.03-15.04.2020	
10	Технічна характеристика пристроїв захисту	28.04-07.05.2020	
11	Алгоритми роботи захистів	08.05-16.05.2020	
12	Логічна селективність захистів	17.05-29.05.2020	

Студент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

О.М. Камишева  
(ініціали, прізвище)

Керівник проекту

\_\_\_\_\_  
(підпис)

В.М.Хлистов  
(ініціали, прізвище)

## Відомість дипломного проекту

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	141.7104.002.ДБ	Пояснювальна записка	68	
3	A1	141.7104.002.ТК1	Схема підстанції 110/10 кВ	1	
4	A1	141.7104.002.ТК2	Схема релейного захисту лінії 10 кВ	1	
5	A1	141.7104.002.ТК3	Схема увімкнення МРЗС	1	

					141.7104.002.ДБ									
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата										
Розробив	Камишева				Відомість дипломного проекту					Літера	Лист	Листів		
Перевірів	Хлистов											3	1	
										КПІ ім.Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-зп71				
Н. Контр.	Настенко													
Затверд.	Толочко													

**Пояснювальна записка  
до дипломного проекту**

на тему: Захист приєднань 10 кВ підстанції 110/10кВ

---

---

Київ-2020 року

## РЕФЕРАТ

Дипломний проект виконаний на 68 аркушах та містить 20 рисунків, 7 таблиць, 3 листи графічної частини та 11 літературних посилань.

**Актуальність теми** – Релейний захист відіграє важливу роль в надійності електропостачання споживачів, без релейного захисту робота енергосистем неможлива

**Мета дослідження** – Вибір засобів захисту та розрахунок уставок спрацювання лінії 10 кВ

**Об'єкт дослідження** – Двотрансформаторна підстанція напругою 110/10 кВ.

**Предмет дослідження** – релейний захист ліній та введів підстанції 110/10 кВ

**Результати роботи** - Вибрані засоби захисту та розраховані уставки спрацювання.

**Ключові слова** – РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, МАКСИМАЛЬНИЙ СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, УСТАВКИ, МРЗС .

					141.7104.002.ДБ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		5

## ABSTRACT

The diploma project is made on 68 sheets and contains 20 figures, 7 tables, 3 letters of the graphic part and 11 literary references.

**Relevance of the topic** - Relay protection plays an important role in the reliability of electricity supply to consumers, without relay protection the operation of power systems is impossible

**The purpose of the study** - The choice of means of protection and calculation of the settings of the 10 kV line

**The object of research** - is a 110/10 kV two-transformer substation.

**The subject of research** - relay protection of lines and inputs of 110/10 kV substation

**The results** - selected remedies and calculated setpoint operation.

**Keywords** - RELAY PROTECTION, MAXIMUM CURRENT PROTECTION, SHORT CIRCUIT, SETPOINT, MRSA.

					141.7104.002.ДБ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		6

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ.....	4
ВСТУП.....	5
1. ПЕРВИННА СХЕМА З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ..	6
1.1. Технічна характеристика схеми та її основних елементів (трансформатори, лінії, вимикачі, трансформатори струму і т.д.). Вибір потужностей трансформатора.....	6
1.2. Розрахунок струмів КЗ для вибору захисту лінії 10 Кв.....	12
1.3. Вибір та перевірка трансформаторів струму для релейного захисту.....	31
1.4. Облік електроенергії на підстанції.....	37
Висновки.....	41
2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ВВОДУ ТА ЛІНІЙ 10 КВ.....	42
2.1. Пошкодження та ненормальні режими ліній 10 кВ.....	42
2.2. Призначення, вимоги та види захистів.....	46
2.3. Розрахунок уставок спрацювання захистів.....	49
2.4. Вибір пристроїв захисту. Схема розміщення захистів.....	50
Висновки.....	52
3. ЦИФРОВИЙ ЗАХИСТ ЛІНІЙ 10 КВ.....	53
3.1. Технічна характеристика пристроїв захисту МРЗС-05.....	53
3.2. Алгоритми роботи захистів.....	55
3.3. Логічна селективність захистів.....	58
3.4. Контроль справності ланцюгів трансформатора струму та трансформатора напруги.....	60
Висновки.....	62
ВИСНОВКИ.....	63
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	64



## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АСКОЕ – автоматизована система контролю та обліку електроенергії

АТС – автоматична телефонна мережа

ДФЗ – диференційно-фазний захист

ЕРС- електрорушійна сил

КТК – крива граничної кратності

КЗ – коротке замикання

КН – крива намагнічування

ЛЕП – лінія електропередачі

МСЗ- максимальний струмовий захист

ПДСЗ – поперечний диференційно спрямований захист

РЗ – релейний захист

РП – розподільчі пристрої

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

					141.7104.002.ДБ	Лист
						8
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВСТУП

Релейний захист (РЗ) – це найважливіший вид електричної автоматики, який необхідний нам для забезпечення безперебійної роботи енергосистеми, запобіганню ушкодження силового обладнання, або мінімізації наслідків при пошкодженнях.

Релейний захист пов'язаний з іншими видами електричної автоматики, які дозволяють зберігати безперебійну роботу енергосистеми і електропостачання споживачів.

На даний момент галузь релейного захисту активно розвивається і розширюється, вже зараз використовується мікропроцесорна апаратура та комп'ютерні програми не лише для захисту, але і для комплексного управління обладнанням і системою в цілому.

В дипломному проекті розглянуто основні види релейного захисту, основні пристрої цифрового захисту та алгоритми роботи цифрових захистів.

					141.7104.002.ДБ	Лист
						9
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

# 1 ПЕРВИННА СХЕМА З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЙ 110/10 КВ

## 1.1 Технічна характеристика схеми та її основних елементів (трансформатори, лінії, вимикачі, трансформатори струму і т.д.). Вибір потужностей трансформатора

В сучасних умовах для забезпечення надійності і економічності електропостачання споживачам необхідна спільна робота великої кількості електростанцій, підстанцій та електричних мереж різних напруг, які їх пов'язують. Однак при цьому електричні схеми станцій і підстанцій повинні забезпечувати з'єднання їх окремих елементів достатньо просто, надійно та зручно.

В умовах експлуатації підстанцій виникає необхідність змінення схеми при виводі обладнання в ремонт, ліквідації аварій. Щоб можна було виробляти ці зміни електричних схем, їх елементи - трансформатори, шини розподільчих пристроїв (РП), повітряні та кабельні лінії - з'єднують один з одним за допомогою комутаційних апаратів.

Головною схемою електричних з'єднань або схемою первинної комутації називається схема електричних з'єднань основного електрообладнання, до якого відносяться трансформатори силові і вимірювальні, реактори, комутаційні апарати та провідники, які їх з'єднують. Для головних схем підстанцій визначальними факторами є місце розташування підстанції в енергосистемі та її призначення, потужність, що перероблялася на підстанції і проходить через неї транзитом, кількість і потужність трансформаторів і ліній, що відходять, рівні їх напруг, категорії споживачів, які живляться по цих лініях.

					141.7104.002.ДБ			
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата				
Розробив	Камишева				Первинна схема з'єднань підстанцій 110/10 кВ	Літера	Лист	Листів
Перевірів	Хлистов						10	36
Н. Контр.	Настенко					КПП ім.Ігоря Сікорського ФЕА, гр ЕК-зн71		
Затверд.	Толочко							

За способом накреслення головні схеми підстанцій підрозділяються на багатолінійні, на яких показуються всі фази електроустановки та нульовий провід, і однолінійні, на яких зображується тільки одна фаза, інші через їх аналогічність не показуються. Графічне зображення однолінійних схем значно простіше, підвищується їх наочність та запам'ятовуваність таких схем. Однолінійні схеми складають для всієї електроустановки, ті ділянки, схеми, де за фазами є відмінності мають багатолінійні зображення.

Вибрана схема при виконанні електроустановки повинна забезпечувати ряд умов:

- забезпечувати надійність електропостачання споживачів;
- здійснювати експлуатацію з мінімальними витратами коштів і витратою матеріалів;
- забезпечувати безпеку та зручність обслуговування;
- виключати можливість помилкових операцій персоналом в процесі термінових перемикачів.

Виконання останньої умови ускладнюється при дуже складній схемі електроустановки, проте значне спрощення схеми може викликати труднощі для виконання першої умови щодо надійності електропостачання. Залізничні споживачі в основному відносяться до першої та другої категорій і для їх живлення частіше використовують трансформаторні підстанції з двома трансформаторами, один з яких може бути резервним.

Для електропостачання споживачів третьої категорії застосовують схеми одностансформаторних підстанцій. (представлена на рисунку 1.1)

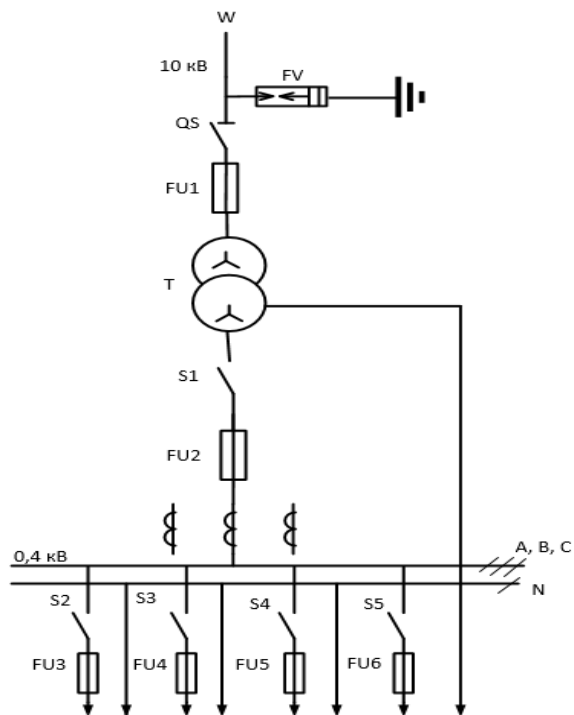


Рисунок 1.1- Схема одотрансформаторної підстанції з первинною напругою 10кВ.

Однолінійна схема двохтрансформаторної підстанції з первинною напругою 110 кВ представлена на рисунку 1.2.

Електроенергія подається на підстанцію по двом вводам W2 та W3 від районної або тягової підстанції і надходить на одинарну, секціоновану вимикачем Qs систему збірних шин РП-110кВ. На кожному вводі встановлені багатооб'ємні масляні вимикачі q2 і q1 типу С-35М-630 з вбудованими трансформаторами струму ТА4н ТА6 типу ТВ-110. Для підключення лічильників грошового розрахунку застосовуються трансформатори струму ТА3 і ТА5 (комплект з двох трансформаторів має один номер) типу ТФЗМ-110А. До ліній W2 і W вимикачі Q2 і Q підключаються лінійними роз'єднувачами з двома заземлюючими ножами QS2 і QS3 типу РНДз 2-110 (РДЕ-2-110), а до секцій шин - шинними роз'єднувачами QS6 і QS1 типу РНДЕ-1-110 (РДЗ-1-110). Секційний вимикач Q5 підключається до секцій шин за допомогою секційних роз'єднувачів QS9 і QS типу РНДз 1-110 (РДЗ-1-110). Роз'єднувачі з двох сторін

					141.7104.002.ДБ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		12

вимикача введення або секційного дозволяють забезпечити безпеку проведення ремонтних робіт на вимикачах і трансформаторах струму.

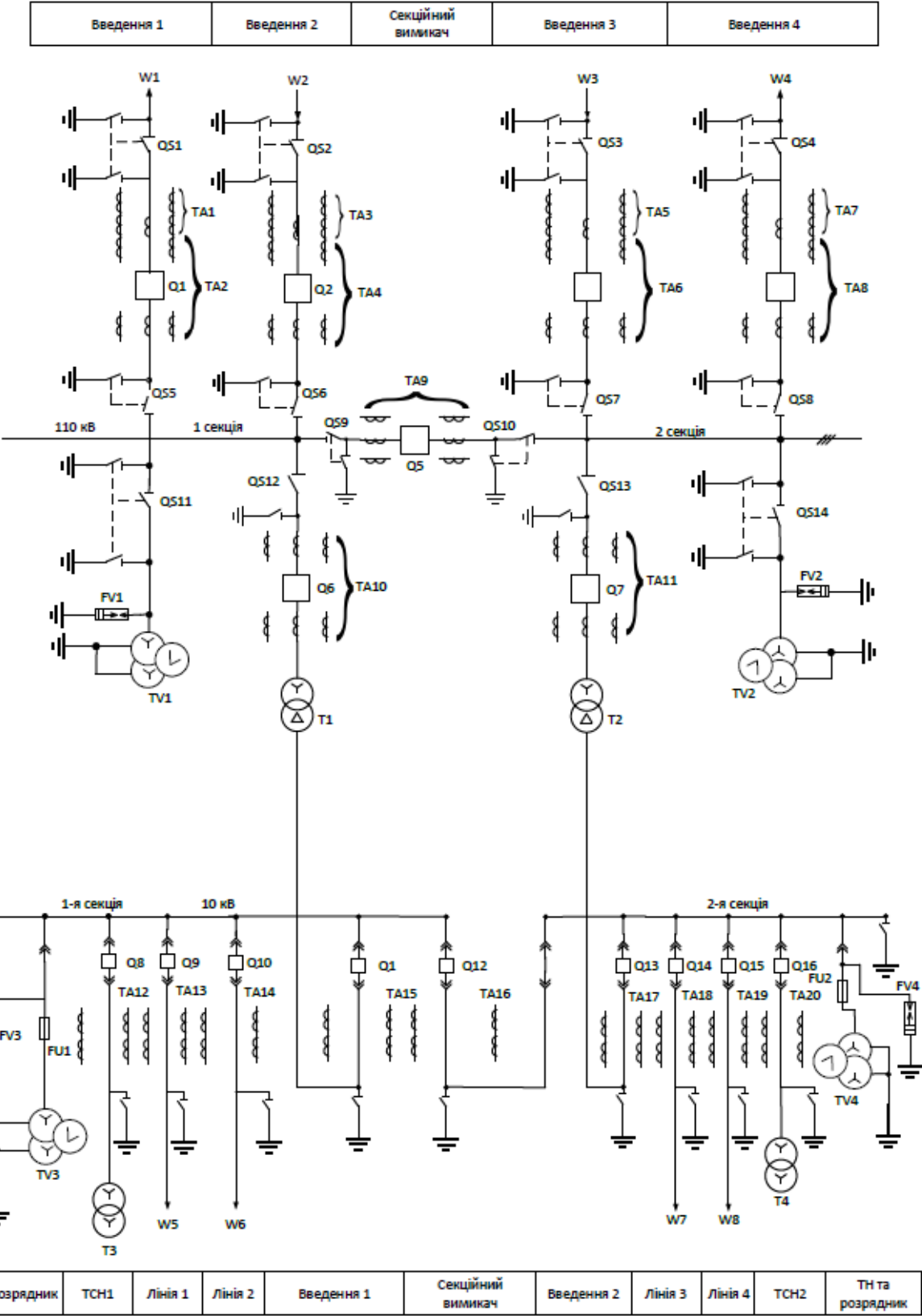


Рисунок 1.2- Однолінійна схема двотрансформаторної підстанції з первинною напругою 110 кВ

В окремих випадках від РУ-110 кВ отримують живлення суміжні підстанції по лініях Wx і W4. Електроенергія надходить на шини по вводах Wr і W і частина її транзитом без переробки передається іншим підстанціям. На лініях W і W4 встановлено таке ж обладнання як і на W2 W'. До кожної секції РУ-110 кВ підключається понижуючий трансформатор Г і Т2 через вимикач Q6 і Q1 з вбудованими трансформаторами струму ГЛ0 і Таи та роз'єднувач QSn і QSi3 з одним заземлюючим ножем, що дозволяє відокремити вимикач від секції при ремонті.

