

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

Магістерська кваліфікаційна робота
на тему:
**РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ БЛОКА ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР
З ГЕНЕРАТОРОМ ТГВ 300**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-22м
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Мельник А.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., проф., професор каф. ЕСС

(науковий ступінь, учене звання, посада)

Рубаненко О. Є.

(прізвище та ініціали)

« 10 » 2023 р.

Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕССЕМ

(науковий ступінь, учене звання, посада)

Бавенко О.В.

(прізвище та ініціали)

« 12 » 2023 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

« 11 » 2023 р.

Вінниця ВНТУ 2023 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти другий (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електроенергетика та елетротехніка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

«18» 12 2023р.

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Мельнику Андрію Віталійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Релейний захист блока генератор-трансформатор з генератором ТГВ 300»

Керівник роботи к.т.н., проф., ст. професор кафедри ЕСС Рубаненко О.Є.
затверджено наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247

2. Термін подання студентом роботи 11 грудня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи:

1. Кідиба В. П., Релейний захист електричних систем: підручник. Львів: «Львівська політехніка», 2015. 533 с.; 2. Кутін В. М.

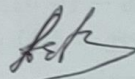

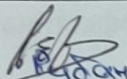
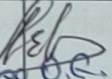
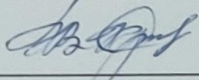
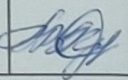
Пристрій захисту від однофазних замикань на землю обмотки статора синхронного генератора, що працює в блоці з трансформатором / В. М. Кутін, В. І. Голінько, О. О. Шпачук // Вісник Вінницького політехнічного інституту. - 2016. - № 2. - С. 133-138. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/vvpi_2016_2_25; 3. О. Є. Рубаненко, О. О. Рубаненко, І. О. Гунько Релейний захист та автоматика електричних станцій. М.: ВНТУ, 2023. 123 с.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: трансформатор ТДЦ-400000/330 потужністю 400 МВА, номінальною напругою 330 кВ, турбогенератор ТГВ-300 потужністю 300 МВт, номінальною напругою 20 кВ, косинусом кута 0,85, коефіцієнт корисної дії 98,7%, ЛЕП довжиною 200 км.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Дослідження захисту генераторів, трансформаторів, ліній електропередач. 2. Розрахунок уставок спрацювання пристроїв релейного захисту. 3. Вибір захистів для обладнання. 4. Економічна частина. 5. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу 1. Вибір захистів для генератора 2. Вибір захистів для трансформатора. 3. Вибір захистів для ліній електропередач. 4. Розрахунок уставок пристроїв релейного захисту. Висновки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Рубаненко О. Є., к.т.н., проф., професор кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. КБЖПБ		
Економічна частина	Остра Н. В. к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 01 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження теми МКР та завдання	01.09.2023	06.09.2023	формування
2	Вступ. Огляд літературних джерел	07.09.2023	12.09.2023	аналітичний
3	Виконання аналітичної частини МКР (розділ 1 МКР)	13.09.2023	05.10.2023	розділ 1
4	Виконання теоретичної частини МКР (розділ 2 МКР)	06.10.2023	20.10.2023	розділ
5	Виконання практичної частини МКР (розділ 3 МКР)	21.10.2023	01.11.2023	розділ
6	Виконання розділу охорона праці (розділ 4 МКР)	02.11.2023	08.11.2023	розділ
7	Виконання економічної частини (розділ 5 МКР)	09.11.2023	15.11.2023	розділ
8	Формування висновків по роботі	16.11.2023	18.11.2023	висновки
9	Оформлення пояснювальної записки	19.11.2023	26.11.2023	пояснювальна записка
10	Виконання графічної частини та оформлення презентації	27.11.2023	04.12.2023	плакати, презентація
11	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	05.12.2023	10.12.2023	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
12	Опонування МКР	11.12.2023	19.12.2023	Відгук опонентів
	Захист МКР	II декада грудня		Доповідь, відповідь на запитання

Студент

(підпис)

А. В. Мельник

Керівник роботи

(підпис)

О. Є. Рубаненко

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311

Мельник Андрій Віталійович «Релейний захист блока генератор-трансформатор з генератором ТГВ 300». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2023. – 72 с. Бібліогр.: 29. Рис. : 22. Табл. : 11.

У магістерській кваліфікаційній роботі проводилося дослідження релейного захисту блоку генератор-трансформатор та лінії.

Для досягнення поставленої мети в першому розділі було виконано аналіз пошкоджуваності електрообладнання, проведено дослідження методів та пристроїв релейного захисту обладнання.

В другому розділі проведений розрахунок уставок спрацювання релейного захисту лінії, трансформатора, генератора.

В третьому розділі розглянуто особливості експлуатації та технічних характеристик терміналів REL 650, REG 670, RET 670.

В розділі з охорони праці проведено аналіз шкідливості роботи персоналу релейного захисту та автоматики на електростанції.

Ключові слова: релейний захист, лінія електропередач, генератор, трансформатор, реле, коротке замикання, струмова відсічка, максимальний струмовий захист, диференційний захист.

ABSTRACT

UDC 621.311

Melnyk Andriy Vitaliyovych "Relay Protection of the Generator-Transformer Unit with TGW 300 Generator." Master's Qualification Work. - Vinnytsia: VNTU. - 2023. - 72 p. Bibliogr. : 29. Fig. : 22. Tab. : 11.

The master's qualification work involved researching the relay protection of the generator-transformer unit and the power line.

To achieve the set goal, the first section conducted an analysis of the vulnerability of electrical equipment and explored methods and devices for relay protection equipment.

The second section performed calculations for the operation settings of relay protection for the line, transformer, and generator.

The third section examined the operational features and technical characteristics of the terminals REL 650, REG 670, RET 670.

In the occupational safety section, an analysis of the harmful effects of the personnel's work on relay protection and automation at the power station was conducted.

Keywords: relay protection, power line, generator, transformer, relay, short circuit, current cut-off, maximum current protection, differential protection.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП.....	6
1 ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАХИСТУ ГЕНЕРАТОРІВ ТРАНСФОРМАТОРІВ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	8
1.1 Релейний захист генераторів.....	8
1.1.1 Повздовжній диференційний захист генератора.....	9
1.1.2 Поперечний диференційний захист генератора	10
1.1.3 Захист від замикань на землю в обмотці статора генератора .	11
1.2 Релейний захист трансформаторів.....	13
1.2.1 Диференційний захист трансформаторів	15
1.2.2 Газовий захист трансформатора	17
1.2.3 Струмова відсічка без витримки часу	18
1.2.4 Максимальний струмовий захист трансформатора	20
1.3 Релейний захист ліній електропередач	21
1.3.1 Максимальний струмовий захист	24
1.3.2 Струмова відсічка.....	26
1.3.3 Логічний захист шин.....	28
1.3.4 Дистанційний захист.....	31
Висновки до першого розділу	34
2. РОЗРАХУНОК УСТАВОК СПРАЦЮВАННЯ ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	35
2.1 Розрахунок уставок генератора.....	35
2.2 Розрахунок уставок трансформатора	47
2.3 Розрахунок уставок лінії електропередачі	55
Висновки до другого розділу	62
3. ВИБІР ЗАХИСТІВ ЕЛЕКТРИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	63
3.1 Вибір захистів для генератора.....	63
3.2 Вибір захистів для трансформатора	66

3.3 Вибір захистів для лінії електропередач	71
Висновки до третього розділу	74
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ	75
4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання	76
4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	80
4.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях	87
Висновки до четвертого розділу	93
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	94
5.1 Розрахунки економічних показників	95
Висновки до п'ятого розділу	99
ВИСНОВКИ	100
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	101
ДОДАТКИ	105
ДОДАТОК А. Протокол перевірки магістерської роботи	106
ДОДАТОК Б. Технічне завдання	107
ДОДАТОК В. Ілюстративна частина	111

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АВР – автоматичний ввімкнення резерву;
АПВ – автоматичне повторне ввімкнення;
АТ – автотрансформатор;
АЧР – автоматичне частотне розвантаження;
ВП – власні потреби;
ВРП – відкритий розподільчий пристрій;
,ДЗ – диференційний захист;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
ЛЗШ – логічний захист шин;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
МССЗ – максимальний струмовий спрямований захист;
ОАПВ – однофазне АПВ;
ОЗП – оперативний запам'ятовувальний пристрій;
ПА – пристрій автоматики;
ПБЗ – перемикання без збудження;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РЗ – релейний захист;
РЗА – релейний захист та автоматика;
СВ – струмова відсічка;
СШ – секція шин;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТГВ – турбогенератор з водневим охолодженням;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.
ІЛМ – інтерфейс людиномашини

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетика є однією з ключових галузей господарства не лише в Україні, але й у всьому світі. Стан науково-технічного прогресу країни можна визначити за станом її енергетичної системи.