Трансформатори напруги TVInTV2 типу ЗНОМ-1110 приєднуються до секцій шин через роз'єднувачі QS і QSW, які мають заземлювальні ножі для заземлення TV і FV при ремонті і ножі для заземлення секцій шин.

Понижуючі трансформатори Г і Т2 можуть працювати паралельно на шини РУ-10 кВ, окремо (відключений секційний вимикач Q12) або по черзі (один в роботі, другий в резерві) з можливістю автоматичного включення резервного (АВР) трансформатора.

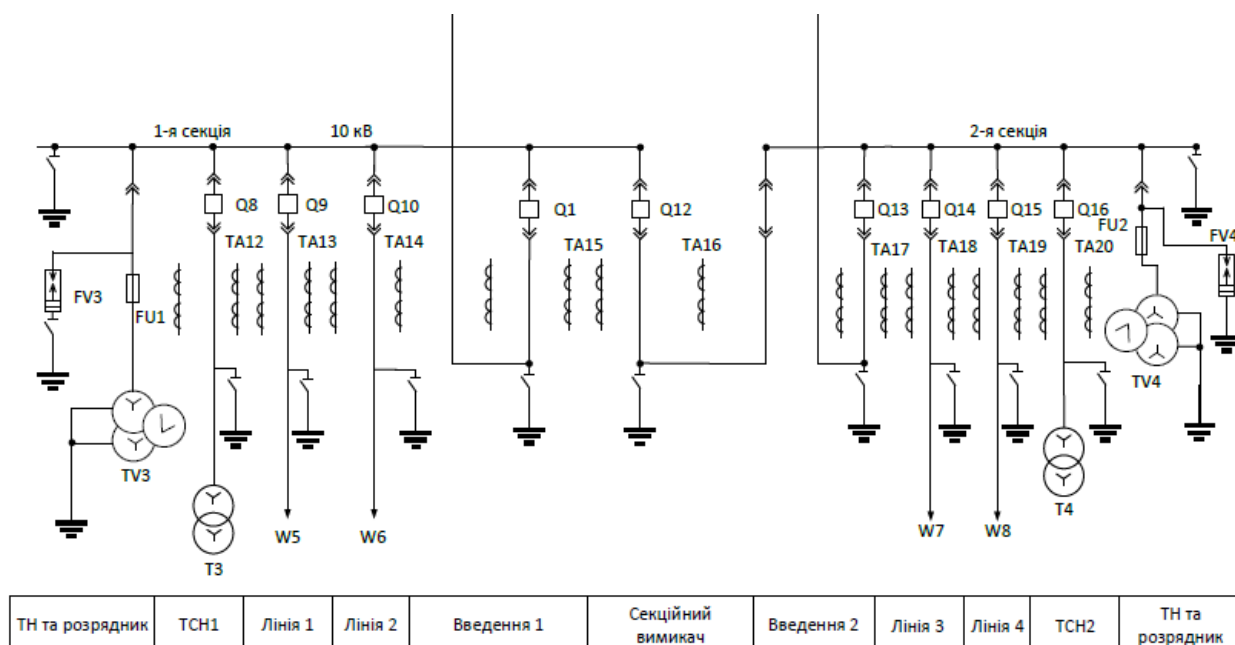


Рисунок 1.3- Схема двотрансформаторної підстанції з первинною напругою 110кВ

Схема РУ-10 кВ передбачає використання одинарного секціонованого вимикача збірних шин. Розміщують обладнання РУ в закритих приміщеннях або в шафах зовнішньої установки. В обох випадках використовують комплектні пристрої, що складаються з шаф або камер, в яких розміщуються вимикачі і трансформатори струму. На рисунку 1.3 приведена схема РУ-10 кВ з вимикачами Qs-Qw, встановленими на викатних візках, що дозволяє обходитися без роз'єднувачів. На кожному приєднанні РУ використовуються стаціонарні заземлюючі ножі, що забезпечують безпеку ведення робіт всередині шаф. Від шин 10 кВ відходять чотири лінії, що живлять споживачів. Споживачі першої категорії для надійного електропостачання отримують живлення по двох лініях, що відходять від різних секцій шин. При відключенні або пошкодженні однієї лінії або однієї секції споживач буде отримувати енергію по іншій лінії від другої секції. Одиночна лінія може бути використана для живлення споживачів другої або третьої категорії. Живлення споживачів першої категорії по такій одиночній лінії можливо, якщо є резервне живлення від іншого джерела живлення. Для живлення споживачів власних потреб: релейного захисту, автоматики, телемеханіки, ланцюгів управління і сигналізації, освітлення та електричного опалення, підігріву обладнання в зимовий час, освітлення, а також проведення ремонтних робіт передбачена установка двох трансформаторів власних потреб (ТСН) ГЗ і Г4 потужністю 63-160 кВ А. ТСН приєднується до шин через вимикачі Q. Трансформатори струму ТАХ2 і ТАп використовуються для підключення релейних захистів. Облік енергії, що витрачається на власні потреби підстанції, ведеться з боку вторинної напруги ТСН.

До секцій шин РУ-10 кВ приєднуються трансформатори напруги Т V3 і Т К4 типу НТМІ-10, що захищаються запобіжниками FUxhF U2 типу ПКТ-10 і розрядники FV3hFVa типу РВП-10, що захищають ізоляцію РУ-10 кВ від перенапруг. Трансформатор напруги і розрядник однієї секції розміщуються на загальному викатному візку. Секціонування шин виконується за допомогою двох шаф: в одній встановлений секційний вимикач QI2 з трансформаторами струму ТАХ6; в іншій - висувний елемент Т, що виконує роль роз'єднувача.

					141.7104.002.ДБ	Лист
						15
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



При використанні понижуючих трансформаторів потужністю до 4000 кВ-А і порівняно невеликої потужності КЗ при напрузі 35 кВ і рідше 110 кВ знаходять застосування схеми з вихлопними запобіжниками типу ПВТ.

## 1.2 Розрахунок струмів КЗ для вибору захисту лінії 10 кВ

Струми короткого замикання (КЗ) необхідні для вибору електрообладнання, розрахунку та перевірки дії релейного захисту.

Розрахунок струмів КЗ починається з вибору розрахункової схеми, на якій вказуються марки проводів і їх перетин, довжини ділянок ліній електропередачі, силові трансформатори і їх потужність, потужність короткого замикання на шинах 10 кВ живильної підстанції. На розрахункову схему наносяться точки КЗ:

За вихідною схемою складається схема заміщення, на якій показуються індуктивні і активні опори основних елементів електропередачі: системи, ліній, трансформаторів. На схемі розставляються точки КЗ, наносяться позначення опорів (в чисельнику) і їх числові значення (в знаменнику) приведені до базисних умов.

Для приведення опорів до базисних умов в простих розподільних мережах, найчастіше застосовується система іменованих одиниць, в якій всі опори приводяться до базисної напруги  $U_6$ . За базисну напругу приймається середня номінальна напруга од. приймемо  $U_6 = 10 \text{ кВ}$ .

Визначимо опір системи:

$$X_{CB} = \frac{U_B^2}{S_K^{(3)}} = \frac{10500^2}{110000000} = 1 \text{ Ом}$$

Опір ділянок лінії,  $U_B = 10.5 \text{ кВ}$ ,  $U_{c.ном} = 10.5 \text{ кВ}$

$$R_{0-1} = r_0 \cdot L \cdot \left(\frac{U_B}{U_{c.ном}}\right)^2 = 0.314 \cdot 4 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 1.256 \text{ Ом}$$

$$X_{0-1} = x_0 \cdot L \cdot \left(\frac{U_B}{U_{c.ном}}\right)^2 = 0.357 \cdot 4 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 1.428 \text{ Ом}$$

					141.7104.002.ДБ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		16

$$R_{1-2} = 0.314 \cdot 0,8 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 0,25 \text{ Ом}$$

$$X_{1-2} = 0.357 \cdot 0,8 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 0,286 \text{ Ом}$$

$$R_{2-4} = 0.42 \cdot 0,8 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 0,336 \text{ Ом}$$

$$X_{2-4} = 0.366 \cdot 0,8 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 0,293 \text{ Ом}$$

$$R_{4-7} = 0.42 \cdot 2 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 0,84 \text{ Ом}$$

$$X_{4-7} = 0,366 \cdot 2 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 0,732 \text{ Ом}$$

$$R_{7-10} = 0.42 \cdot 0,8 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 0,336 \text{ Ом}$$

$$X_{7-10} = 0,366 \cdot 0,8 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 0,293 \text{ Ом}$$

$$R_{10-11} = 0.314 \cdot 0,8 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 0,25 \text{ Ом}$$

$$X_{10-11} = 0,357 \cdot 0,8 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 0,286 \text{ Ом}$$

$$R_{11-12} = 0.314 \cdot 4 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 1,256 \text{ Ом}$$

$$X_{11-12} = 0,357 \cdot 4 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 1,428 \text{ Ом}$$

$$R_{4-6} = 0.592 \cdot 0,5 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 0,296 \text{ Ом}$$

$$X_{4-6} = 0,380 \cdot 0,5 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 0,19 \text{ Ом}$$

$$R_{8-9} = R_{8-7} = 0.592 \cdot 0,8 \cdot \left(\frac{10.5}{10.5}\right)^2 = 0,474 \text{ Ом}$$

					141.7104.002.ДБ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		17

$$X_{8-9} = 0,380 \cdot 0,8 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,3 \text{ Ом}$$

Результуючий опір до точки КЗ:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2)} = \sqrt{2,138^2 + 3,197^2} = 3,85 \text{ Ом}$$

Струми трифазного КЗ в точці КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)} = 0,87 \cdot 1575 = 1370 \text{ А}$$

Ударні струми в точці КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,02 \cdot 1033 = 1490 \text{ А}$$

де  $K_y$  – ударний коефіцієнт, визначається по формулі:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-3,14 \cdot R_y}{X_{\Sigma}}} = 1 + e^{\frac{-3,14 \cdot 2,138}{3,197}} = 1,02$$

Потужність КЗ в точці КЗ:

$$S_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{с.ном}} \cdot I_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10500 \cdot 1033 = 21,6 \text{ МВА}$$

Інші розрахунки виробляємо аналогічно, дані розрахунків зводимо в таблицях 1.1-1.4.

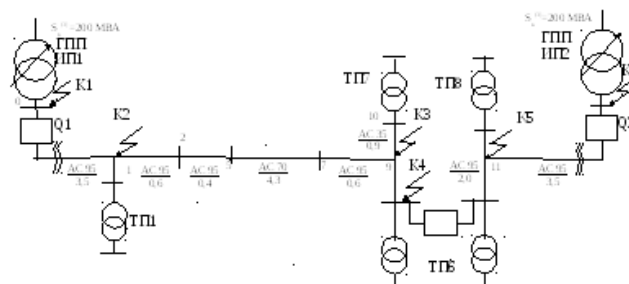


Рисунок 1.4- Схема заміщення для розрахунків струмів КЗ в НР при живленні від ГЖ1

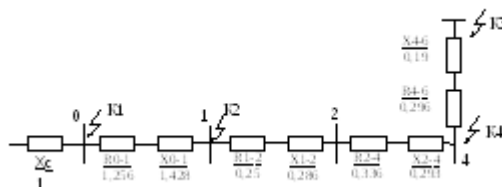


Рисунок 1.5- Схема заміщення для розрахунків струмів КЗ в НР при живленні від ІЖ2

Таблиця 1.1- Розрахунок струмів короткого замикання в нормальному режимі від ІЖ1

Точки КЗ	Напруга кВ	Опір Ом			$K_y$	Точки КЗ,кА				$S_k^{(3)}$ мВА
		R	X	Z		$I_k^{(3)}$	$I_k^{(2)}$	$I_k^{(1)}$	$I_y$	
K1	10,5	0	1	1	1.04	6.06	5.27	-	8.92	110
K2	10,5	1.256	2.428	2.73	1.16	2.22	1.93	-	3.64	40
K4	10,5	1.842	3	3.5	1.19	1.7	1.48	-	2.86	30
K3	10,5	2.138	3.197	3.85	1.19	1.6	1.4	-	2.69	29

Таблиця 1.2- Розрахунок струмів короткого замикання в нормальному режимі від ІЖ2

Точки КЗ	Напруга кВ	Опір Ом			$K_y$	Точки КЗ,кА				$S_k^{(3)}$ мВА
		R	X	Z		$I_k^{(3)}$	$I_k^{(2)}$	$I_k^{(1)}$	$I_y$	
K6	10,5	0	1	1	1.04	6.06	5.27	-	8.92	110
K5	10,5	1.256	2.428	2.73	1.16	2.22	1.93	-	3.64	40
K4	10,5	2.32	3.31	4.04	1.11	1.5	1.3	-	2.35	27
K3	10,5	2.79	3.61	4.6	1.08	1.32	1.14	-	2.02	24

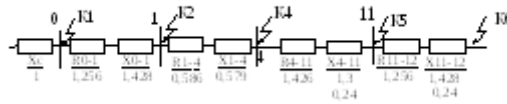


Рисунок 1.6- Схема заміщення для розрахунків струму КЗ в АР при живленні від ІЖ1

Таблиця 1.3- Розрахунок струмів короткого замикання в АР при живленні від ІЖ1

Точки КЗ	Напруга кВ	Опір Ом			$K_y$	Точки КЗ,кА				$S_K^{(3)}$ мВА
		R	X	Z		$I_K^{(3)}$	$I_K^{(2)}$	$I_K^{(1)}$	$I_y$	
K1	10,5	0	1	1	1.04	6.06	5.27	-	8.92	110
K2	10,5	1.256	2.428	2.73	1.16	2.22	1.93	-	3.64	40
K4	10,5	1.842	3	3.5	1.19	1.7	1.48	-	2.86	30
K3	10,5	2.138	3.197	3.85	1.19	1.6	1.4	-	2.69	29
K5	10,5	3,268	4,3	5,4	1.23	1,12	0,98	-	1,95	20
K6	10,5	4,524	5,728	7,3	1.26	0,83	0,72	-	1,5	15

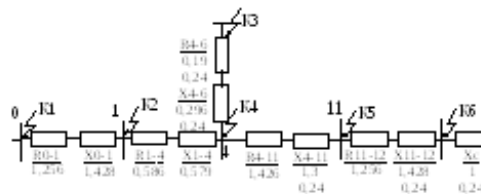


Рисунок 1.7- Схема заміщення для розрахунків струму КЗ в АР при живленні від ІЖ2

Таблиця 1.4 - Розрахунок струмів короткого замикання в АР при живленні від ІЖ2

Точки КЗ	Напруга кВ	Опір Ом			$K_y$	Точки КЗ,кА				$S_k^{(3)}$ мВА
		R	X	Z		$I_k^{(3)}$	$I_k^{(2)}$	$I_k^{(1)}$	$I_y$	
K6	10,5	0	1	1	1.04	6.06	5.27	-	8.92	110
K5	10,5	1.256	2.428	2.73	1.16	2.22	1.93	-	3.64	40
K4	10,5	2,682	3,739	4,6	1.2	1.6	1.39	-	2.72	29
K3	10,5	2.978	3.93	4,9	1.21	1.24	1.08	-	2.12	23
K2	10,5	3,268	4,318	5,4	1.23	1,12	0,97	-	1,95	20
K1	10,5	4,524	5,728	7,3	1.26	0,83	0,72	-	1,5	15

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) необхідний для вибору апаратури і перевірки елементів електроустановок (шин, ізоляторів, кабелів і т.д.). На електродинамічну і термічну стійкість, а також уставок спрацьовування захистів і перевірки їх на чутливість спрацьовування. Розрахунковим видом КЗ для вибору або перевірки параметрів електрообладнання зазвичай вважають трифазне КЗ. Однак для вибору і перевірки уставок релейного захисту та автоматики потрібно визначення і несиметричних струмів КЗ.

Розрахунок струмів КЗ з урахуванням дійсних характеристик і дійсних режимів роботи усіх елементів системи електропостачання складний. Тому для вирішення більшості практичних завдань вводять допущення, які не дають суттєвих похибок:

- трифазна мережа приймається симетричною;
- не враховуються струми навантаження;
- не враховуються ємності, а отже, і ємнісні струми у повітряній та кабельній мережах;
- не враховується насичення магнітних систем, що дозволяє вважати постійними і не залежать від струму індуктивні опори всіх елементів короткозамкненого ланцюга;

- не враховуються струми намагнічування трансформаторів.

Залежно від призначення розрахунку струмів КЗ вибирають розрахункову схему мережі, визначають вид КЗ, місце розташування точок КЗ на схемі і опору елементів схеми заміщення. Розрахунок струмів КЗ у мережах напругою до 1000 В і вище має ряд особливостей, які розглядаються нижче.

При визначенні струмів КЗ використовують, як правило, один з двох методів: метод іменованих одиниць – в цьому випадку параметри схеми виражають в іменованих одиницях (омах, амперах, вольтах і т.д.); метод відносних одиниць – в цьому випадку параметри схеми виражають в частках або відсотках від величини, прийнятої в якості основної (базисної).

Метод іменованих одиниць застосовують при розрахунках струмів КЗ порівняно простих електричних схем з невеликим числом ступенів трансформації.

Метод відносних одиниць використовують при розрахунку струмів КЗ в складних електричних мережах з декількома ступенями трансформації, приєднаних до районних енергосистем.

Якщо розрахунок виконують в іменованих одиницях, то для визначення струмів КЗ необхідно привести всі електричні величини до напруги ступені, на якій має місце КЗ.

При розрахунку у відносних одиницях, всі величини порівнюють з базисними, в якості яких беруть базисну потужність одного трансформатора ГПП або умовну одиницю потужності, наприклад 100 або 1000 МВА.

В якості базисної напруги приймають середню напругу тієї ступені, на якій відбулося КЗ ( $U_{\text{ср}} = 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230 \text{ кВ}$ ). Опір елементів системи електропостачання призводить до базисних умов відповідно до таблиці 1.5.:

					141.7104.002.ДБ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		22

Таблиця 1.5- Середні питомі значення індуктивних опорів повітряних і кабельних ліній електропередачі

Лінія електропередачі	
Одноланцюгова повітряна лінія, кВ:	
6-220	0,4
220-330 (при розщепленні на два дроти в фазі)	0,325
400-500 (при розщепленні на три дроти в фазі)	0,307
750 (при розщепленні на чотири проводи в фазі)	0,28
Трижильний кабель, кВ	
6-10	0,08
35	0,12
Одножильний масло наповнений кабель 110-220 кВ	0,16

Розрахунок струмів КЗ починають зі складання розрахункової схеми електроустановки. На розрахунковій схемі вказуються всі параметри, що впливають на величину струму КЗ (потужності джерел живлення, середньо номінальні значення ступенів напруги, паспортні дані електрообладнання) і розрахункові точки, в яких необхідно визначити струми КЗ. Як правило, це збірні шини ЦПП, РУ, РП або початок живильних ліній. Точки КЗ нумерують в порядку їх розгляду, починаючи з вищих ступенів.

По розрахунковій схемі складається електрична схема заміщення. Схемою заміщення називається схема, яка відповідає по своїм параметрам розрахунковій схемі, в якій всі електромагнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними. На рисунку 1.8 наведено приклад розрахункової схеми, а на рисунку 1.9 – відповідна йому схема заміщення.

При складанні схеми заміщення для електроустановок понад 1000 В враховують індуктивні опори електричних машин, силових трансформаторів і



автотрансформаторів, реакторів, повітряних і кабельних ліній. Середні питомі значення індуктивних опорів повітряних і кабельних ліній електропередачі наведені в таблиці 2.2. Активні опори враховують лише для повітряних ліній з проводами невеликого перерізу і зі сталевими проводами, а також для протяжних кабельних ліній з невеликим перетином.

Активний опір трансформаторів враховують у випадку, коли середня номінальна напруга ступені, де знаходиться точка короткого замикання,  $U_{\text{ср}} \leq 500 \text{ В}$  і потужність трансформатора  $S_{\text{ном}} < 1000 \text{ кВА}$  або живильна і відхідна лінії виконані із сталевих дротів.

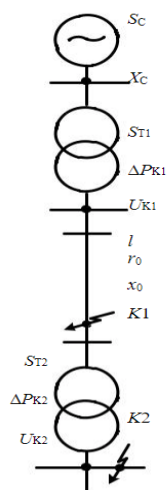


Рисунок 1.8- Розрахункова схема

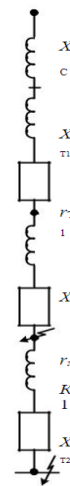


Рисунок 1.9- Схема заміщення

Після складання схеми заміщення необхідно визначити її параметри. Параметри схеми заміщення визначаються в залежності від обраного методу розрахунку струмів КЗ в іменованих або відносних одиницях. Формули для визначення параметрів схеми заміщення наведені в таблиці 1.6.

Далі схему заміщення шляхом поступового перетворення (послідовне і паралельне складання, перетворення трикутника в зірку і ін.) призводять до найпростішого виду так, щоб джерело живлення було пов'язано з точкою КЗ одним результуючим опором. Перетворення схеми заміщення виробляють для кожної точки КЗ окремо.

Таблиця 1.6-Розрахункові вирази для визначення наведених значень опорів

Елемент Електроустановки	Початковий параметр	Іменовані одиниці, ОМ	Відносні одиниці в.о.
1	2	3	4
Генератор (G)	$x_{d, \text{НОМ}}'';$ $S_{\text{НОМ}G}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$x_{\text{Г}} = x_{\text{Г,НОМ}}'' \cdot \frac{U_{\text{Г}}^2}{S_{\text{НОМ}G}}$	$x_{*\text{Г}}$ $= x_{d, \text{НОМ}}'' \cdot \frac{S_{\text{Г}}}{S_{\text{НОМ}G}}$
	$x_d'', \%$ $S_{\text{НОМ}G}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$x_{\text{Г}} = \frac{x_d'' \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{Г}}^2}{S_{\text{НОМ}G}}$	$x_{*\text{Г}} = \frac{x_d'' \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{Г}}}{S_{\text{НОМ}G}}$
Енергосистема (С)	$S_K, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$x_{\text{Г}} = \frac{U_{\text{Г}}^2}{S_K}$	$x_{*\text{Г}} = \frac{S_{\text{Г}}}{S_K}$
	$I_{\text{Відкл.НОМ}}, \text{кА}$	$x_{\text{Г}}$ $= \frac{U_{\text{Г}}^2}{\sqrt{3} I_{\text{Відкл.НОМ}} U_{\text{сер}}}$	$x_{*\text{Г}}$ $= \frac{S_{\text{Г}}}{\sqrt{3} I_{\text{Відкл.НОМ}} U_{\text{сер}}}$
	$x_{*\text{НОМ}C};$ $S_{\text{НОМ}C}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$x_{\text{Г}}$ $= x_{*\text{НОМ}C} \cdot \frac{U_{\text{Г}}^2}{S_{\text{НОМ}C}}$	$x_{*\text{Г}}$ $= x_{*\text{НОМ}C} \cdot \frac{S_{\text{Г}}}{S_{\text{НОМ}C}}$
Трансформатор (Т)	$U_K, \%$ $S_{\text{НОМ.Т}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$x_{\text{Г}} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{Г}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}}$	$x_{*\text{Г}} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{Г}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}$

Продовження таблиці 1.6

Автотрансформатори три обмотковий трансформатор (Т) (схема заміщення – зірка)	$U_{к,В-С}, \%$ ; $U_{к,В-Н}, \%$ ; $U_{к,С-Н}, \%$ ; $S_{ном}, МВ \cdot А$	$x_{6В} =$ $\frac{1}{200} (U_{к,В-С} +$ $U_{к,В-Н} -$ $U_{к,С-Н}) \frac{U_6^2}{S_{ном.Т}};$ $x_{6С} =$ $\frac{1}{200} (U_{к,В-С} +$ $U_{к,В-Н} -$ $U_{к,С-Н}) \frac{U_6^2}{S_{ном.Т}};$ $x_{6Н} =$ $\frac{1}{200} (U_{к,В-С} +$ $U_{к,В-Н} -$ $U_{к,С-Н}) \frac{U_6^2}{S_{ном.Т}};$	$x_{*6В} =$ $\frac{1}{200} (U_{к,В-С} +$ $U_{к,В-Н} -$ $U_{к,С-Н}) \frac{S_6}{S_{ном.Т}};$ $x_{*6С} =$ $\frac{1}{200} (U_{к,В-С} +$ $U_{к,В-Н} -$ $U_{к,С-Н}) \frac{S_6}{S_{ном.Т}};$ $x_{*6Н} =$ $\frac{1}{200} (U_{к,В-С} +$ $U_{к,В-Н} -$ $U_{к,С-Н}) \frac{S_6}{S_{ном.Т}};$
Трансформатор з розщепленою обмоткою нижчої напруги	$U_{к,В-Н}, \%$ ; $S_{ном.Т}, МВ \cdot А$	$x_{6В} = (\frac{U_{к,В-Н}}{100} -$ $0,5 \frac{U_{к,Н1-Н2}}{100}) \frac{U_6^2}{S_{ном.Т}};$ $x_{61} = x_{62} =$ $\frac{2U_{к,В-Н}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{ном.Т}};$	$x_{*6В} = (\frac{U_{к,В-Н}}{100} -$ $0,5 \frac{U_{к,Н1-Н2}}{100}) \frac{S_6}{S_{ном.Т}};$ $x_{*61} = x_{*62} =$ $\frac{2U_{к,В-Н}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.Т}};$
Синхронні і асинхронні електродвигуни, компенсатори (М)	$x_d'';$ $S_{ном.М}, МВ \cdot А$	$x_6 = x_d'' \cdot \frac{U_6^2}{S_{номМ}}$	$x_{*6} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{номМ}}$

Реактор (LR)	$x_{\text{номLR}}, \text{Ом}$	$x_{\text{б}} = x_{\text{номLR}} \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{U_{\text{сер}}^2}$	$x_{*\text{б}} = x_{\text{номLR}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{сер}}^2}$
Лінія електропередачі (W)	$x_{\text{уд}}, \text{Ом/км}$ $l, \text{км}$	$x_{\text{б}} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{U_{\text{сер}}^2}$	$x_{*\text{б}} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{сер}}^2}$

Примітка:  $S_{\text{ном}}$  – номінальні потужності елементів (генератора, трансформатора, енергосистеми), МВ · А;  $S_{\text{б}}$  – базисна потужність, МВ · А;  $S_{\text{к}}$  – потужність КЗ енергосистеми, МВ · А;  $I_{\text{відкл.ном}}$  – номінальний струм відключення вимикача, кА;  $x_{\text{ном.С}}^*$  – відносний номінальний опір енергосистеми;  $I_{\text{к}}\%$  – напруга КЗ трансформатора;  $I_{\text{б}}$  – базисний струм, кА;  $U_{\text{сер}}$  – середня напруга в місці установки даного елемента, кВ;  $x_{\text{уд}}$  – індуктивний опір лінії на 1 км довжини, Ом/км;  $l$  – довжина лінії, км.

Знаючи результуючий опір до точки КЗ, за законом Ома визначають струми КЗ.

При розрахунку в іменованих одиницях:

$$I_{\text{кб}} = \frac{U_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{рез}}},$$

де  $I_{\text{кб}}$  – струм КЗ, приведений до базисної ступені напруги;  $U_{\text{б}}$  – напруга базисної ступені напруги;  $Z_{\text{рез}}$  – повний опір (якщо враховуються індуктивні та активні опори) від джерела живлення до точки КЗ.

Якщо напруга ступені КЗ відрізняється від напруги, прийнятої при розрахунку за базисну напругу, отриманий струм КЗ необхідно привести до реальної напруги ступені КЗ по виразу:

$$I_{\text{к}} = I_{\text{кб}} \frac{U_{\text{б}}}{U_{\text{сер}}},$$

де  $U_{\text{сер}}$  – напруга ступені КЗ.

При розрахунку у відносних одиницях:

$$I_{\text{к}} = I_{\text{б}} / Z_{*\text{рез}};$$

					141.7104.002.ДБ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		27

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6},$$

де  $I_6$  – базисний струм тієї ступені, на якій визначається струм КЗ;  $Z_{\text{рез}}$  – повний приведений опір від джерела живлення КЗ;  $S_6$  – базисна потужність.

При розрахунку струмів КЗ у більшості випадків потрібно знати наступні значення:

$I_{\text{по}}$  ( $I''$ ) – початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ (зверх перехідний струм);

$i_y$  – ударний струм КЗ;

$I_y$  – діюче значення повного струму КЗ за перший період;

$I_{\infty}$  – струм усталеного режиму;

$I_{\text{пт}}$  – періодична складова струму КЗ в момент часу  $t = \tau$ .

Розрахунок струмів короткого замикання в установках напругою вище 1000 В має ряд особливостей в порівнянні з розрахунком струмів КЗ в установках до 1000 В. Ці особливості полягають в наступному:

активні опори елементів системи електропостачання при визначенні струму КЗ не враховують, якщо не виконується умова  $r\Sigma < (x\Sigma/3)$ , де  $r\Sigma$  і  $x\Sigma$  – сумарні активні і реактивні опори елементів системи електропостачання до точки КЗ;

при визначенні струмів КЗ враховують підживлення від двигунів високої напруги: підживлення від синхронних двигунів враховують як в ударному, так і в вимкненому струмі КЗ; підживлення від асинхронних двигунів – тільки в ударному струмі КЗ.