Теплові електростанції відіграють важливу роль у енергосистемі України, так як близько 30% виробленої енергії країни генерують ТЕС. Вони є основними станціями, що забезпечують електричною енергією в напівпікові та, разом із ГЕС та ГАЕС, у пікові години. Раніше відсоток генерації теплової енергетики був значно вищим, що було обумовлено імпортом паливних ресурсів від країн близького сходу [1].

Найнебезпечнішим аварійним режимом є коротке замикання, яке супроводжується різким зростанням струмів. Це може призвести до нагрівання, плавлення, механічних пошкоджень та перебоїв у електропостачанні. Крім того, цей режим є пожежонебезпечним для електричних кіл, а також для підключених до них пристроїв. Тому правильний вибір і налаштування релейного захисту має вирішальне значення як на етапі проектування, так і під час експлуатації обладнання. Причинами короткого замикання можуть бути старіння ізоляції, її пошкодження, необачність оперативного персоналу та перенапруження в схемах [2].

На сьогоднішній день існує багато виробників мікропроцесорних терміналів релейного захисту, які відрізняються як за вартістю, так і за функціональністю. Серед визнаних виробників пристроїв релейного захисту особливе місце займають термінали від компанії АВВ. Таким чином, дослідження функціональних можливостей, областей застосування, переваг і недоліків використання пристроїв АВВ для захисту обладнання гідроелектростанцій залишається актуальною задачею [3, 27, 28].

Мета і задачі дослідження. Метою даної магістерської кваліфікаційної роботи є вдосконалення релейного захисту блоку генератор-трансформатор з генератором ТГВ 300.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання:**

- дослідити захисти турбогенератора, блочного трансформатора та лінії електропередач теплоелектростанції;
- розрахувати уставки релейного захисту генератора, трансформатора, лінії;
- дослідити мікропроцесорних терміналів релейного захисту та керування електрообладнанням;
- дослідити вплив шкідливих факторів на персонал електростанції який відповідає за релейний захист.
- визначити термін окупності заміни електромеханічного захисту на мікропроцесорний.

Предмет дослідження – релейні захисти електрообладнання станції.

Об'єкт дослідження – методи захисту електрообладнання станції.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської кваліфікаційної роботи, отримані автором самостійно.

Публікації результатів магістерської кваліфікаційної роботи. Основні наукові результати опубліковані у тезах доповідей:

- Рубаненко О.Є., Мельник А.В., Релейний захист блоку генератор-трансформатор з генератором ТГВ 300: тези наук. – тех.конф. Вінниця 2023 р. Режим доступу

1 ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАХИСТІВ ГЕНЕРАТОРА, ТРАНСФОРМАТОРА, ЛІНІЇ

1.1 Релейний захист генераторів

Робота синхронного електричного генератора в основному залежить від різних параметрів, таких як механічна потужність, що передається генератору від турбіни, навантаження, яке підключено до статора генератора, система збудження та власні потреби генератора, а також система охолодження. Тривалість, протягом якої генератор може працювати в стійкому режимі, перш за все, обмежується нагріванням та температурою окремих компонентів генератора, які не повинні перевищувати максимально допустимі значення. Крім того, механічний стан конструкції генератора, зокрема рівень вібрації, також грає важливу роль. Таким чином, режими роботи генератора можна умовно поділити на три категорії:

- довготривалі допустимі
- короткочасно допустимі
- аварійні

До аварійних режимів відносять такі випадки, які не можуть бути виправлені під час роботи генератора. Ці режими призводять до неприпустимого нагрівання окремих компонентів генератора та його системи збудження, спричиняють виникнення вібрації і, в результаті, можуть призвести до механічних пошкоджень генератора. У випадку аварійних ситуацій генератор повинен негайно та автоматично відключатись від електричної мережі за допомогою електричних та технологічних захистів [1].

Релейні захисти спрацьовують при виникненні зовнішніх і внутрішніх пошкоджень генератора, тоді як технологічні захисти реагують на аварійні ситуації у теплосиловій частині енергоблоку, а також на випадки пошкоджень у системі охолодження генератора. Робота релейних та технологічних захистів взаємопов'язана.

Основні типи пошкоджень генератора включають в себе міжфазні короткі замикання, обмоткові замикання та короткі замикання на землю в обмотці статора, а також замикання в одній або двох точках обмотки збудження. [1].

1.1.1 Повздовжній диференційний захист генератора

Для захисту генератора від міжфазних коротких замикань у статорі використовують поздовжній диференційний захист, який активує аварійне відключення генератора від мережі.

Для потужних генераторів, які мають потужність 160 МВт і більше, застосовують трифазний трьохрелейний поздовжній диференційний захист. На генераторах із такою великою потужністю традиційний поздовжній диференційний захист виконують з використанням реле серії РНТ або ДЗТ, які мають проміжні швидконасихувальні трансформатори.

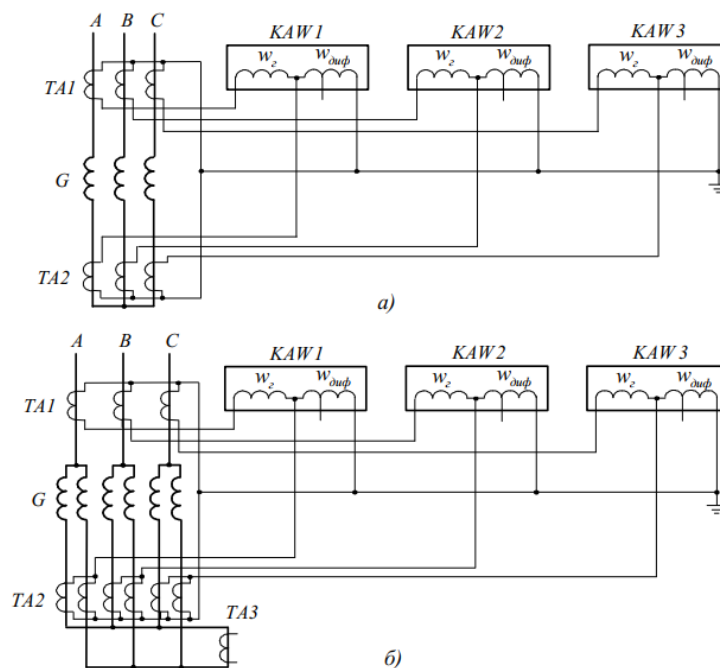


Рисунок 1.1 – Схеми повздовжнього диференційного захисту з реле ДЗТ- 11/5 для генераторів

Для реалізації поздовжнього диференційного захисту використовують трансформатори струму, які встановлюються в лінійних виводах (ТА1) та біля нульових виводів (ТА2) генератора (рис. 1.1, б). У випадку генераторів типу ТВВ з паралельними вітками обмотки статора використовують трансформатори струму, які розташовані в кожній вітці біля нульових виводів генератора, і вторинні обмотки цих трансформаторів струму з'єднують паралельно. (рис. 1.1, б).

Визначення уставок для спрацювання поздовжнього диференційного захисту зводиться до розрахунку кількості витків обмотки гальмування. Цю кількість витків встановлюють, керуючись величиною найбільшого струму небалансу під час зовнішнього короткого замикання або асинхронного режиму роботи генератора.

1.1.2 Поперечний диференційний захист генератора

Для забезпечення захисту генератора від виткових замикань в обмотці статора, використовують поперечний диференційний захист. Цей захист призначений для автоматичного відключення генератора від мережі в разі виникнення аварійних ситуацій. Використовується він зазвичай для генераторів, які мають паралельні обмотки статора.

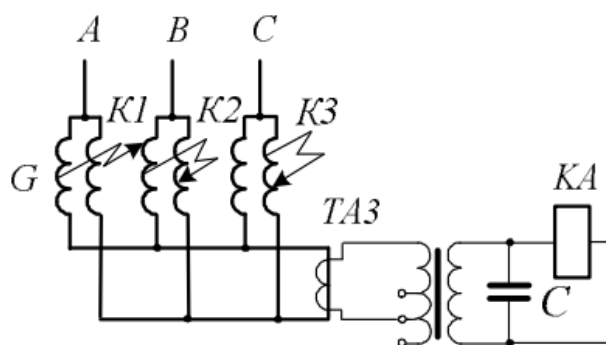


Рисунок 1.2 – Схема поперечного диференційного захисту

Поперечний диференційний захист обмотки статора генератора реагує на різні види замикань: між витками однієї вітки (в точці К3 на рис. 1.2), між витками однієї фази (в точці К2), і між витками різних фаз (в точці К1). В цих випадках відбувається порушення балансу струмів у вітках обмотки статора генератора, і через перемичку, яка з'єднує нейтралі паралельних обмоток статора, протікає струм. Тому вимірний орган захисту підключають до трансформатора струму, розташованого в цій перемичці[8].

У фазних електричних розподільних системах обмоток статора генератора часто містять значну кількість третьої гармоніки та гармонік, які кратні трьом. Це означає, що навіть у нормальному режимі, через перемичку, де встановлено захист, буде протікати струм з гармонічними компонентами, кратними трьом. Це може призвести до помилкового спрацювання реле КА. Для запобігання такому помилковому спрацюванню в вимірному органі захисту передбачено фільтр, який включає конденсатор С. Зі збільшенням частоти вхідного сигналу імпеданс обмотки реле КА зростає завдяки її індуктивності, тоді як імпеданс конденсатора С зменшується. Тому гармонічні складові струму, зокрема ті, які кратні трьом, переважно проходять через конденсатор С, тоді як струм основної частоти протікає через обмотку реле [1].

Первинну обмотку проміжного трансформатора ТАЛ виконують з відпайками, це дає змогу отримати чотири діапазони уставок спрацювання реле в межах від 1,75 до 17,5 А. Таке виконання захисту дозволяє його застосовувати для генераторів різних потужностей.

1.1.3 Захист від замикань на землю в обмотці статора генератора

При однофазному замиканні на землю в обмотці статора генератора струм замикання зазвичай є низьким і коливається від кількох до декількох десятків ампер, особливо у випадках, коли потужні генератори на електростанціях працюють з ізольованою нейтраллю. З цієї причини створення чутливого та селективного захисту від замикань на землю в

обмотці статора генератора, який би реагував на такі низькі рівні струму замикання, практично неможливо на сьогоднішній день. Захист вступає в дію на аварійне відключення генератора від мережі тільки тоді, коли струм замикання на землю перевищує 5 амперів..

Зазвичай, захисти від замикань на землю в обмотці статора генератора, як у Україні, так і в інших країнах, базуються на вимірюванні напруги на різних ділянках обмотки статора. Для забезпечення чутливості до замикань на землю в будь-якій частині обмотки статора, захист використовує два окремих органи:

- орган, який вимірює максимальну напругу нульової послідовності основної частоти. Він захищає більшу частину обмотки статора (приблизно від 85% до 95%) від замикань на стороні лінійних виводів.

- орган, який вимірює напругу третьої гармоніки. Він захищає меншу частину обмотки статора (до приблизно 30%) та нейтраль від замикань на стороні нейтралі [2].

Ці два органи захисту підключають до трансформаторів напруги, які розташовані відповідно на стороні лінійних виводів і нейтралі обмотки статора. Вимірні органи захисту реле напруги KV1 та KV2 приєднують до трансформаторів напруги через пропускні фільтри відповідно першої та третьої гармонік.

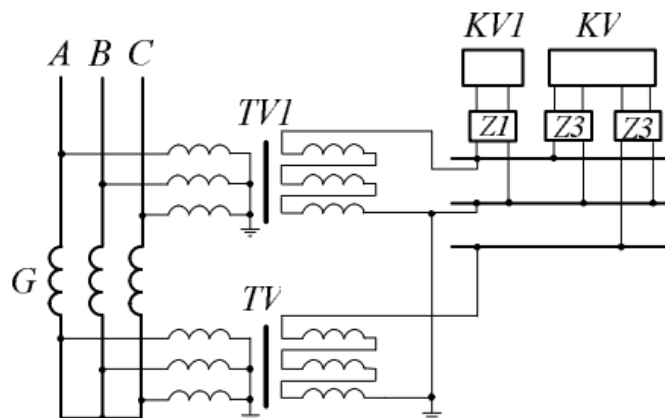


Рисунок 1.3 – Схема приєднання вимірювальних елементів захисту від однофазних коротких замикань

1.2 Релейний захист трансформаторів

До основних видів пошкоджень трансформаторів належать:

- міжфазні к.з. в обмотках і на виводах трансформаторів;
- однофазні та двофазні к.з. на землю (трансформаторів з ефективним заземленням нейтралі) в обмотках і на виводах;
- однофазні замикання на землю (для трансформаторів з ізолюваною нейтраллю);
- виткові замикання;
- "пожежа" магнітопроводу.

Особливі режими роботи трансформатора включають режими надмірних струмів в його обмотках, коли ці струми перевищують номінальні значення, але залишаються меншими за струми міжфазних коротких замикань. Причинами виникнення таких надмірних струмів можуть бути:

- зовнішні к.з.;
- хитання в системі;
- перевантаження;
- перезбудження.

Під час зовнішніх коротких замикань, таких як короткі замикання на шинах або приєднаннях, які живляться від трансформатора, струми в обмотках трансформатора значно зростають. Це може призвести до перегрівання обмоток, прискореного старіння ізоляції та в результаті до пробоїв. Тому на трансформаторах передбачається спеціальний захист від надмірних струмів при зовнішніх коротких замиканнях, який діє з певною затримкою на вимкнення для запобігання пошкодженню з обмеженою тривалістю вимкнення [2].

У випадку трьохобмоткових трансформаторів, захист від надмірних струмів діє на вимкнення вимикача тієї обмотки, яка живить пошкоджений об'єкт. Можуть виникнути хитання між частинами системи, з'єднаними через трансформаторний зв'язок. У цьому випадку струми вирівнювання

проходять через трансформатор і можуть нагрівати його. Зрівнювальні струми можуть бути дуже великими, навіть більшими, ніж струми короткого замикання, тому такий режим є небезпечним для трансформатора.

Під час перевантажень, наприклад, під час підключення додаткового навантаження до трансформатора за допомогою АВР (автоматичного вимикача резервного живлення) після вимкнення паралельно працюючого трансформатора, рівень струмів істотно менший, ніж при зовнішніх коротких замиканнях. Роботу трансформаторів при незначних перевантаженнях можна допустити на певний час, який залежить від ступеня перевантаження. (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 - Допустимі перевантаження трансформаторів

Кратність перевантаження $I_T/I_{T.ном}$	1.3	1.6	1.75	2	3
Допустимий час перевантаження, хв	120	45	20	10	1.5

З таблиці видно, що при незначних перевантаженнях трансформатора можливо вжити заходи для їхньої ліквідації, і обслуговуючий персонал підстанції має достатньо часу для цього. У випадках, коли на підстанції відсутній черговий персонал, тривалі перевантаження повинні бути автоматично ліквідовані спеціальними автоматичними пристроями, які вимикають менш важливих споживачів з певною затримкою часу.

Отже, захист від перевантажень повинен реагувати на сигнал. У інших випадках захист від перевантажень повинен вмикати таймер затримки перед відключенням трансформатора від мережі.

Трансформатори великої потужності, які використовуються в електроенергетичних системах, мають великі розміри і масу. Шляхом

ефективного використання матеріалів, таких як трансформаторна сталь і обмоткові проводи, було досягнуто оптимального підвищення робочої номінальної індукції в сталі трансформатора до близько 1,65 Тл. Подальше підвищення індукції в магнітопроводі трансформатора призводить до значного збільшення струму намагнічення в обмотках і втрат у сталі. Тому підвищення напруги живлення трансформатора без збільшення кількості витків обмотки призводить до його перезбудження та перегрівання. Захист трансформатора від перезбудження складний, але використання автоматики для регулювання напруги (пристрій РПН) забезпечує відповідний підбір витків обмотки живлення трансформатора і уникає його перезбудження [3].