Для систем електропостачання промислових підприємств типовим випадком є живлення від джерела необмеженої потужності. В цьому випадку можна вважати, що в точці КЗ амплітуда періодичної складової струму КЗ в часі не змінюється, а отже, залишається також не змінною протягом усього процесу КЗ і її діюче значення  $I_{\text{по}} = I_{\text{пт}} = I_{\infty}$ .

					141.7104.002.ДБ	Лист
						28
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Ця рівність також справедлива при КЗ у віддалених точках мережі, коли результуючий опір приведений до номінальної потужності джерел живлення більше 3,0, тобто коли не можна користуватись розрахунковими кривими.

Розглянемо розрахунок струмів КЗ при живленні підприємства від системи нескінченної потужності. Зазвичай потужність живильної системи і її опір невідомі, а в якості вихідних даних приймають одну із умов:

- якщо потужність системи не обмежена ( $S_c = \infty$ ), точка КЗ значно віддалена від джерела живлення, то опір системи до точки

приєднання споживачів приймають рівним нулю;

- якщо відомі значення зверх перехідного  $I''$  і усталеного  $I_\infty$  струмів КЗ на шинах підстанції, яка живить підприємство, то опір системи до точки КЗ визначають за значеннями цих струмів;
- якщо відомі типи вимикачів, встановлених на підстанції, яка живить підприємство, то приймають значення зверх перехідного струму на шинах підстанції, рівним току відключення вимикача, і з цього струму визначають опір системи від шин підстанції до джерела необмеженої потужності.

Опір системи  $x_c$  у відносних одиницях при заданих струмах  $I''$  та  $I_\infty$  визначають залежно від параметра  $\beta'' = I''/I_\infty$  по розрахунковим кривим, наведеним на малюнку 1. Значення  $x_c < 1$  варто приймати при  $\beta'' < 1$  тільки для віддалених від енергосистеми точок, наприклад для кабельних та повітряних мереж напругою 6-10 кВ, віддалених від джерела живлення декількома трансформаціями.

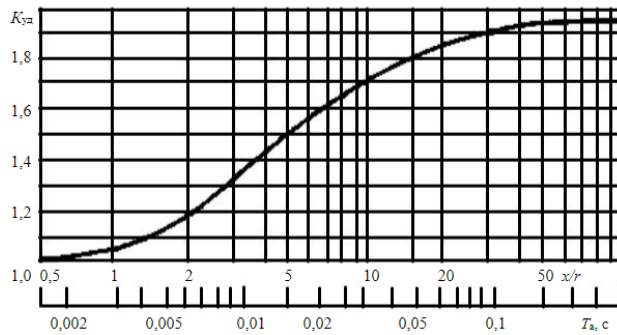


Рисунок 1.10-Залежність ударного коефіцієнта  $K_{уд}$  від постійного часу  $T_a = x/r$

Якщо відомі технічні дані вимикача, встановленого на підстанції, яка живить підприємство, то опір між джерелом необмеженої потужності і підстанцією, на якій встановлений вимикач, визначають за номінальним струмом відключення вимикача  $I_{ном.відкл.}$  або потужності відключення вимикача  $S_{ном.викл.}$

Для вибору і перевірки електрообладнання за умовами електродинамічної стійкості необхідно знати ударний струм, який визначають за формулою

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{по} K_{уд},$$

де  $I_{по}$  – значення періодичної складової в початковий момент часу;  $K_{уд}$  – ударний коефіцієнт, залежний від постійної часу  $T_a = x_n / (314 r_n)$ ;  $x_k$  і  $r_k$  – відповідно індуктивний і активний опір ланцюга КЗ; значення  $K_{уд}$  наведені в таблиці 1.7 При обчисленні струмів КЗ у віддалених від генератора точках, ударний коефіцієнт визначають по кривій залежності  $K_{уд} = f(T_a)$ .

Таблиця 1.7-Значення коефіцієнтів  $K_{уд}$ ,  $q$

Місце короткого замикання	Коефіцієнти	
	$K_{уд}$	$q$
Виводи явно полюсного генератора без заспокійливої обмотки	1,95	1,68

Продовження таблиці 1.7

Те ж із заспокійливою обмоткою	1,93	1,65
Виводи турбогенератора	1,91	1,63
В ланцюгу, коли не враховується активний опір	1,8	1,52
На нижчій стороні трансформаторів:		
1600;2500	1,4	-
630;1000 кВ·А	1,3	-
100;250;400 кВ·А	1,2	1,09
Дистанційні точки КЗ з урахуванням величини активного опору	По мал. 1	

Таблиця 1.8-Середні значення зверх перехідної ЕРС  $E''$  і зверх перехідного опору  $x''$ , віднесені до номінальної потужності джерел живлення, в.о.

Джерела живлення	$E''$	$x''$
Турбогенератор до 100 мВт	1,08	0,125
Турбогенератор 100-500 мВт	1,13	0,2
Гідрогенератор із заспокійливою обмоткою	1,13	0,2
Гідрогенератор без заспокійливої обмотки	1,18	0,27
Синхронний компенсатор	1,2	0,2
Синхронний двигун	1,1	0,2
Асинхронний двигун	0,9	0,2



Діюче значення повного струму КЗ за перший період визначають по формулі:

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

Підживлення від синхронних двигунів враховують як в ударному, так і в вимкненому струмі КЗ. Облік підживлення двигунів здійснюють при безпосередньому зв'язку з їх точкою КЗ або через непротяжну кабельну лінію, струмопровід, лінійний реактор або двох обмотувальний трансформатор. Повне початкове значення періодичної складової струму КЗ при цьому визначають арифметичним підсумовуванням струмів КЗ від джерела живлення і синхронних двигунів. Зверх перехідний струм  $I_{\text{сд}}''$ , А, синхронного двигуна (періодична складова струму КЗ в початковий момент часу) визначають з виразу:

$$I_{\text{сд}}'' = \frac{E'' I_{\text{ном.сд}}}{x_d''}$$

Де  $I_{\text{ном.сд}}$  – номінальний струм двигуна, А;  $x_d''$  – наведений зверх перехідний опір двигуна по повздовжній осі;  $E''$  – наведене значення зверх перехідної ЕРС, о. е., в початковий момент КЗ, яке можна приймати по таблиці 4 або визначати по формулі:

$$E'' = \sqrt{\cos^2 \phi_{\text{ном}} + (\sin \phi_{\text{ном}} + \chi_d'')^2}$$

Ударний струм від синхронних двигунів визначають по  $i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\text{по}} K_{\text{уд}}$ , при цьому значення  $K_{\text{уд}}$  при відсутності точних даних орієнтовно можна приймати рівним 1,82 для двигунів типу СДН.

Вплив асинхронних двигунів враховують лише в початковий момент часу і в тих випадках, коли вони підключені безпосередньо до місця КЗ.

Максимальний струм підживлення від асинхронних двигунів при трифазному КЗ на їх висновках визначають за формулою.

					141.7104.002.ДБ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		32

$$I_{AD} = \sqrt{2} \frac{0,9}{x_{AD}} I_{ном.АД},$$

де  $x_{AD}$  – розрахунковий індуктивний опір двигуна, о. е. (якщо прийняти середнє значення  $x_{AD*} = 0,2$ , то в орієнтовних розрахунках  $I_{AD}$  дорівнює  $6,5 I_{ном.АД}$ ).

Якщо джерелом живлення підприємства є, крім системи нескінченної потужності, генератори, то в розрахунках не можна приймати рівність  $I_{по} = I_{\infty}$ , так як це призведе до великих похибок. Струм в початковий момент часу складається з струму КЗ від системи нескінченної потужності та періодичної складової струму КЗ від генераторів в момент часу  $t=0$ . Змінена схема заміщення щодо крапки КЗ може в загальному випадку мати будь-яку кількість гілок, що визначається кількістю джерел живлення. При наявності двох і більше джерел живлення (або генеруючих гілок – двигунів високої напруги в режимі КЗ) можлива їх заміна еквівалентним джерелом, якщо вони знаходяться приблизно в однакових умовах по відношенню до місця КЗ. Об'єднання однойменних джерел живлення допустимо за умови

$$\frac{S_1 x_1}{S_2 x_2} = 0.4 - 2.5,$$

де  $S_1, S_2$  – потужність першого і другого джерел живлення;  $x_1^*, x_2^*$  – відповідні опори від джерел живлення до точки КЗ, наведені до базисної потужності.

Якщо ЕРС джерел не рівні, але виконується умова, то еквівалентну ЕРС для двох гілок схеми заміщення визначають за формулою

$$E_{екв} = \frac{E_1 \gamma_1 + E_2 \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma_2},$$

де  $\gamma_1 = 1/x_{1*}; \gamma_2 = 1/x_{2*}$ .

При рівності  $E_{1*} = E_{2*}$  очевидно, що  $E_{екв*} = E_{1*} = E_{2*}$ .

При перетворенні схеми заміщення часто виникає завдання поділу так званих пов'язаних ланцюгів. Для визначення струмів від кожного джерела живлення використовують коефіцієнти розподілу. Вихідну схему призводять послідовно до променевого вигляду. Приймають значення періодичної

					141.7104.002.ДБ	Лист
						33
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

складової струму в даній точці КЗ за одиницю ( $I_{\text{по}^*} = 1$ ) і знаходять коефіцієнти розподілу  $K_p$ , що визначають частку участі у струмі КЗ кожного джерела живлення. Для розглянутого випадку двох гілок  $K_{p1} + K_{p2} = 1$ . Враховуючи еквівалентний опір  $x_{\text{екв}^*}$  джерел живлення відносно загальної точки А, коефіцієнти розподілу можна записати у наступному вигляді:

$$K_{p1} = I_{n1} = x_{\text{екв}}/x_1;$$

$$K_{p2} = I_{n2} = x_{\text{екв}}/x_2;$$

де  $x_{\text{екв}} = x_1 x_2 / (x_1 + x_2)$ .

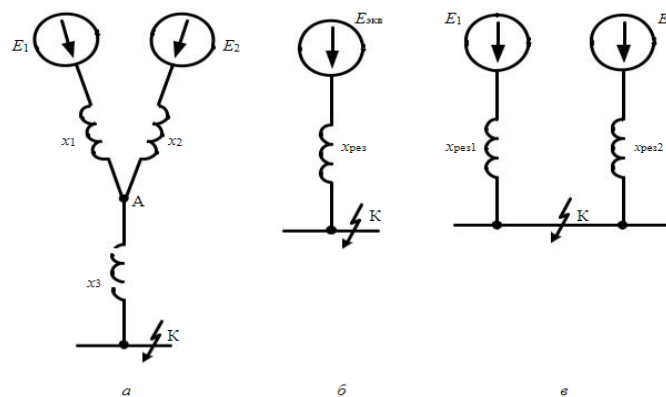


Рисунок 1.10-Перетворення схеми заміщення пов'язаних ланцюгів

Результуючий опір від джерела живлення до точки КЗ після перетворення схеми складе:

$$x_{\text{рез}} = (x_{\text{екв}} + x_3).$$

Струморозподіл по гілках має бути незмінним до перетворення схеми і після, тому справедливі такі рівності:

$$x_{\text{рез1}} = x_{\text{рез}}/K_{p1};$$

$$x_{\text{рез2}} = x_{\text{рез}}/K_{p2};$$

Періодичну складову струму в даній точці КЗ визначають за формулою

$$I_{\text{по}} = \frac{E'' I_6}{x_{\text{рез}}},$$

де  $E''$  – ЕРС джерела, в.о.;  $x_{рез*}$  - результуючий опір ланцюга КЗ, приведений до базисних умов.

Струми в гілках схеми заміщення складуть:

$$I_{по1} = I_{по} K_{p1};$$

$$I_{по1} = I_{по} K_{p1}.$$

### 1.3 Вибір та перевірка трансформаторів струму для релейного захисту

Трансформатор струму – це один з найбільш поширених видів електричних трансформаторів – приладів, які перетворюють чи змінюють параметри електричної енергії.

Вимірювальні трансформатори струму (ТС) своєю первинною обмоткою вмикаються послідовно в вимірювальний ланцюг електроустановки, наприклад в лінію електропередачі. Вторинна обмотка ТС замикається на вимірювальні прилади (амперметри, лічильники електричної енергії) і апарати релейного захисту практично всіх типів.

Від справності і точності роботи ТС залежить не лише правильний щоденний звіт електроенергії, що відпускається споживачем, але і безперебійність електропостачання споживачів і збереження самої електроустановки, особливо при коротких замиканнях (КЗ).

Точність ТС характеризується їх повною погрішністю в передачі значення струму і кутовою погрішністю в передачі фази вимірювального струму. Вимоги до точності різні для ТС, живлячих вимірювальні прилади, і для ТС, живлячих апаратуру релейного захисту

Точна робота ТС, використовуваних для релейного захисту, необхідна для правильного функціонування більшості типів релейного захисту: максимальних струмових захистів і струмових направлених захистів,

					141.7104.002.ДБ	Лист
						35
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

дистанційних і диференціальних захистів і т.д. Лише у відносно рідкісних випадках застосовується релейний захист, який не потребує вимірювальних ТС (наприклад захист мінімальної напруги).

В правилах приладів електроустановок (ППЕ) наведені чіткі вимоги до точності ТС, які були розроблені і почали застосовуватись в кінці 1970-х років. Надалі розглядаються ці вимоги і методи розрахункової перевірки придатності трансформаторів струму для пристроїв РЗА по погрішностям ТС.

Варто відмітити, що розрахункове визначення погрішності ТС в однаковій степені важливо і необхідно як при використанні традиційних електромеханічних та статичних аналогових реле, так і при використанні нової апаратури – цифрових реле і терміналів захисту, особливо при застосуванні цифрових струмових захистів із зворотно залежними часострумовими характеристиками. Це пояснюється тим, що в теперішньому часі абсолютна більшість приладів релейного захисту, в тому числі і цифрові захисти, отримують основну інформацію від традиційних електромагнітних ТС.

Загальні відомості про принципи роботи електромагнітних ТС, про методи експериментальної перевірки ТС і навантаження тут не розглядаються. Вимоги до ТС, які використовують для релейного захисту. Усі ТС, які використовують для живлення апаратури РЗА, повинні забезпечувати:

Точну роботу вимірювальних органів захисту в конкретних розрахункових умовах, для чого повна погрішність трансформаторів струму не повинна перевищувати 10% при  $I_1$  роз.;

Надійну (без вібрації) роботу контактів вимірювальних органів захисту при максимальному струму  $K3 I_1$  к. макс., коли можуть бути підвищені погрішності трансформаторів струму і спотворення форми кривої вторинного струму; відсутність небезпечних перенапруг у вторинних ланцюгах трансформаторів струму при тому же максимальному струму  $K3$ .