1.2.1 Диференційний захист трансформаторів

Для захисту від багатофазних замикань на обмотках і виводах блокових трансформаторів використовується диференційний захист з циркулюючими струмами. Диференційний захист є основним методом захисту для трансформаторів і має абсолютну селективність, тобто він захищає трансформатор від міжфазних коротких замикань, які можуть виникнути як усередині бака трансформатора, так і на виводах його обмоток. Згідно з ПУЕ, застосування диференційного захисту є обов'язковим для трансформаторів з потужністю 6,3 МВА і більше [4].

Для забезпечення швидкого та селективного відключення у разі паралельної роботи трансформаторів можна розглядати застосування диференційного захисту для трансформаторів потужністю 4 МВА і більше. Крім того, можливе використання диференційного захисту для трансформаторів меншої потужності (але не менше, ніж 1 МВА) у таких випадках:

- струмова відсічка не чутлива;
- МСЗ має велику витримку часу (більшу ніж 0,5 с);
- трансформатори експлуатують у сейсмічній зоні.

Диференційний захист трансформатора, подібно до поздовжнього диференційного захисту лінії, реагує на різницю струмів у кожній фазі між трансформаторами струму ТА1 та ТА2 перед і після трансформатора. Трансформатори струму ТА1 та ТА2 формують плечі захисту. Наближеність або відмінність у струмах контролюється вимірювальним пристроєм, яким є реле струму КА, в обмотці якого вимірюється відхилення струмів від вторинних обмоток трансформаторів струму ТА1 та ТА2. За зовнішнього к.з., первинні струми ТА1 та ТА2 I_{I1} та I_{II1} спрямовані в одну сторону, відповідно, вторинні струми I_{I2} , I_{II2} в обмотці реле КА спрямовані зустрічно і струм в обмотці реле КА $I \approx 0$.

При короткому замиканні в зоні дії захисту – всередині між місцями встановлення трансформаторів струму ТА1 та ТА2, – первинні струми I_{I1} та I_{II1} спрямовані зустрічно і тому вторинні струми I_{I2} , I_{II2} збігатимуться за фазою. У такому разі в обмотці реле КА протікатиме значний струм I_p , що призведе до спрацювання реле [4].

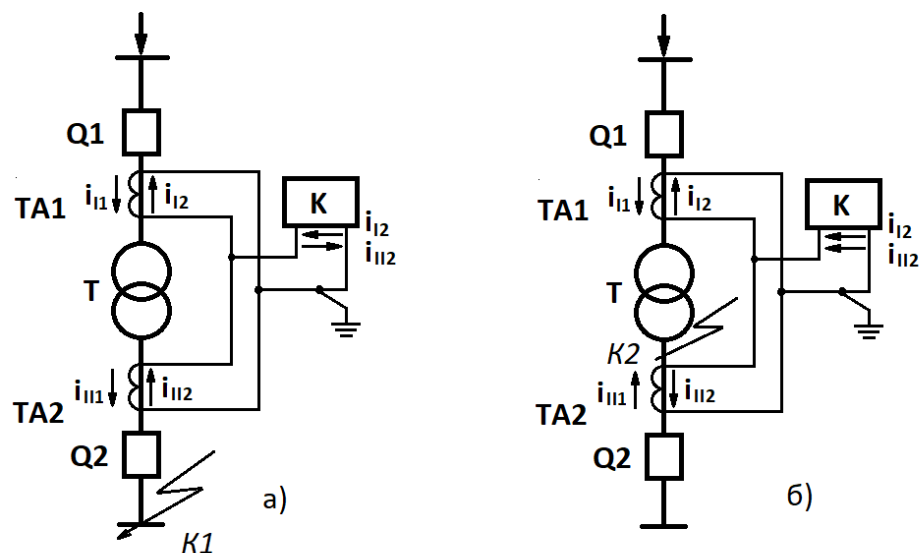


Рисунок 1.4 – Принцип роботи диференційного захисту трансформатора

1.2.2 Газовий захист трансформатора

Для захисту від внутрішніх пошкоджень і зниження рівня масла в трансформаторах встановлюється газовий захист. Цей захист виявляє навіть невеликі викиди газу та активується при великих викидах. Газовий захист реагує на пошкодження, що виникають всередині бака трансформатора і відсіку РПН. Цей вид захисту застосовується лише для оливних трансформаторів. Газовий захист відслідковує зменшення рівня оливи в баку трансформатора, замикання обмоток, сталевого магнітопроводу трансформатора, а також незначних пошкоджень структурних елементів, що розташовані всередині баку. Зазвичай струмові захисти, такі як диференційний захист, захист від зовнішніх надструмів та захист від перевантажень, нечутливі до таких видів пошкоджень. [5].

Відповідно до ПУЕ, газовий захист стандартно встановлюють на трансформаторах із потужністю 6,3 МВА та вище. Проте можливо також використовувати газовий захист для трансформаторів з потужністю від 1 до 4 МВА. Крім цього, газовий захист може бути встановлений на менш потужні трансформатори, зокрема на внутрішньоцехові трансформатори потужністю від 630 кВА та вище.

Газовий захист має дві функції - сигнальну та вимикаючу. Сигнальний орган газового захисту реагує на пониження рівня оливи в баку трансформатора і невелике утворення газу, надсилаючи сигнал. Вимикаючий орган газового захисту активується при подальшому зниженні рівня оливи та інтенсивному виділенні газу, вимикаючи трансформатор від мережі. В деяких випадках допускається використання вимикаючого органа газового захисту для трансформаторів, що працюють у сейсмічній зоні, а також для внутрішньоцехових трансформаторів потужністю до 2,5 МВА, де відсутні вимикачі на стороні високої напруги.

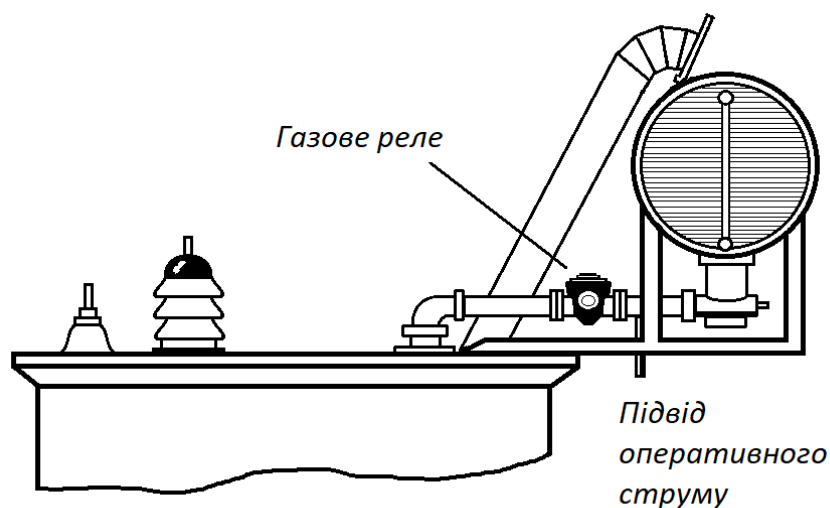


Рисунок 1.5 – Розміщення газового реле на трансформаторі

Головним компонентом газового захисту є газове реле, яке встановлюється у трубопроводі, що з'єднує бак трансформатора із розширювальним резервуаром (зафіксовано на рисунку 1.5). Для забезпечення вільного руху газів до газового реле, патрубок і верхню кришку бака трансформатора рекомендується встановлювати з невеликим нахилом, приблизно 2% [5].

Основними компонентами таких реле є два циліндричні поплавки зроблені з легкого металу. Ці поплавки мають закріплені на них скляні колби, в яких розміщені контакти. У колбах є ртуть. Розташовані колби так, що в верхньому положенні поплавок ртуть знаходиться в одному кінці колби і торкається лише одного контакту, при цьому інший контакт перебуває в повітрі. Після того, як поплавок опускається, ртуть у колбі переміщується і з'єднує обидва контакти, що призводить до активації реле.

1.2.3 Струмова відсічка без витримки часу

Струмова відсічка без витримки часу - це струмовий захист, який реагує на пошкодження в трансформаторі і має селективність, яка визначається обраною величиною струму спрацювання.

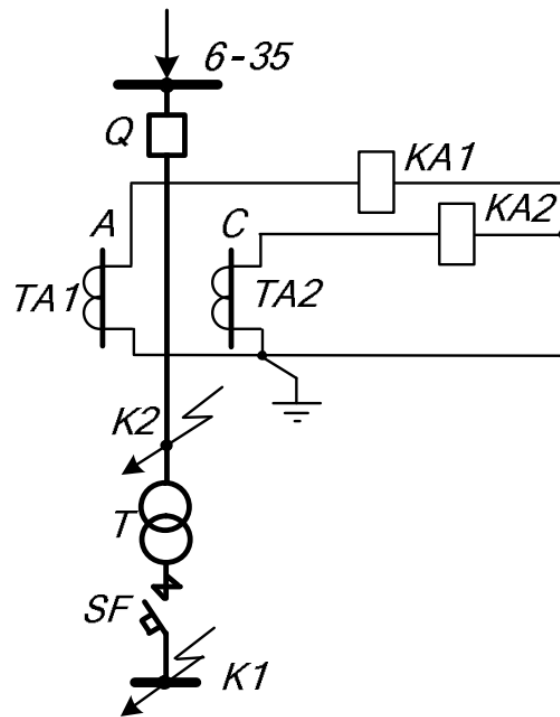


Рисунок 1.6 – Схема під'єднання вимірювальних органів струмової відсічки трансформатора

Для трансформаторів з напругою до 35 кВ застосовується стандартна схема струмової відсічки у двофазному виконанні. Вимірювальні пристрої відсічки підключаються до трансформаторів струму, які встановлені на стороні напруги від 6 до 35 кВ. Для забезпечення селективності роботи струмової відсічки (тобто її незреагування під час короткого замикання на приєднаннях до низьковольтних шин), величину найбільшого струму короткого замикання на низьковольтних шинах трансформатора відведено від неї. [6].

$$I_{с.з}^I = k_{від} * I_{к.з.макс.К1}^{(3)}; \quad (1.1)$$

де, залежно від типу вимірних, коефіцієнт відведення:

$k_{від} = \div 1,3 \ 1,4$ – для реле РТ-40;

$k_{від} = 1,6$ – для реле РТ-80 та реле прямої дії РТМ;

$I_{к.з.макс.К1}^{(3)}$ – максимальний струм, що протікає через трансформатори струму за трифазного к.з. на стороні низької напруги трансформатора (точка К1 на рис. 1.6).

1.2.4 Максимальний струмовий захист трансформатора

Максимальний струмовий захист - це захист, який має відносну селективність, і цю селективність визначається шляхом вибору часу спрацювання. Максимальний струмовий захист (МСЗ) призначений для захисту обмотки трансформатора та його виводів на стороні низької напруги від міжфазних коротких замикань. Важливо відзначити, що цю область не охоплює струмова відсічка.

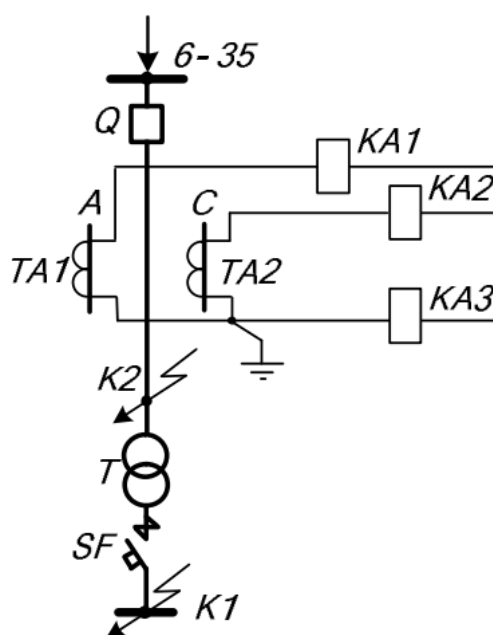


Рисунок 1.7 – Схема під'єднання вимірювальних органів струму максимального струмового захисту трансформатора

Крім того, МСЗ реагує на короткі замикання, що виникають на стороні високої напруги трансформатора, і тим самим запасає дію струмової відсічки без витримки часу. Він також реагує на пошкодження в приєднаннях до шин низької напруги та забезпечує резервну дію захистів на

суміжних елементах. У цьому захисті використовуються реле струму КА1, КА2 та КА3. Для підвищення чутливості захисту в зворотний провід схеми додатково увімкнено реле КА3 [6].

Через обмотку реле КА3 протікає сума вторинних струмів фаз А та С, яка дорівнює струму фази В, де ТС відсутній, з оберненим знаком. Це особливо важливо в мережах з ізольованою нейтраллю. Отже, МСЗ буде однаково чутливим до всіх видів міжфазних коротких замикань в трансформаторі. Розрахунок параметрів спрацювання МСЗ полягає в визначенні струму спрацювання (первинного та вторинного), часу спрацювання і перевірці чутливості захисту. Струм спрацювання МСЗ вибирають так, щоб відключити трансформатор від режимів післяаварійних перевантажень. Для цього струм спрацювання МСЗ повинен бути більшим за струм самозапуску двигунів, які живляться від того ж трансформатора..

1.3 Релейний захист ліній електропередач

В переважній більшості випадків, короткі замикання виникають в електроенергетичних системах саме в лініях електропередач.

До коротких замикань в лініях електропередач відносять:

- однофазні короткі замикання на землю в мережах з ефективним заземленням нейтралі;
- міжфазні короткі замикання;
- трифазні та двофазні;
- двофазні короткі замикання на землю в мережах з ефективно заземленою нейтраллю;
- однофазні замикання на землю в мережах з компенсованою або ізольованою нейтраллю.

Міжфазні к.з., однофазні к.з. та двофазні к.з. на землю у мережах із ефективним заземленням нейтралі супроводжуються значним збільшенням рівню струмів, що супроводжується додатковими механічними навантаженнями на лінію і перегріванням провідників. Це здебільшого

призводить до фізичних пошкоджень лінії, що може призвести до виходу її з ладу. Дані пошкодження супроводжуються зниженням напруги на підстанціях, що в більшості випадків може бути причиною порушення динамічної стійкості системи. У разі виникнення таких пошкоджень захист має спрацювати з мінімально допустимою витримкою часу на вимкнення пошкодженої лінії [7].

У мережах з ізольованою нейтраллю у випадку виникнення однофазних замикань на землю рівень струмів коротких замикань доволі незначний – від кількох ампер до кількох десятків, допустимий струм замикання для мереж 6 кВ – до 30 А, для мереж 35 кВ – до 10 А. У випадку більших струмів необхідно встановлювати струмообмежувальні котушки. Також можуть виникати ферорезонансні явища під час таких пошкоджень, що призводить до значного підвищення фазних напруг мережі, які в свою чергу можуть спричиняти пробій ізоляції обладнання. Під час цього явища, в більшості випадків, з ладу виходять трансформатори напруги та можуть пошкоджуватись кабелі. Окрім того, є небезпека ураження струмом людей та тварин.

Під час аварійних режимів можливі переходи одного виду пошкодження в інший. Зазвичай пошкодження супроводжуються горінням дуги. Яка має практично активний опір, що змінюється під час поширення аварії. В перший момент часу аварії опір дуги є мінімальним, а струм максимальним. В час розвитку аварії довжина дуги зростає, також збільшується опір дуги (до $5 \div 20$ Ом) і, в наслідок цього, струм зменшується. В такому разі, завдяки електродинамічним силам, можливе переміщення дуги по струмоведучих частинах. Швидкість переміщення якої по шинам підстанції може становити до 30 м/с.

За статистичними даними в залежності від загальної кількості пошкоджень, види пошкоджень розподіляються так:

- однофазні к.з. – до 65%;
- двофазні к.з. – до 30%;

– трифазні к.з. – 5%.

До особливих режимів ліній електропередач належать:

- асинхронний хід;
- перевантаження;
- синхронні хитання.