Таким чином, розрахункова перевірка трансформаторів струму складається з розрахункових перевірок на 10%-у похибку і надійність роботи реле, а також розрахункового визначення напруги на вторинних ланцюгах.(рисунок 1.11)

					141.7104.002.ДБ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		36

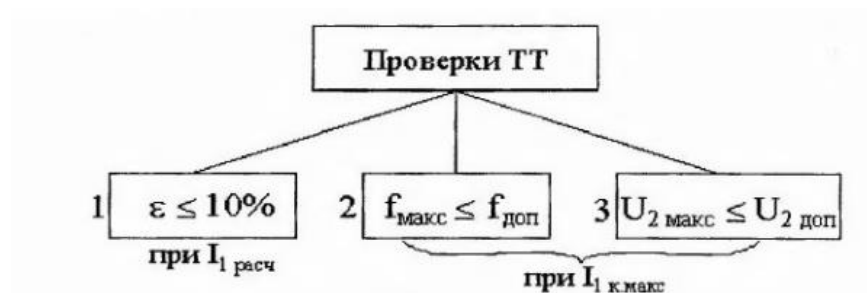


Рисунок 1.11-Необхідні види розрахункових перевірок ТС, використовуваних для релейного захисту

Способи розрахункової перевірки ТС на 10%-у повну похибку (умова  $\varepsilon \leq 10\%$ ) (показано на рисунку 1.12). Розглянемо 4 способи цієї перевірки:

- по кривим граничної кратності (КГК)  $k_{10} = f(z_H)$ , де  $z_H$ - опір навантаження Т, при якій  $\varepsilon=10\%$ ; використовується при проектних роботах чи при перевірці проекту перед налагоджувальними роботами, коли ще немає дійсних ВАХ встановлених ТС;
- по паспортним даним ТС: по номінальному значенню  $z_H$  при номінальній кратності струму  $k_{ном}$  (може позначатись  $m_H$  чи  $n_H$ ); використовується при перевірці проекту до зняття ВАХ;



Рисунок 1.12-Способи розрахунку перевірки ТС на 10%-у повну похибку

- по дійсним ВАХ, знятим у ТС; це основний спосіб визначення повної похибки ТС перед увімкненням електроустановки під напругу і навантаження;

Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

141.7104.002.ДБ

- по типовій кривій намагнічування (КН) електротехнічної сталі, яку використовують для виготовлення ТС,  $B_{\text{макс}} = f(H)$ ; цей спосіб використовується при необхідності вирахування значення повної похибки  $\varepsilon$  (по КГК можна визначити лише відповідність чи невідповідність ТС умові  $\varepsilon \leq 10\%$ ).

Визначення розрахункового струму  $I_{1\text{розр}}$ .  $I_{1\text{розр}}$  - це струм короткого замикання, при якому повинна бути забезпечена робота ТС з  $\varepsilon \leq 10\%$  для правильного функціонування релейного захисту. Однак значення  $I_{1\text{розр}}$  різне для різних типів захисту:

- для струмової відсічки і максимального струмового захисту з незалежною характеристикою  $I_{1\text{розр}} = 1,1 \cdot I_{\text{с.з.}}$ , оскільки для цих захистів точна робота трансформаторів струму потрібна лише при струму спрацювання захисту ( $I_{\text{с.з.}}$ ); коефіцієнт 1,1 враховує збільшення кратності первинного струму у порівнянні з кратністю вторинного струму через 10%-ву похибку трансформаторів струму;
- для максимального струмового захисту із залежною часо-струмовою характеристикою  $t_3 = f(I_k)$   $I_{1\text{розр}} = I_{\text{пог}}$ , де  $I_{\text{пог}}$  відповідає первинному струму КЗ, при якому здійснюється погодження по часу наступного та попереднього захистів і визначається ступінь селективності  $\Delta t$ ;
- для поздовжніх диференціальних захистів (трансформаторів, генераторів, шин, ліній)  $I_{1\text{розр}}$  приймається рівним найбільшому значенню струму КЗ при зовнішньому КЗ, тобто КЗ поза зоною дії диференціального захисту;
- для дистанційного направлено (струмового напрямку) захисту ліній з одностороннім живленням  $I_{1\text{розр}}$  приймається рівним найбільшому значенню струмового КЗ в кінці першої зони захисту (в кінці лінії); для ліній з двостороннім живленням варто додатково

визначити струм по лінії при КЗ на шинах тієї підстанції, де встановлений захист, який розглядається (КЗ “за спиною”); в якості  $I_{1\text{розр}}$  вибирається більший із цих струмів КЗ.

Розрахункова перевірка ТС по умові  $\varepsilon \leq 10\%$  по кривим граничної точності (КГК).

Для визначення по КГК допустимого значення  $z_H$  при якому  $\varepsilon = 10\%$ , необхідно обчислити для конкретного розрахункового струму значення  $k_{10}$ -граничної кратності.

$$k_{10} = \frac{I_{1\text{розр}}}{I_{1\text{ном}}},$$

де,  $I_{1\text{ном}}$  - первинний номінальний струм ТС.

По КГК відповідного типу, класу вторинної обмотки і коефіцієнту трансформації ТС, знаходиться значення  $z_H$ .

Розрахункова перевірка ТС на 10-у похибку по паспортним даним ТС.

На таблиці ТС чи у його паспорті вказується номінальне значення кратності струму  $k_H(m_H \text{ чи } n_H)$ , при якому допускається опір навантаження рівний  $z_H$  і забезпечується при цьому  $\varepsilon \leq 10\%$ . Якщо відоме фактичне розрахункове значення  $z_{H.\text{факт.розр}}$  і повний опір вторинної обмотки ТС  $z_2$  (із паспорту), можна визначити допустиме значення  $k_{10\text{доп}}$ , а потім порівняти його зі значенням  $k_{10}$ , отриманим по виразу для даної електроустановки. Допустиме значення кратності визначається по виразу:

$$k_{10} = \frac{z_2 + z_H}{z_2 + z_{H.\text{факт.розр}}}.$$

Розрахункова перевірка ТС по умові  $\varepsilon \leq 10\%$  по фактичній ВАХ.

Для визначення значення струму намагнічування  $I_{\text{нам}}$ . І потім повної похибки ТС  $\varepsilon$  необхідно визначити на вторинній обмотці ТС напругу  $U_2$  при розрахункових умовах по виразу:

$$U_{2\text{розр}} = I_{2\text{розр}} \cdot (z_2 + z_{H.\text{факт.розр}}),$$

					141.7104.002.ДБ	Лист
						39
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



де

$$I_{2\text{розр}} = I_{1\text{розр}}/n_r.$$

Значення  $Z_{\text{н.факт.розр}}$  вираховується по значенням  $Z_{\text{н.факт}}$ , отриманим в результаті експериментальної перевірки ТС. Для конкретної схеми з'єднання ТС вираховується найбільше значення  $Z_{\text{н.факт.розр}}$  в залежності від виду КЗ.

По значенню  $U_{2\text{розр}}$  по ВАХ визначається значення струму намагнічування для кожного ТС. Далі обчислюється значення повної похибки ТС у відсотках по виразу:

$$\epsilon = \frac{I_{\text{нам}}}{I_{2\text{розр}}} \cdot 100$$

Значення  $\epsilon$  повинно бути не більше 10%. Поряд з цим отримане значення  $\epsilon < 10\%$  може використовуватися при виборі уставок диференціальних захистів.

Розрахунок похибки ТС по типовій кривій намагнічування (КН) електротехнічної сталі і параметрам конкретної ТС. Цей спосіб використовується у нас відносно рідко. Необхідні дані для розрахунку:

типова крива намагнічування сталі, з якої виконуються магнітопроводи ТС  $B_{\text{макс}} = f(H)$ , де  $B_{\text{макс}}$  – максимальна індукція в магнітопроводі ТС,  $H$  – діюче значення напруги поля в магнітопроводі ТС.

параметри ТС:  $Q$  – січення магнітопроводу в метрах в квадраті;  $w_2$  – дійсне число витків у вторинній обмотці;  $L_{\text{сер}}$  – середня довжина магнітної силової лінії в магнітопроводі, в метрах.

Обчислення струму намагнічування здійснюється наступним чином:  
визначається значення  $B_{\text{макс}}$  по виразу:

$$B_{\text{макс}} = \frac{U_{2\text{розр}}}{4,44 \cdot f \cdot w_2 \cdot Q'}$$

де  $U_{2\text{розр}}$  визначається по виразу

$$U_{2\text{розр}} = I_{2\text{розр}} \cdot (Z_2 + Z_{\text{н.факт.розр}}),$$

					141.7104.002.ДБ	Лист
						40
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

а значення частоти  $f = 50\text{Гц}$  ;

по кривій намагнічування знаходиться значення  $H$ , яке відповідає обчисленому значенню  $B_{\text{макс}}$  ; при цьому для запасу приймається КН найгіршого із допущених сортів електротехнічної сталі;

визначення в амперах діючого значення  $I_{\text{нам}}$  , приведене до вторинної сторони ТС, по виразу:

$$I_{\text{нам}} = \frac{H \cdot L_{\text{сер}}}{w_2} .$$

Повна похибка ТС  $\varepsilon$  у відсотках визначається по виразу:

$$\varepsilon = \frac{I_{\text{нам}}}{I_{2\text{розр}}} \cdot 100$$

#### 1.4 Облік електроенергії на підстанції

Система обліку на промислових підприємствах повинна давати можливість:

- визначення кількості енергії, отриманої від енергосистеми;
- виробництва внутрішньозаводського міжцехового розрахунку за електроенергію, витрачену різними госпрозрахунковими споживачами підприємства;
- встановлення, уточнення та контролю питомих норм витрат електроенергії на одиницю продукції;
- контроль споживання і вироблення реактивної потужності по всьому підприємству в цілому і по окремим споживачам.

Вимірювальні прилади.

Вимірювальні прилади встановлюються в пунктах, звідки здійснюється управління. Вимірювання струму повинно проводитися в ланцюгах усіх напруг, де воно необхідне для систематичного контролю технологічного процесу або обладнання.

					141.7104.002.ДБ	Лист
						41
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

У ланцюгах змінного трифазного струму вимірюється струм однієї фази.

Вимірювання напруги повинно проводитися на секціях збірних шин, які можуть працювати окремо. У трифазних мережах вимірюється одна міжфазна напруга, допускається установка одного приладу з перемиканням на кілька точок вимірювання.

Вимірювання потужності повинно проводитися в ланцюгах понижуючих трансформаторів (напругою 110 кВ – активної потужності). Воно проводиться з боку нижчої напруги.

У мережах змінного струму вище 1 кВ з ізольованою нейтраллю, як правило, повинен виконуватися автоматичний контроль ізоляції, діючий на сигнал при зниженні опору ізоляції однієї з фаз (або полюса) нижче заданого значення, з подальшим контролем асиметрії напруги за допомогою приладу, що показує (з перемиканням).

#### Облік електроенергії

Для автоматизації обліку електроенергії та потужності в електричних мережах рекомендується впроваджувати автоматизовані системи контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ), які забезпечують вирішення наступних завдань: збір та формування даних на енергооб'єкті для використання їх при комерційних розрахунках; збір і передача інформації на верхній рівень управління і формування на цій основі даних для проведення комерційних розрахунків між суб'єктами ринку; формування балансу виробництва та споживання електроенергії по окремих вузлах; оперативний контроль і аналіз режимів споживання потужності та електроенергії основними споживачами; формування статичної звітності; оптимальне управління навантаженням споживачів; автоматизація фінансово-банківських операцій і розрахунків з споживачами; контроль достовірності показань приладів обліку електроенергії.

Системи АСКОЕ повинні виконуватись за типовими проектами, як правило, на базі серійно випущених технічних засобів і програмного забезпечення.

					141.7104.002.ДБ	Лист
						42
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

До складу комплексу технічних засобів АСКОЕ, що встановлюється на енергооб'єкті, повинні входити: лічильники електроенергії, оснащені датчиками-перетворювачами, що перетворюють виміряну енергію в пропорційну кількість вихідних імпульсів (при використанні електронних реверсивних лічильників – окремо на кожний напрям); атестовані пристрої збору інформації від лічильників і передачі її на верхні рівні управління (УСПД); канали зв'язку; засоби обробки інформації (як правило, персональні ЕОМ).

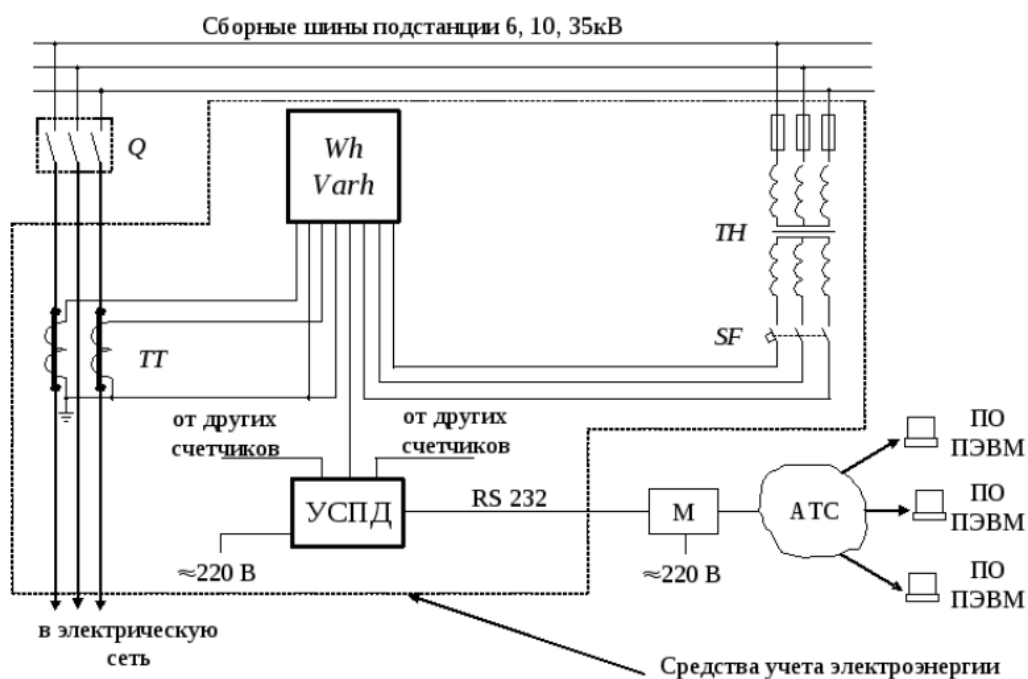


Рисунок 1.13-Формат приєднання до збірних шин підстанції ліній, що відходять з позначенням засобів обліку електроенергії: УСПД - пристрій збору і передачі даних; АТС - автоматична телефонна мережа; М- модем; ПО - програмне забезпечення.

Облік електроенергії ділиться на розрахунковий та технічний.

Розрахунковим називається облік виробленої, а також відпущеної споживачам електроенергії для грошового розрахунку за неї. Лічильники, що встановлюються для такого обліку, називаються розрахунковими лічильниками.