Перевантаження ліній можуть виникати, коли навантаження зростає або внаслідок зовнішніх коротких замикань. Під час перевантажень проводи лінії перегріваються, і напруга на підстанціях знижується, але це відбувається менш інтенсивно, ніж при міжфазних коротких замиканнях. Це стосується як до режиму заземленої мережі, так і до мережі з ефективним заземленням нейтралі. Тому захист від перевантажень повинен мати задану витримку часу для відключення перевантаженої лінії. [7].

Асинхронний хід і синхронні хитання зазвичай виникають внаслідок значних розладів у енергосистемі, що порушують її стійкість. Ці режими спостерігаються після вимкнення значних потужностей виробництва, зовнішніх коротких замикань, підключення великих навантажень і т.д. Під час цих режимів відбуваються періодичні коливання параметрів системи з великими амплітудами. Для подолання таких ситуацій використовуються спеціальні автоматичні пристрої.

При цьому реле захисту повинні залишатися неактивними під час виникнення цих особливих режимів і не втручатися в відключення ліній. Вони активуються лише в разі неправильної роботи автоматичних пристроїв або в ситуаціях тривалих коливань або асинхронного ходу, щоб запобігти перевантаженню та відключити джерела енергії від мережі. Струмові захисти – це захисти з відносною селективністю, які реагують на струм.

До основних методів релейного захисту ліній відносять:

- максимальний струмовий захист (МСЗ);
- струмова відсічка (СВ);
- логічний захист шин (ЛЗШ).

У максимальному струмовому захисті селективність забезпечується вибором часу спрацювання(реле часу), в струмовій відсічці селективність забезпечується вибором уставки струму спрацювання.

1.3.1 Максимальний струмовий захист

Максимальний струмовий захист є найпростішим і найбільш економічним способом захисту ліній електропередачі і, через це, в широкому використанні для захисту ліній з одно- або двостороннім живленням. Принцип дії максимального струмового захисту полягає в тому, що реле спрацьовує, коли струм на відповідному лінійному відрізку перевищує встановлене допустиме значення. Для забезпечення селективності, до цього реле застосовують реле часу з певним часовим затримкою. Зазвичай максимальний струмовий захист встановлюють на початку лінії, ближче до генератора або трансформатора живильної підстанції.

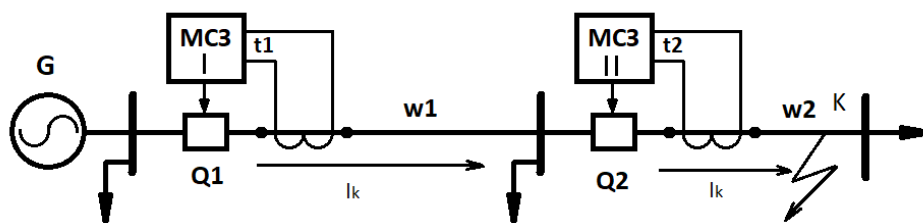


Рисунок 1.8 – Схема встановлення максимального струмового захисту на лінію

Незважаючи на те, що зона дії максимального струмового захисту (МСЗ) розташована між джерелом живлення і споживачем, його встановлюють зі сторони джерела, а не споживача. Зони дії різних рівнів можуть перетинатися між собою. Вибирають такий час відключення МСЗ так, щоб кожне наступне вимкнення відбувалося швидше, ніж попереднє. Ця різниця в часі відключення між попереднім і наступним рівнями

називається часовою селективністю. Забезпечення цієї селективності є важливим для надійного живлення як можливо більше ліній без перерв.

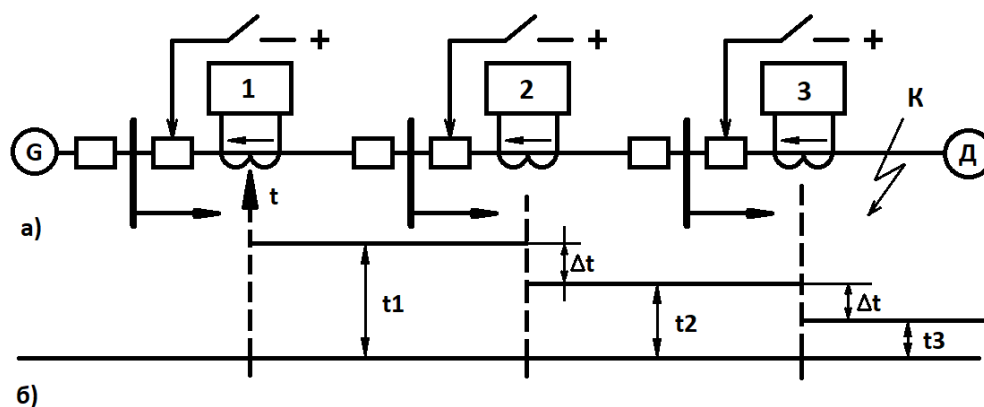


Рисунок 1.9 – Максимальний струмовий захист в радіальній мережі з одностороннім живленням: а) – розміщення МСЗ; б) – витримка часу МСЗ, вибрана по ступінчастому принципу.

Завдяки цьому заходу можна точно визначити територію, де сталася аварія, і відключити лише найближчі комутаційні апарати, не припиняючи роботу непошкоджених частин електричної системи [7].

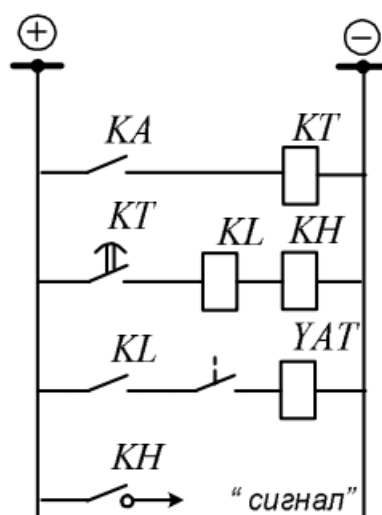


Рисунок 1.10 – Принципова схема МСЗ

У випадку короточасних перевантажень, які автоматично регулюються і пов'язані з запуском потужних електродвигунів, важливо, щоб вибрана витримка часу і відключення за нижчим рівнем напруги забезпечували неперервне живлення мережі без її вимкнення.

Для вибору обладнання для захисту необхідно враховувати мінімальний струм короткого замикання на всьому ланцюгу та особливості роботи підключеного обладнання. Це робиться для того, щоб забезпечити, що струмовий захист не спрацює під час запуску потужного електродвигуна.

1.3.2 Струмова відсічка

Струмова відсічка - це вид максимального струмового захисту з обмеженою зоною дії, який, як правило, має миттєву реакцію. На відміну від максимального струмового захисту (МСЗ), селективність струмової відсічки досягається не шляхом встановлення витримки часу, а через обмежену зону дії. Струм, при якому відсічка спрацює, вимірюється на кінці лінії, яка захищається, або в іншій точці, де відсічка не повинна впливати.

Принцип дії струмової відсічки полягає в тому, що величина струму короткого замикання зменшується зі збільшенням відстані до місця короткого замикання від джерела живлення. Якщо коротке замикання відбувається на початку лінії або в місцях, де встановлено захист, то струм короткого замикання має найвище значення. По мірі віддалення від місця короткого замикання струм короткого замикання поступово зменшується, оскільки опір до місця короткого замикання зростає.

Струм, при якому спрацює струмова відсічка миттєвої дії, вибирається так, щоб вона не вимикала при пошкодженнях на сусідній лінії або в трансформаторі живильної підстанції. При цьому струм спрацювання повинен бути більше максимального значення струму короткого замикання при короткому замиканні на шинах протилежної підстанції. [7].

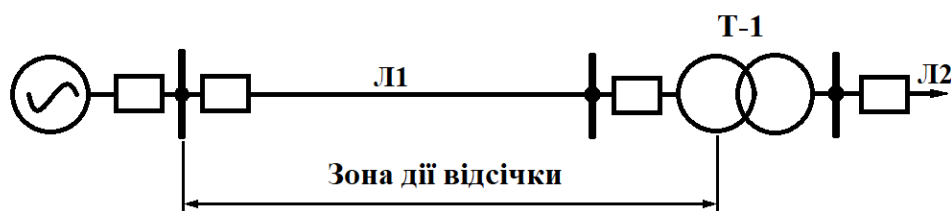


Рисунок 1.11 – Встановлення струмової відсічки на лінії з одностороннім живленням, яка живить один трансформатор

Час спрацювання струмової відсічки складається з часу спрацювання струмового реле і проміжного реле і зазвичай становить приблизно 0,04-0,06 секунди. Однією з особливостей роботи струмової відсічки є її зона дії, яка виявляє чутливість захисту лише на певній частині лінії. Відповідно до Правил установки електрообладнання (ПУЕ), струмову відсічку вважають ефективною, якщо зона її дії в мінімальному режимі становить не менше 20% довжини лінії.

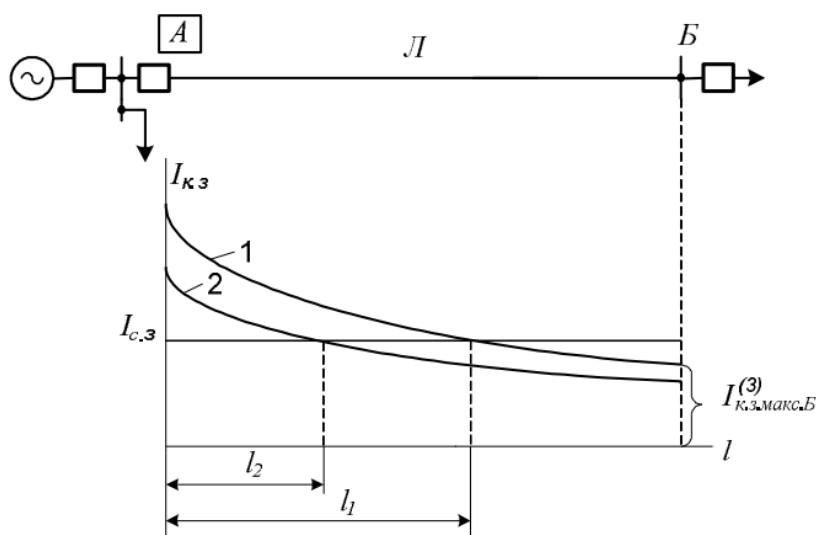


Рисунок 112 – Вибір струму спрацювання струмової відсічки без витримки часу

Не рідко використовують поєднання СВ з МСЗ. Так як струмова відсічка здійснює захист лише окремої частини лінії, її використовують як додатковий захист, а не основний.

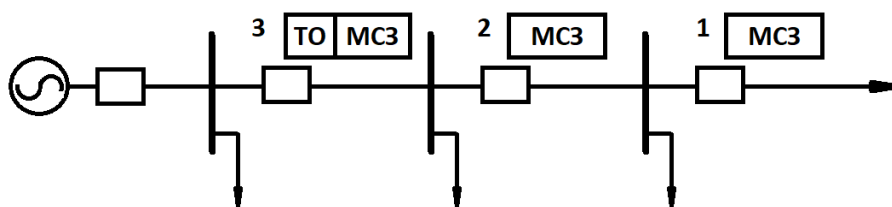


Рисунок 1.13 – Застосування струмової відсічки з МТЗ

Це робиться з метою прискорення відключення у разі пошкоджень, коли виникають великі струми короткого замикання. Ці струми призводять до значних падінь напруги на шинах підстанцій. Іноді використання струмової відсічки дозволяє скоротити час відключення порівняно з використанням максимального струмового захисту.

1.3.3 Логічний захист шин

На сьогоднішній день, логічний захист шин став найбільш поширеною складовою системи релейного захисту та автоматики для розподільних пристроїв від 6 до 35 кВ. Ця поширеність сприяється переходу від електромеханічних компонентів до мікропроцесорів у релейному захисті. Логічний захист використовується для скорочення часу відключення. При короткому замиканні на шинах напругою до 10 кВ, логічний захист шин майже миттєво припиняє подачу електроенергії, працюючи приблизно за 0,1 - 0,15 секунди. [7].

У більшості випадків, логічний захист застосовується в радіальних розподільних мережах напругою 6-35 кВ, а частіше - в мережах напругою від 6 до 10 кВ. У мережах з великою кількістю підключень, встановлення диференційного захисту шин є неефективним, оскільки воно вимагає значних витрат.

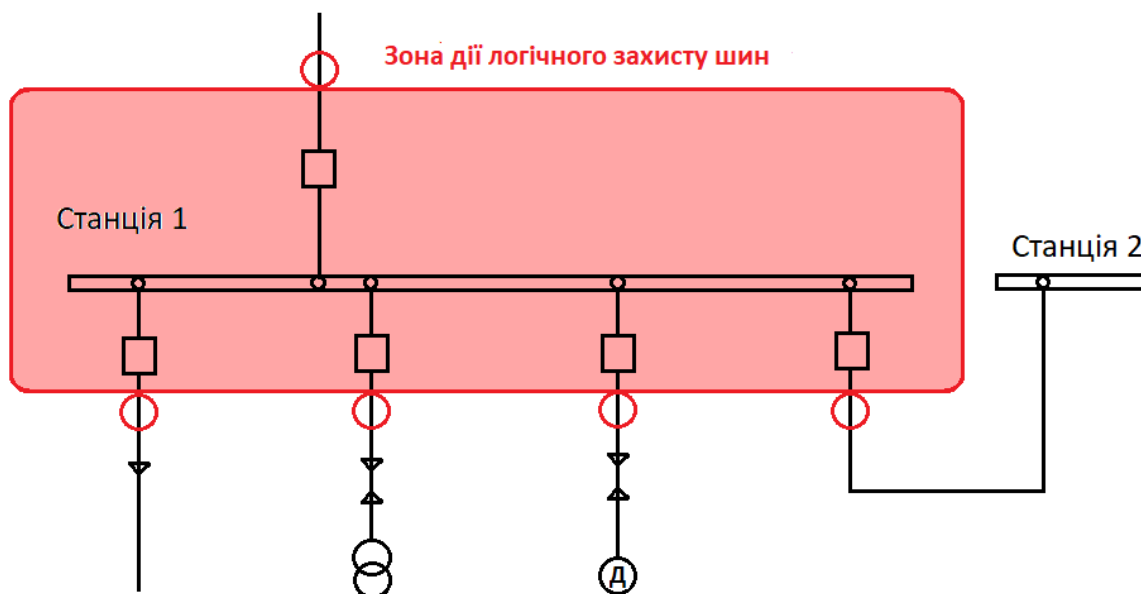


Рисунок 1.14 – Зона дії логічного захисту шин

Незважаючи на назву "ЛЗШ", цей вид захисту не обмежується лише захистом шин, а також включає в себе область вимикачів. Зона дії цього захисту, подібно до диференціального захисту, обмежена місцями встановлення трансформаторів струму.