Технічним (контрольним) називається облік для контролю витрат електроенергії усередині підстанцій та підприємств. Лічильники, що встановлюються для такого обліку, називаються технічними лічильниками.

Облік активної електроенергії повинен забезпечувати визначення кількості енергії:

- відпущеної споживачам з електричної мережі;
- спожитої на власні потреби підстанцій;
- переданої в інші енергосистеми або отриманої від них.

Крім того, облік активної електроенергії повинен забезпечувати можливість:

- визначення надходження електроенергії в електричній мережі різних класів напруги підприємства;
- складання балансів електроенергії для господарських підрозділів підприємства;
- контролю за дотримання споживачами заданих їм режимів споживання і балансу електроенергії.

Облік реактивної електроенергії повинен забезпечувати можливість визначення кількості реактивної електроенергії, отриманої споживачем від енергопостачальної організації або переданої їй, тільки в тому випадку, якщо за цими даними проводяться розрахунки або контроль заданого режиму роботи компенсуючих пристроїв.

Розрахункові лічильники активної енергії на підстанції повинні встановлюватись:

- на кожній відхідній ЛЕП, що належить споживачам;
- на трансформаторах власних потреб;
- на вводі ЛЕП в підстанцію за відсутності електричного зв'язку з іншою підстанцією енергосистеми.

Лічильники реактивної енергії повинні встановлюватися:

- на тих же елементах схеми, на яких встановлені лічильники активної енергії для споживачів, які розраховуються за реактивну

					141.7104.002.ДБ	Лист
						44
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

енергію з урахуванням дозволеної до використання реактивної потужності;

- на приєднання джерел реактивної потужності споживачів, якщо за них проводиться розрахунок за електроенергію, видану в мережу енергосистеми, або контроль заданого режиму роботи.

Облік активної та реактивної енергії трифазного струму повинен проводитися за допомогою трифазних лічильників. Клас точності розрахункових лічильників для трансформаторів потужністю 30-60 МВА повинен бути не нижчу 1. Клас точності лічильників реактивної енергії повинен вибиратися на одну ступінь нижче відповідного класу точності лічильників активної енергії.

Клас точності трансформатора струму і напруги для приєднання розрахункових лічильників має бути не більше 0.5, для приєднання технічних лічильників - не більше 1.

Лічильники повинні розміщуватися в легко доступних для обслуговування сухих приміщеннях, в досить вільному і необмеженому для роботи місці з температурою в зимовий час не нижче 0°C (в приміщеннях КРУ, на панелях, в щитах, в нішах, на стінах, що мають жорстку конструкцію).

## Висновки

В даному розділі детально описано та викладено електричну схему підстанції 110/10 кВ. Розраховані струми КЗ для вибору захисту лінії 10 кВ. Описаний вибір та перевірені трансформатори струму щодо їх придатності до релейного захисту. Також розглянуті питання обліку електроенергії на підстанції.

					141.7104.002.ДБ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		45

## 2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ВВОДУ ТА ЛІНІЙ 10 КВ

### 2.1 Пошкодження та ненормальні режими ліній 10 кВ

Міжфазні КЗ, можуть відбуватися між зовнішніми виходами обмоток ВН і НН, розташованими на кришці баку (корпусу) трансформатора чи між обмотками всередині баку, причому останні відбуваються відносно рідко, особливо трифазні КЗ всередині баку. Найнебезпечними для трансформатору та для електроприймачів електричної мережі, що прилягає є трифазні короткі замикання на виводах обмотки ВН, так як вони супроводжуються великими струмами короткого замикання та можуть викликати глибокі пониження напруги на затискачах інших електроприймачів. При цьому в асинхронних електродвигунів знижується частота обертання та, якщо КЗ швидко не відключено, двигуни зупиняться, що викличе порушення роботи підприємства.

На стороні ВН однофазне замикання на землю (на корпус). У мережах 10 кВ, також як і 3, 6, 20 і 35 кВ, що працюють в нашій країні з ізольованою чи компенсованою нейтраллю, струми при однофазному замкненні на землю не перевищують декількох ампер: наприклад, для мереж 10 кВ вони складають 20 А. Спеціальний захист від цього виду ушкодження на трансформаторах 10 кВ не передбачено, але на кабельній чи кабельно-повітряній лінії 10 кВ, за якою отримують живлення один або кілька трансформаторів, встановлюється захист (сигналізація) однофазних замикань на землю - Виткові замикання.

Замикання між витками однієї фази обмотки трансформатора, зазвичай, не супроводжується великими струмами, як це робиться при міжфазних КЗ.

При малій часині витків, що замкнулися (у відношенні до загального числа витків обмотки) струм цього виду пошкодження може бути менший номінального струма трансформатору і це пошкодження важко виявити з допомогою МСЗ, які реагують на збільшення понад номінальний струму. З тих,

					141.7104.002.ДБ		
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата	Релейний захист вводу та ліній 10 кВ		
Розробив	Камишева						
Перевірив	Хлистов						
Н. Контр.	Настенко						
Затверд.	Толочко						
					Літера	Лист	Листів
						46	11
					КПІ ім.Ігоря Сікорського ФЕА, гр ЕК-зп71		

які є типові захисти трансформаторів лише газовий захист масляних трансформаторів може реагувати на виткові замикання, бо вони супроводжуються горінням електричної дуги та місцевим нагріванням, що викликає розкладання трансформаторного масла та ізоляційних матеріалів та створення летючих газів. Гази витісняють масло з бака трансформатору у розширювач та викликають дію газового реле. Відповідно до ГОСТ 11677-85 усі масляні трансформатори потужністю 1 МВ-А та більше з розширювачем мають бути забезпечені газовим реле. Для внутрішньо цехових трансформаторів газовий захист обов'язковий при потужності трансформатора 630 кВ-А і більше.

Міжфазні КЗ за трансформатором. Ці ушкодження можуть відбуватися на виводах обмотки НН трансформатора, на збірних шинах НН і на відхідних елементах живильної мережі НН. Найбільше значення струму відповідає трифазному КЗ, причому в усіх трьох фазах струми рівні між собою, як на стороні НН, так і на стороні ВН.

Однофазні КЗ за трансформатором. Ці ушкодження характерні для трансформаторів, у яких обмотка НН з'єднана у зірку з виведеною нейтраллю і ця нейтраль має глухе заземлення. Є підстави вважати, що більшість коротких замикань в мережах 0,4 кВ з глухозаземленою нейтраллю починається з однофазного і, якщо швидко не відключити однофазну КЗ, воно переходить в більш важку - міжфазову КЗ, найчастіше в трифазну, яка супроводжується великими струмами і яка повинна відключатися максимальними струмовими захистами від міжфазних КЗ, менш чутливими і менш швидкодіючими, ніж захисту нульової послідовності від КЗ на землю на стороні НН. Корисно знати, і токорозподіл, і значення струмів на стороні ВН трансформатора при КЗ на землю на стороні НН. Векторні діаграми струмів на стороні ВН залежать від схеми і групи з'єднання трансформатора і різні для трансформатора Y/Y-0 та Δ/Y-11.

Ненормальний режим роботи трансформатору, коли струм через трансформатор більше чим на 5% перебільшує паспортне номінальне значення струму при відгалуженні обмотки ВН називається перевантаженням

					141.7104.002.ДБ	Лист
						47
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



Перевантаження бувають, викликані нерівномірністю графіка навантаження та аварійними ситуаціями. Аварійні перевантаження можуть бути допущені у виняткових випадках, наприклад коли відключений один з трансформаторів двотрансформаторної підстанції, що в результаті спрацювання пристрою АВР до працюючого трансформатору підключається додаткове навантаження. У відповідних стандартах і директивних матеріалах вказуються допустимі перевантаження. У ГОСТ 14209-85 для масляних трансформаторів класів (М) напругою до 110 кВ включно при температурі прохолодного повітря від  $-20^{\circ}\text{C}$  і нижче та до  $+30^{\circ}\text{C}$  допускаються наступні аварійні перевантаження (без урахування попереднього перевантаження): від 2 до 1,9 номінального струму трансформатору напротязі 30 хв та від 2 до 1,7 - напротязі 1 год; при  $+40^{\circ}\text{C}$  відповідно 1,7 та 1,4. Перевантаження тривалістю 24 год допускаються від 1,6 при  $-20^{\circ}\text{C}$  і нижче та до 1,2 при  $+30^{\circ}\text{C}$  і 1,1 номінального струму трансформатора при  $+40^{\circ}\text{C}$ . Для конкретних масляних трансформаторів серій ТМ та ТМВМ напругою 6 і 10 кВ потужністю до 630 кВ-Л, встановлених в розподільних електричних мережах і живлять комунально-побутові навантаження, виробничі, змішані (виробничі та комунально-побутові) та інші види навантажень, допускаються перевантаження, зазначені в таблиці 2.1 в частках номінальної потужності трансформатора. Такі ж перевантаження допускаються і по струму. Масляні трансформатори герметичної серії (ТМГ) розщитані на систематичні перевантаження до 1,5 номінального струму. Для сухих трансформаторів, які встановлюються в КТП, можуть бути допущені аварійні перевантаження на 30% понад номінальний струм не більше чим на 3 год на добу. Вказані можливі максимальні перевантаження потрібно враховувати при розрахунку параметрів захисту для того, аби запобігти зайвим вимкненням трансформатору плавкими запобіжниками або максимальним струмовим захистом від струмів КЗ під час його роботи з допущеними перевищеннями номінального струму.

					141.7104.002.ДБ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		48

Таблиця 2.1-Допустимі перевантаження трансформаторів серій ТМ і ТМВМ

Характер перегрузки	Вид установки трансформатора	Допустимі перегрузки трансформаторів в долях номінальної напруги	
6 кВ до 400 кВ-А	10 кВ до 630 кВ-А		
Систематична	Відкрита Закрита	1.6 1.5	1.7 1.6
Аварійна на час до 5 діб на рік	Відкрита Закрита	1.7 1.7	1.8 1.8

Надструми відносять до ненормальних режимів роботи, які викликані зовнішніми короткими замиканнями, тобто пошкодженнями в живильній мережі НН, які з якоїсь причини своєчасно не вимикаються пристроями захисту пошкоджених елементів НН. У Надструмів, у яких значення в 10 і навіть в 20 разів перевершують номінальний струм трансформатора, мають вимикатися пристроями захисту трансформатора до тих пір, як можуть зробити термічний та динамічний шкідливий вплив на обмотки трансформатора. Час спрацювання для струмових захистів трансформаторів 10 кВ, зазвичай, встановлюється у межах від 0,4 до 2 с, це не перевищує допущених значень тривання КЗ на затискачах трансформатора, які зазначені у стандарті. Параметри плавких предохранителів типу ПКТ-10, які виконані на заводі і які правильно підібрані також забезпечують достатньо швидке вимкнення трансформатора при зовнішніх коротких замиканнях, що забезпечує його збереження.

Для масляних трансформаторів небезпечним ненормальним режимом є і зниження рівню масла у баці нижче допущеного, це масло забезпечує охолодження та електричну ізоляцію обмоток трансформатора. Причини, які викликають зниження рівня масла можуть бути: різке зниження температури повітря або протікання баку трансформатора. При зниженні рівня масла

сигналізує реле газового захисту. Пониження рівню масла можна виявити по вказівнику рівню масла (масловказівнику).

Небезпечним ненормальним режимом для масляних трансформаторів герметичної серії (ТМГ, ТМВГ) є підвищення тиску масла в баці і причиною може бути тривале перевантаження трансформатору струмами більше 1,5 його номінального значення. Для запобігання руйнуванню бака у цих трансформаторів передбачена установка електроконтактного мановакуумметра, який дає команду на вимкнення трансформатору при підвищенні тиску масла у баці понад допустимого.

## 2.2 Призначення, вимоги та види захистів

Експлуатуючи будь-яку електроенергетичну систему потрібно зважати на можливість виникнення у ній пошкоджень та ненормальних режимів роботи.

Для запобігання небезпечних наслідків пошкоджень та ненормальних режимів використовується комплекс спеціальних автоматичних пристроїв, що отримав назву релейний захист.

Реле – автоматично-діючий апарат, призначений виробляти стрибкоподібну зміну стану контрольованої мережі при заданих значеннях вхідної величини, що характеризує певне відхилення режиму контрольованого об'єкту.

Основним призначенням релейного захисту є:

- При виникненні пошкоджень виявляти і відключати пошкоджену ділянку, цим впливаючи на спеціальні силові вимикачі, що призначені для розімкнення струмів пошкодження;
- Виявляти ненормальні режими і, в залежності від характеру порушення, виробляти операції, необхідні для відновлення нормального режиму, або подавати сигнал черговому персоналу.

					141.7104.002.ДБ	Лист
						50
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## Основні вимоги до захисту від КЗ:

- Швидкодія

Швидке відключення пошкодженого обладнання або ділянки електроустановки поменшує розміри пошкоджень та зберігає нормальну роботу споживачів непошкодженої частини установки і запобігає порушенню паралельної роботи генераторів, електростанцій і енергосистеми в цілому.

Ця вимога пред'являється, коли в мережі виникає пробій напруги нижче  $0,6U_{\text{ном}}$

Повний час вимкнення пошкодження  $t_{\text{відкл}}$  складається із часу роботи  $t_z$  і часу дії вимикача  $t_{\text{в1}}$ , що розриває струм КЗ  $t_{\text{відкл}} = t_z + t_{\text{в}}$ .

Теперішні пристрої швидкодіючого РЗ мають час дії 0,02-0,1 с.

- Селективність

Селективністю називається здатність захисту вимикати при КЗ лише пошкоджену ділянку мережі найближчими до місця КЗ вимикачами.

У відповідності зі способами забезпечення селективності при зовнішніх КЗ розрізняють дві групи захистів: з абсолютною селективністю і з відносною селективністю.

Абсолютну селективність мають захисти, селективність яких при зовнішніх КЗ забезпечується їх принципом дії, тобто захист здатний працювати тільки при КЗ на захисному об'єкті. Тому захисти з абсолютною селективністю виконуються без витягів часу.

Відносну селективність мають захисти, на які за принципом дії можна покласти функції резервних захистів при КЗ на суміжних елементах мережі. З урахуванням цього, такі запобіжні заходи в загальному випадку повинні виконуватися з витримками часу.

- Чутливість

					141.7104.002.ДБ	Лист
						51
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Захист має володіти такою чутливістю в межах встановленої для нього зони, щоб забезпечувалася його дія на самому початку появи пошкодження, перш чим скоротяться розміри пошкодження обладнання в місці КЗ.

Чутливість захисту має також забезпечити дію при пошкодженнях на суміжних ділянках мережі. Чутливість захисту повинна бути такою, щоб вона діяла при КЗ в кінці встановленої для неї зони в мінімальному режимі роботи системи і при замиканнях через електричну дугу.

Чутливість захисту можна оцінити коефіцієнтом чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{kmin}}{I_{\text{сеп}}}$$

- Надійність

Надійність полягає у тому, що захист має правильно і без відмови діяти у межах встановленої для нього зони і не має працювати неправильно у режимах, при яких його робота не передбачалася.

Надійність забезпечується досконалими принципами захисту та конструкцією апаратури, простим виконанням, а також рівнем експлуатації.

У пристроях релейного захисту застосовуються реле:

- Електричні реле реагують на електричні величини - струм, напругу, потужність, частоту, опір, кут між струмом і напругою або двома струмами, або двома напругами.
- Механічне реле реагують на неелектричні величини - тиск, швидкість витікання рідини або газу, швидкість обертання і т.д.
- Теплові реле реагують на кількість виділеного тепла або зміну температури.

Найбільшого поширення в релейному захисті та автоматики отримали електричні реле.

## 2.3 Розрахунок уставок спрацювання МСЗ та СВ ліній 10 кВ

Розрахунок уставок захисту ліній 10 кВ

Струм спрацювання пускових реле відлаштовується від максимального робочого струму лінії.

Максимальний робочий струм 1 лінії складає 99.74 А, 2 лінії 100 А

Знайдемо  $I_{с.з.}$ :

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_H \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{роб.мах} = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} \cdot 99,74 = 329,14 \text{ А}$$

Струм спрацювання реле при коефіцієнту трансформації трансформаторів струму  $400/5=80$  дорівнює:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{тт}} = \frac{329,14}{80} = 4,11 \text{ А}$$

Прийmemo уставку 6А для реле , і тоді  $I_{с.з.} = 480 \text{ А}$

Перевірка коефіцієнту чутливості при захисту в умовах КЗ на шинах, коли вимикач вже спрацював визначається по формулі:

$$k_{ч} = \frac{I_{р.мін}}{I_{с.з.}} = \frac{I_{сз}^{(3)}}{I_{с.р.}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{6723 \cdot \sqrt{3}}{480 \cdot 2} = 12,1 > 1,5$$

Чутливість забезпечується.

Обчислимо струм спрацювання пускових реле в після аварійному режимі, тобто при вимкненні вимикача. Максимальний струм лінії в цьому випадку 199,48 А

Струм спрацювання захисту дорівнює:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_H \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{роб.мах} = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} \cdot 199,48 = 658,28 \text{ А}$$

Струм спрацювання реле дорівнює.

					141.7104.002.ДБ	Лист
						53
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.}}{n_{mm}} = \frac{658,28}{80} = 8,22 \text{ A}$$

Прийmemo уставку 13 A для реле, тоді  $I_{c.з.} = 1040 \text{ A}$

Коефіцієнт чутливості

$$k_{ч} = \frac{I_{p.min}}{I_{c.з.}} = \frac{I_{сз}^{(3)}}{I_{c.p.}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{6723 \cdot \sqrt{3}}{1040 \cdot 2} = 5,59 > 1,5$$

Чутливість забезпечується.

Розрахунок струмової відсічки

$$I_{св} = \frac{k_n I_{k(k)}^{(3)}}{n_m} = \frac{1,2 \cdot 1575}{80} = 23,62 \text{ A}$$

Струм спрацювання струмової відсічки:

$$I_{св} = \frac{4312,8}{1,5} = 2875,2 \text{ A}$$

## 2.4 Вибір пристроїв захисту. Схема розміщення захистів

Сучасні цифрові (ще їх називають мікропроцесорними, тому що всі вони практично реалізовані із застосуванням мікропроцесорів) струмові захисти, як за кордоном, так і в Україні виконують, зазвичай, багатофункційні. Один пристрій може виконувати функції МСЗ, СВ, струмової відсічки з витримкою часу, захисту від замикання на землю, функції автоматики, наприклад, АПВ, пристрою резервування відмові вимикачів (ПРВВ), функції реєстрації аварійних сигналів і т.д.. Для прикладу розглянемо схему захисту лінії 10 кВ із використанням однієї з модифікацій вітчизняного мікропроцесорного захисту МРЗС-05, що серійно випускає об'єднання "Київприлад". Як і попередні

аналоги, виконані на електромеханічній базі, пристрій виконаний так, що він може без додаткових переробок установлюватись в наявні комірки 6, 10 кВ.

Пристрій має 8 аналогових входів, на які подається інформація про миттєві значення трьох фазних струмів, струму нульової послідовності від традиційних трансформаторів струму, трьох фазних (лінійних) напруг та напруги нульової послідовності від трансформатора напруги. Крім того, у пристрої (базовий варіант) передбачено 8 дискретних входів, 7 дискретних виходів. На дискретні входи можна подавати інформацію від зовнішніх пристроїв – ключа управління вимикачем, команди від зовнішніх пристроїв РЗА, увід у роботу функцій АПВ, АЧР (автоматичне частотне розвантаження), про спрацювання дугового захисту тощо. З дискретних виходів можна подавати інформацію в схему керування вимикачем (команди "увімкнути", "вимкнути"), в кола пуску АЧР, ЧАПВ (частотне АПВ), ПРВВ, а також у кола центральної сигналізації про спрацювання пристрою та його несправність.

Пристрій МРЗС-05 може виконувати функції триступеневого струмового захисту з пуском за напругою, не напрямленого струмового захисту від однофазних замикань на землю, АПВ, ПРВВ, вимірювання, реєстрації тощо. Схема під'єднання пристрою МРЗС-05 наведена на рис. 2.1.

Струмові кола та кола напруги під'єднують до проміжних трансформаторів, що є в пристрої (на схемі не показані). Це потрібно для гальванічної розв'язки пристрою від кіл струму та напруги, а також для узгодження вхідного сигналу із сигналом, необхідним для оптимальної роботи АЦП пристрою. У пристрої є 7 дискретних виходів РО1–РО7 для передавання дискретних сигналів з пристрою МРЗС до зовнішніх пристроїв:

- несправність пристрою (РО1);
- спрацювання пристрою (РО2);
- блокування вимикача (РО3, РО4);
- дія на вихідні реле ПРВВ (РО5);
- повторювач пускового органа МСЗ (РО6);
- у кола АЧР, ЧАПВ (РО7).

					141.7104.002.ДБ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		55



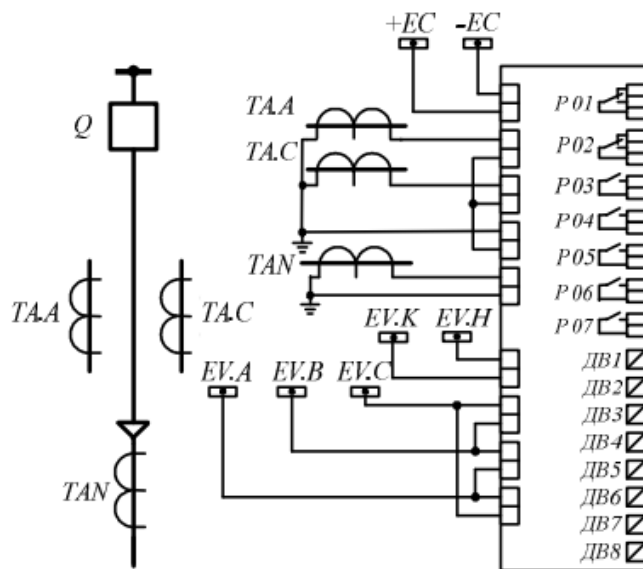


Рисунок 2.1-Схема під'єднання мікропроцесорного пристрою МРЗС-05

Для передавання інформації від зовнішніх пристроїв до МРЗС-05 передбачені дискретні входи, які мають гальванічну розв'язку (ДВ1–ДВ8):

- кола вимкнення (увімкнення) вимикача (ДВ1, ДВ2);
- кола уводу (виводу) АПВ (ДВ3, ДВ4);
- кола уводу (виводу) АЧР, ЧАПВ (ДВ5, ДВ6);
- спрацювання дугового захисту кабельної воронки (ДВ7);
- блок-контакти вимикача (ДВ8).

## Висновки

В даному розділі розглянуто релейний захист вводу та ліній 10 кВ. Описано види пошкоджень та ненормальних режимів ліній 10 кВ та призначень, вимог і видів захистів. Розраховано уставки спрацювання максимального струмового захисту та струмової відсічки. Відображено схему розміщення захистів та описано вибір пристроїв захисту.

## 3 ЦИФРОВИЙ ЗАХИСТ ЛІНІЙ 10 КВ

### 3.1 Технічні характеристики пристроїв захисту МРЗС-05

Пристрій мікропроцесорного захисту, автоматики, контролю і керування МРЗС-05 (далі по тексту - пристрій) використовується на приєднання 150 – 6 кВ, що працюють з ізольованою, компенсованою або глухозаземленою нейтралю, в якості основного або резервного захисту і автоматики. Пристрій призначений для виконання:

- чотириступінчастого МСЗ;
- напрямленого захисту від замикань на землю із можливістю перемикання на ненаправлений (по  $3I_0$  або  $3U_0$ );
- захисту зворотної послідовності (контролю обриву фаз);
- автоматичного повторного включення приєднання (АПВ дворазового дії);
- резервування при відмові вимикача (ПРВВ);
- контролю ланцюгів увімкнення та вимкнення вимикача;
- контролю комутаційного ресурса вимикача;
- забезпечення функції "Готовність до телекерування (ТУ)";
- зовнішнього захисту;
- блокування МСЗ від кидків струмів намагнічування;
- контролю котушки включення вимикача;
- контролю котушки відключення вимикача.

### Загальні технічні характеристики

Електроживлення:

- напруга постійного струму 220 (+80, мінус 66) В;

					141.7104.002.ДБ		
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата			
Розробив	Камишева				Цифровий захист ліній 10 кВ	Літера	Лист
Перевірив	Хлистов						Листів
							57
							10
Н. Контр.	Настенко					КПІ ім.Ігоря Сікорського ФЕА, гр	
Затверд.	Толочко					ЕК-зп71	

- напруга змінного струму 220 (+25, мінус 160) В частотою 50 Гц;
- від струмів фаз А і С: величина струму 4 А і більше за однією з фаз або сумарно по двох фаз (при відсутності опер струму).

Максимальна спожита потужність по ланцюгу електроживлення:

- у черговому режимі - не більше 2,6 Вт;
- в режимі видачі команд - не більше 4,5 Вт.

Функціональність пристрою не порушується при короткочасних, до 1500 мс, провалах напруги живлення до нуля.

При знятті, зниженні і подачі напруги живлення, а також при переривах у живленні будь-якої тривалості і з подальшим відновленням, пристрій помилково не спрацьовує. Пристрій витримує подачу напруги оперативного постійного струму зворотної полярності.

Час установки робочого режиму - не більше 0,1 с після включення електроживлення (при живленні від трансформаторів струму - не більше 0,2 с).

Пристрій витримує без пошкоджень тривалий режим роботи:

- при струмі до 3 І<sub>н</sub> у вимірювальних ланцюгах струму;
- при струмі до 1,5 І<sub>н</sub> у ланцюгах живлення від струмів КЗ;
- при напрузі 150 В у вимірювальних ланцюгах напруги.

Потужність споживання по ланцюгах:

- датчиків струму - не більше 0,07 ВА на фазу при струмі 5 А;
- живлення від струмів КЗ - не більше 12 ВА на фазу при струмі 5 А;
- датчика напруги - не більше 0,15 ВА при напрузі 100 В

Струм одно секундної термічної стійкості датчиків струму - не менше 100І<sub>н</sub>, а ланцюгів живлення від струмів КЗ - не менше 50 І<sub>н</sub>.

Мінімальний час спрацьовування захистів - не більше 0,04 с.

Час повторної готовності захистів після зниження виміреної величини нижче від величини повернення, але не більше 0,04 с

Похибка у відліці часу органом витримування часу може бути не більше 0,01с при витягах до 5секунд , але не більше 0,05 секунд при витягах від 5 до 25 с.

					141.7104.002.ДБ	Лист
						58
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

МРЗС-05 працездатні в умовах експлуатації, відповідних кліматичних чинників по ГОСТ 15543.1 і ГОСТ 15150 для виду кліматичного виконання:

- при нижньому значенні робочої температури - мінус 40 ° С;
- при верхньому значенні робочої температури - 60 ° С;
- при впливі вологості до 80% при температурі 25 °С.

В умовах експлуатації в частині механічних факторів зовнішнього середовища МРЗС-05 відповідає групі М13 по ГОСТ 17516.1 і допускає вібраційні навантаження з частотою від 0,5 до 100 Гц і максимальним прискоренням 0,12 g

Оболонка пристрою забезпечує наступні ступені захисту відповідно до ГОСТ 14254:

- IP51 - по лицьовій панелі;
- IP3X – інше

Електрична ізоляція

Опір Ізоляції

Опір ізоляції між кожним незалежним ланцюгом (гальванічно не з'єднаним з іншими ланцюгами) і корпусом, з'єднаним з усіма іншими незалежними ланцюгами, - не менше 100 МОм при напрузі постійного струму 500 В.

### 3.2 Алгоритми роботи захистів

Перша ступінь МСЗ (струмовий відсічення) виконана з незалежною витримкою часу.

Друга ступінь МСЗ має незалежну або залежну струмо часову (по типу РТ-80) характеристику. Другий ступінь МСЗ має функцію прискорення вимкнення вимикача. Витримка часу спрацювання даної функції "Прискорення МСЗ-2" може бути відрегульованою від 0 до 5 с.

Доступ до розділу головного меню "МСЗ" з'являється тільки після його включення в розділі головного меню "Конфігурація".

					141.7104.002.ДБ	Лист
						59
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

В меню "МСЗ" можна:

- переглянути і виставити уставки;
- переглянути і виставити час спрацьовування ступенів захисту і час прискорення другого ступеня;
- провести вибір другого ступеня з залежною або незалежною від струму витримкою часу.
- провести включення і відключення МСЗ 1;
- провести включення і відключення МСЗ 2;
- провести включення і відключення прискорення МСЗ 2.

Меню розділу "МСЗ" показано на рисунку 3.1.

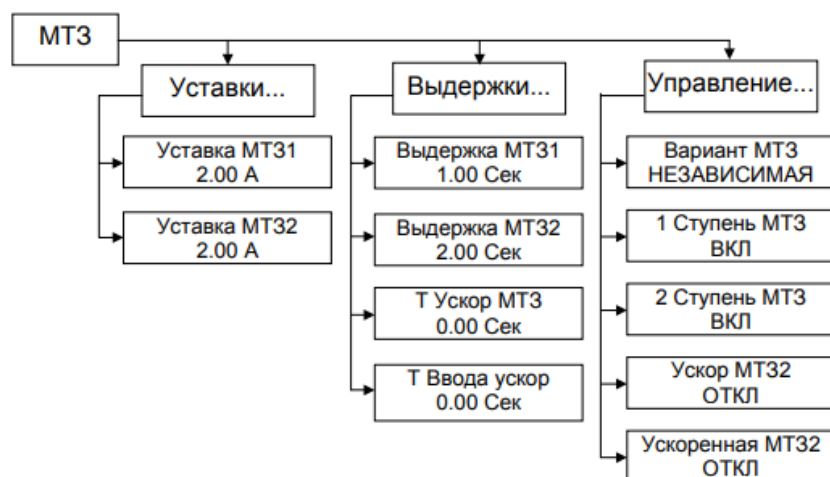


Рисунок 3.1. Меню раздела МСЗ

До складу пристрою входять такі функціональні блоки:

- триступеневий максимальний струмовий захист (МСЗ), де другий ступінь
- може встановлюватися:
- з незалежною чи з залежною від струму витримкою часу;
- з прискоренням або без прискорення при включенні вимикача;
- прискорена або не прискорена;

- захисти від замикань на землю: спрямований захист, ненаправлений захист по  $3I_0$ , ненаправлений захист по  $3U_0$ ;
- одноразове автоматичне повторне включення (АПВ);
- пристрій резервування відмови вимикача (ПРВВ);
- блок включення і блок відключення вимикача;
- визначаються функції;

На функціональних схемах присутні наступні позначення:

- «ДВ» - дискретний вхід з призначенням на нього сигналом;
- «М» - пункт меню із зазначенням обраного параметра;
- «F» - функціональна клавіша з призначенням на неї сигналом

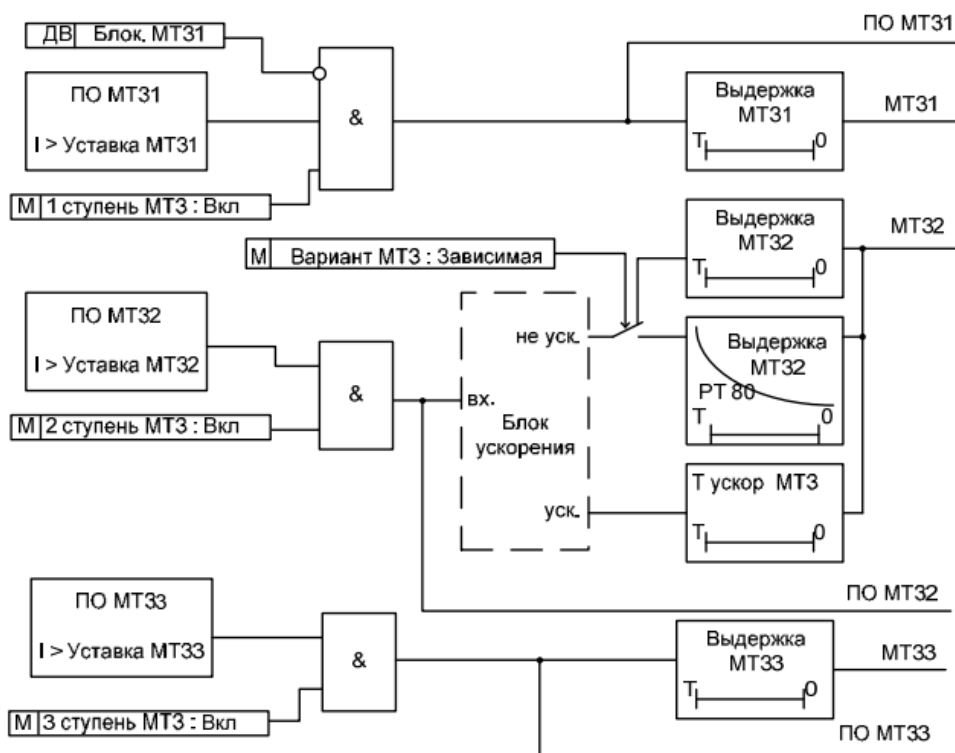


Рисунок 3.2. Функціональна схема блоку максимального струмового захисту

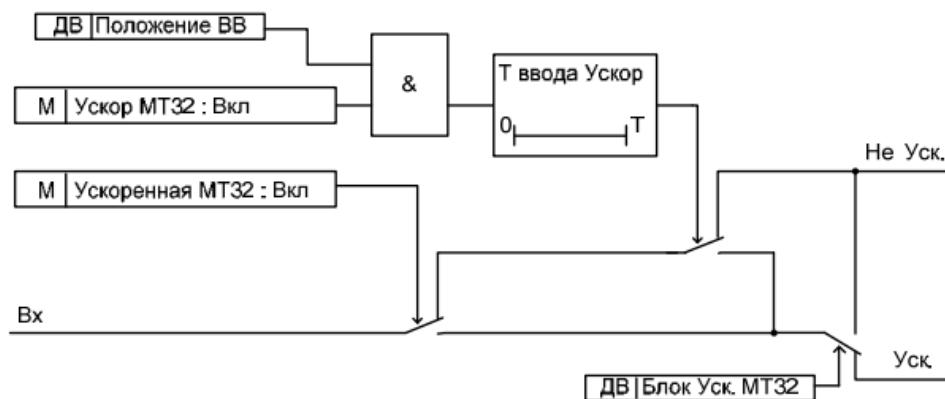


Рисунок 3.3. Функціональна схема блоку прискорення МСЗ

Захист має три ступені, кожний з цих ступенів має затримку по часу та уставку по струму спрацювання пускового органу.

Якщо прискорення МСЗ-2 включено, за сигналом «Положення ВВ» запускається орган витримки часу (Т вводу прискорення), який формує заданий інтервал часу дозволу прискорення. При спрацюванні пускового органу ПО МСЗ-2 у даному інтервалі, запускається орган витримки часу (Т прискор. МСЗ), який через встановлений час видає сигнал спрацювання другого ступеня МСЗ.

Якщо МСЗ-2 встановлений прискореним, то він буде діяти з незалежною витримкою часу (Т прискор. МСЗ), і тільки при наявності сигналу «Блок. УСК. МСЗ-2 »перейде до звичайної витримки часу (залежної або незалежної).

### 3.3 Логічна селективність захистів

Принцип логічної селективності давно відомий, але реалізація його на аналогових реле скрутна. Цифрові реле, як правило, об'єднані лінією зв'язку - провідною "кручена пара", оптико-волоконною або телефонною (через модем) з метою передачі (прийому) інформації на центральний диспетчерський пункт у системі АСУ ТП. Цей зв'язок дозволяє передавати і приймати сигнали логічного очікування від одного реле до іншого реле, розміщених на різних об'єктах.

					141.7104.002.ДБ	Лист
						62
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Принцип логічної селективності полягає в наступному. У кожному цифровому реле 1, 2, 3, 4 використовується окрема ступінь струмового захисту, що має таку ж уставку по току як і остання найбільш чутлива щабель МСЗ. Час спрацювання цієї окремої ступені приблизно дорівнює 0,2 с, тобто вона швидкодіюча як струмове відсічення. Однак дана ступінь може бути заблокована сигналом логічного очікування (ЛО), переданого по каналу зв'язку від реле попереднього захисту. Реле може сигнал ЛО передавати транзитом на вищі наступні елементи.

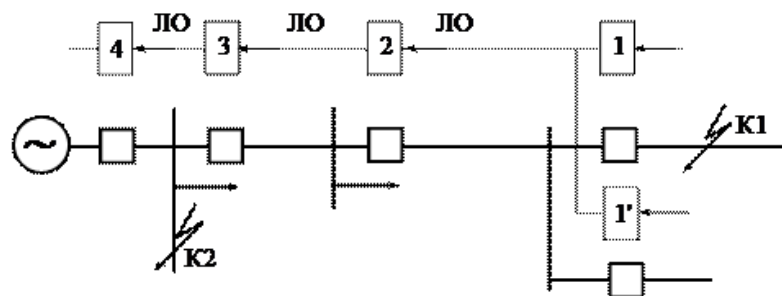


Рисунок 3.4. Логічна селективність в радіальній мережі

Коли КЗ відбувається в радіальній мережі, струм КЗ протікає по ланцюгу від джерела живлення до точки КЗ. Наприклад, при КЗ в точці К1 активізуються пускові органи попередньої 1 і подальших 2 захистів. Реле 1 передає на всі наступні захисту 2, 3, 4 сигнал логічного очікування і швидкодіючі їх ступені блокуються. Але звичайна МСЗ з тимчасовою селективністю залишається в роботі. В даному прикладі без витримки часів спрацює реле 1 і відключить КЗ у точці К1. При короткому замиканні у точці К2 попередні реле 1, 2, 3 НЕ активізуються, оскільки через них струм КЗ не проходить. Реле 4 не отримує сигнал ЛО і тому відключить КЗ без уповільнення. Таким чином, функція логічної селективності, на відміну від класичної МСЗ, забезпечує селективність без накопичення витягів часу на головних елементах. Основна вимога цієї функції - необхідність мати високонадійні лінії зв'язку. За рахунок здатності цифрових реле до самодіагностики в тому числі і ліній зв'язку зазначена вимога виконується.



Функція «логічна селективність» дозволяє значно знизити витримку часу вимкнення вимикача і підвищити ефективність МСЗ, щорозташовані ближче до джерела живлення. Це зумовлено тим, що витримування часу дії тимчасових МСЗ по мірі приближення до джерела живлення значно зростають.

### 3.4 Контроль справності ланцюгів трансформатора струму та трансформатора напруги.

Контроль за справністю струмових ланцюгів.

Уразі обриву або шунтування фази вторинного ланцюга трансформатора струму якого-небудь приєднання, струм від обірваної або зашунтованої фази не надходить в диференціальні реле. В результаті цього баланс струмів в реле порушується, в них з'являється надлишковий струм, рівний по величині і протилежний по напрямку струму обірваної або зашунтованої фази.

Таким чином, при обриві кола струму захист шин може неправильно спрацювати і відключити всю підстанцію або електростанцію, тобто викликати важку аварію.

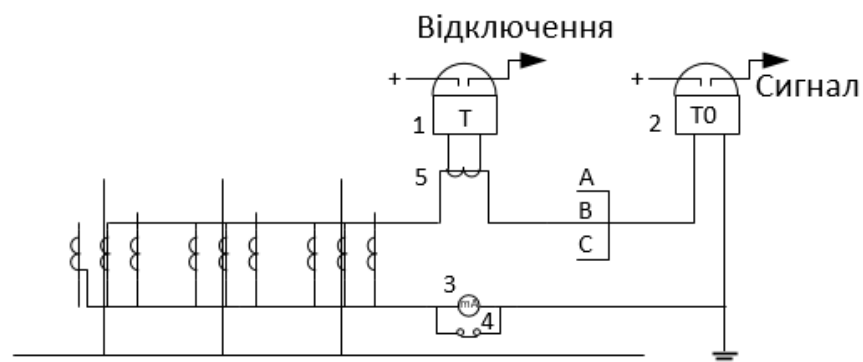


Рисунок 3.5. Диференційний захист з реле 1, увімкненим через швидкодіючий трансформатор 5, та з контролем виправлення струмових ланцюгів за допомогою сигнального реле 2 і міліамперметра 3.

Для попередження неправильної роботи захисту під впливом струму навантаження обірваної фази диференціальні реле відбудовуються від струму навантаження найбільш завантаженого приєднання.

Крім того, в нульовому проводі диференціальних реле встановлюється чутливе струмове реле 2 .

При обриві або шунтуванні фази вторинного ланцюга реле 2 з витримкою часу виводить захист з дії і подає попереджувальний сигнал.

Контроль справності ланцюгів трансформатора напруги.

Для виключення можливості неправильних показань приладів, неправильної дії пристроїв захисту і автоматики внаслідок обривів ланцюгів напруги необхідна сигналізація про несправності цих ланцюгів.

Зазначена сигналізація повинна забезпечуватися:

- при наявності запобіжників в ланцюгах обмоток вищої напруги - при перегоранні одного або декількох запобіжників;
- при відключенні АВ;
- при порушенні роботи блок-контактів шинних роз'єднувачів або їх реле-повторювачів, переключаючи ланцюги напруги приєднання;
- при застосуванні ТН, що розміщується на візку шафи КРУ, - в разі розмикання ланцюгів високої напруги при викочуванні візка з робочого положення (наприклад, для ТН шин секції РУСН 6 кВ).

Релейний захист елементів напругою 35 кВ і вище, живлення якого виконується від ТН, забезпечується пристроями:

- які автоматично виводять захист з дії і сигналізують про це, якщо відключення АВ і інші несправності у вторинних ланцюгах напруги можуть привести до неправильного дії захисту в нормальному режимі;
- які сигналізують появу зазначених несправностей в ланцюгах напруги - у всіх інших випадках.

					141.7104.002.ДБ	Лист
						65
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Незалежно від наявності в комплектах або на панелях захисту вищевказаних пристроїв в схемах вторинних ланцюгів ТН передбачається подача сигналів в наступних випадках:

- при відключенні захисних АВ в ланцюгах ТН всіх напруг - за допомогою їх блок-контактів;
- при порушенні роботи реле-повторювачів шинних роз'єднувачів - за допомогою контактів реле-повторювачів.

### **Висновки**

В даному розділі розглянуто параметри цифрового захисту лінії 10 кВ. Описана технічна характеристика пристрою захисту МРЗС-05. Детально розглянуто алгоритми роботи захистів, логічну селективність захистів та контроль справності ланцюгів трансформатора струму та трансформатора напруги.

					141.7104.002.ДБ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		66

## ВИСНОВКИ

В бакалаврській роботі викладена технічна характеристика схеми підстанції 110/10 кВ та її основних елементів, розраховані струми КЗ ліній 10 кВ. Детально описаний вибір та перевірка трансформаторів струму для релейного захисту, а також розглянутий облік електроенергії на підстанції.

Описані пошкодження та ненормальні режими ліній 10 кВ. Розраховані уставки спрацювання максимального струмового захисту та струмової відсічки на основі вибраного мікропроцесорного пристрою МРЗС-05 заводу Київприлад. Детально викладені технічні характеристики пристрою, алгоритм роботи захистів та логічна селективність захистів.

					141.7104.002.ДБ	Лист
						67
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. М.А. Шабад. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей - 4-е изд., перераб. и доп. - СПб.: ПЭИПК, 2003 - 350 стр., ил.
2. М.Л. Голубев. Методы расчета токов короткого замыкания в распределительных сетях, 1967, 56 с. С илл.
3. М.А. Шабад. Защита трансформаторов 10 кВ, 1989 – 144 с., ил.
4. А.И. Маркевич. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения 2012. -138 с.
5. А. Соловьев, М. Шабад. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ, 2007. – 175 с., ил.
6. Ю. В. Кондратьев, С. В. Заренков. Изучение микропроцессорной Релейной Защиты с использованием блоков типа БМРЗ, 2009 -37 с.
7. Н.В. Чернобровов. Релейная защита 1974- 680 с.
8. А. В. Булычев А. А. Наволочный. Релейная защита в распределительных электрических сетях 2011- 208 с.
9. Каталог продукции производства Киевприбор [Электронный ресурс]/ - Киев, ул. Гарматная 2, 2019-2020. – 100с. URL: [http://www.kievpribor.com.ua/download/katalog\\_2020.pdf](http://www.kievpribor.com.ua/download/katalog_2020.pdf)
- 10.Каталог. Устройство микропроцессорной защиты, автоматики, контроля и управления МРЗС-05 (Киевприбор), 2011-171 с.
- 11.Каталог. Устройство микропроцессорной защиты, автоматики, контроля и управления присоединений МРЗС-05, 2011 – 159 с.