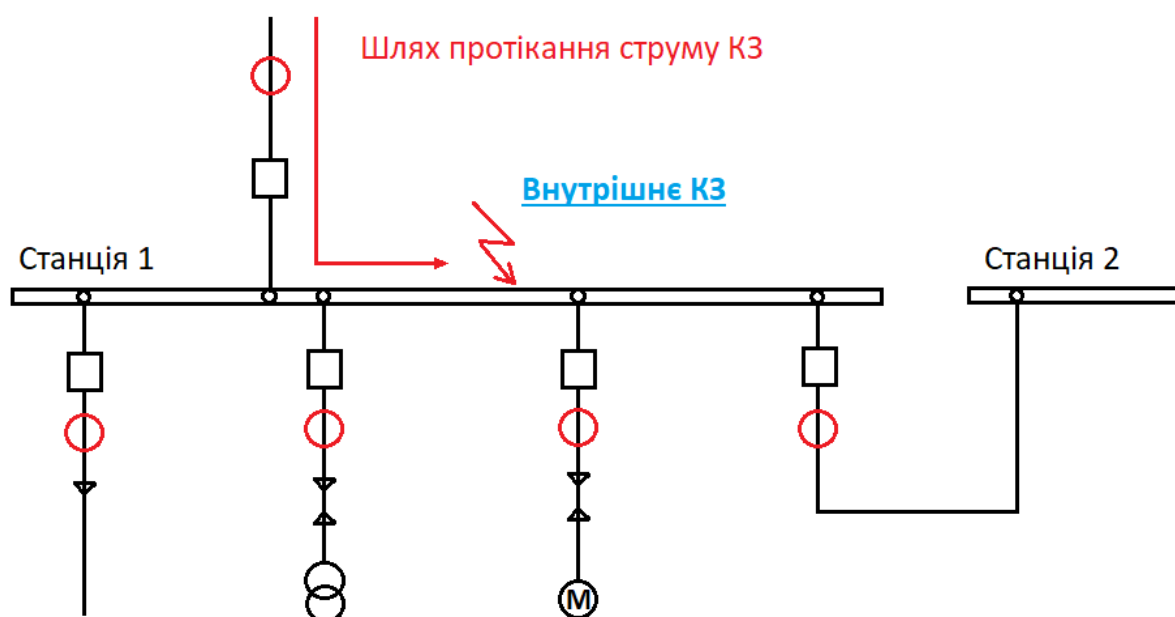


Рисунок 1.15 – Внутрішнє коротке замикання

Струм короткого замикання починається в енергосистемі і потім проходить через трансформатор струму до місця короткого замикання. Від цього струму вмикається захист введення, оскільки струм короткого замикання не протікає через зону приєднань, і сигнал "Блокування ЛЗШ" не передає команду нижчим захистам. Це призводить до відключення вимикача введення, і час відключення не перевищує 0,15 секунд.

При зовнішньому короткому замиканні струм к. з. проходить через трансформатори струму введення та захисту фідера до місця короткого замикання. У такому випадку активується захист введення і захист фідера одночасно. Захист приєднання надає сигнал для включення внутрішніх захистів на захисті введення.

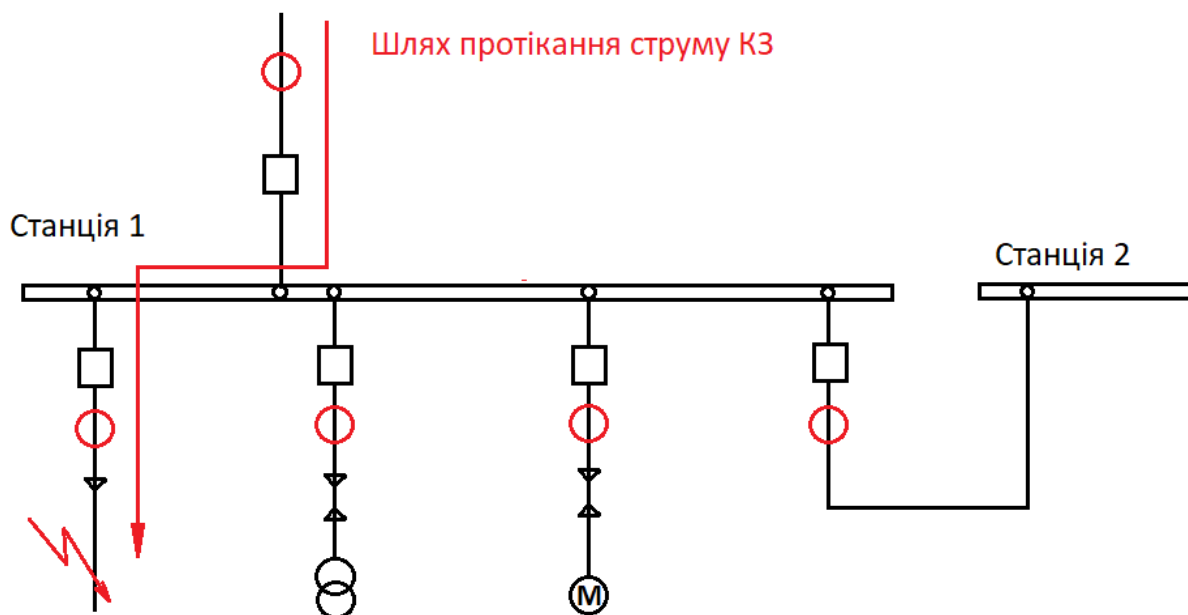


Рисунок 1.16 – Зовнішнє коротке замикання

Захист введення отримує сигнал «Блокування ЛЗШ» після чого блокується прискорений щабель ЛЗШ. Захист фідера активує вимикач задля усунення к. з. МТЗ введення після цього повертається у вихідне положення.

1.3.4 Дистанційний захист

Як було вказано у попередніх розділах, у деяких випадках не досягається достатня чутливість та селективність струмових захистів, як це було бажано. Зона впливу струмової відсічки залежить від режиму енергосистеми, і в мінімальних режимах чутливість може бути недостатньою. МСЗ не завжди відповідає вимогам чутливості та селективності, особливо під час функціонування як дальнього резерву, і може мати неприпустимо велику витримку часу. У складних електричних мережах, особливо на напругах 110 кВ і вище, використання струмових захистів може бути неприпустимим через неможливість задоволення вимог селективності та чутливості. У таких мережах застосовують спеціальні захисти - дистанційні захисти (рис. 1.17), які мають відносну селективність, а їх вимірний орган реагує на відношення напруги до струму, що не залежить від режиму роботи енергосистеми.

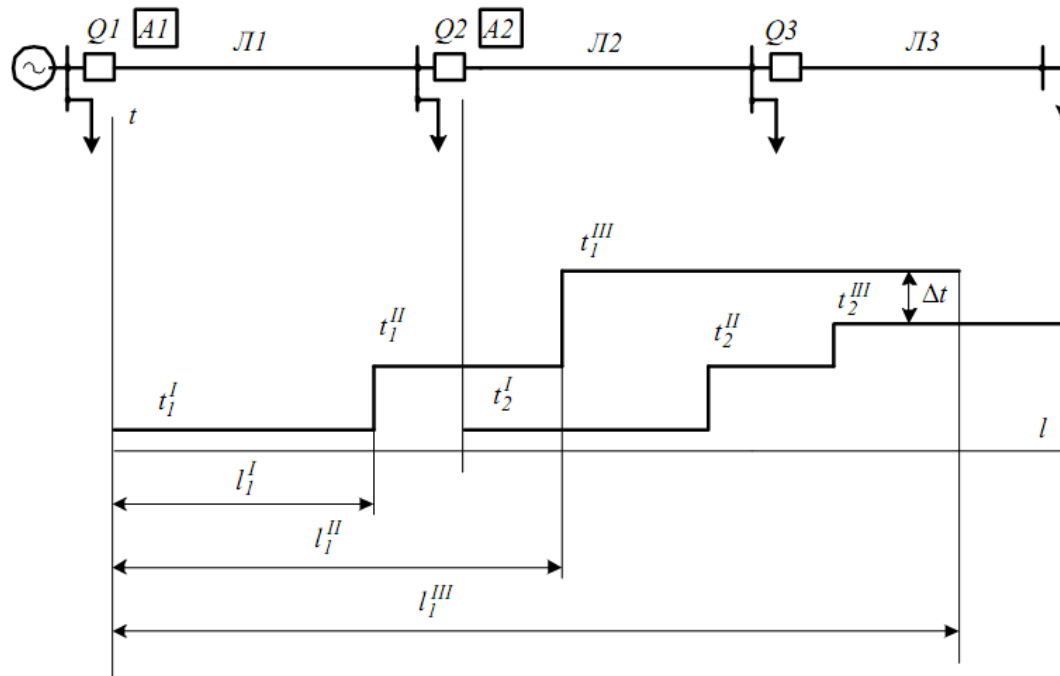


Рисунок 1.17 – Ступінчасті характеристики витримок часу дистанційних захистів

Відношення комплексу напруги до комплексу струму відоме як опір на затискачах вимірювального органа, який, як правило, використовує орган мінімального опору. Реле мінімального опору вимірює опір від місця встановлення захисту до місця короткого замикання, тобто реагує на відстань від місця встановлення захисту до точки короткого замикання. Це пояснює назву - дистанційний захист.

Дистанційний захист, так само як і струмовий, переважно реалізується у формі триступінчастого з відносною селективністю. Кожен із ступенів характеризується параметрами, такими як довжина ділянки лінії, яка охоплюється цим ступенем, та час спрацювання.

Давайте розглянемо, як працюють дистанційні захисти на прикладі мережі з двостороннім живленням (рис. 1.18).

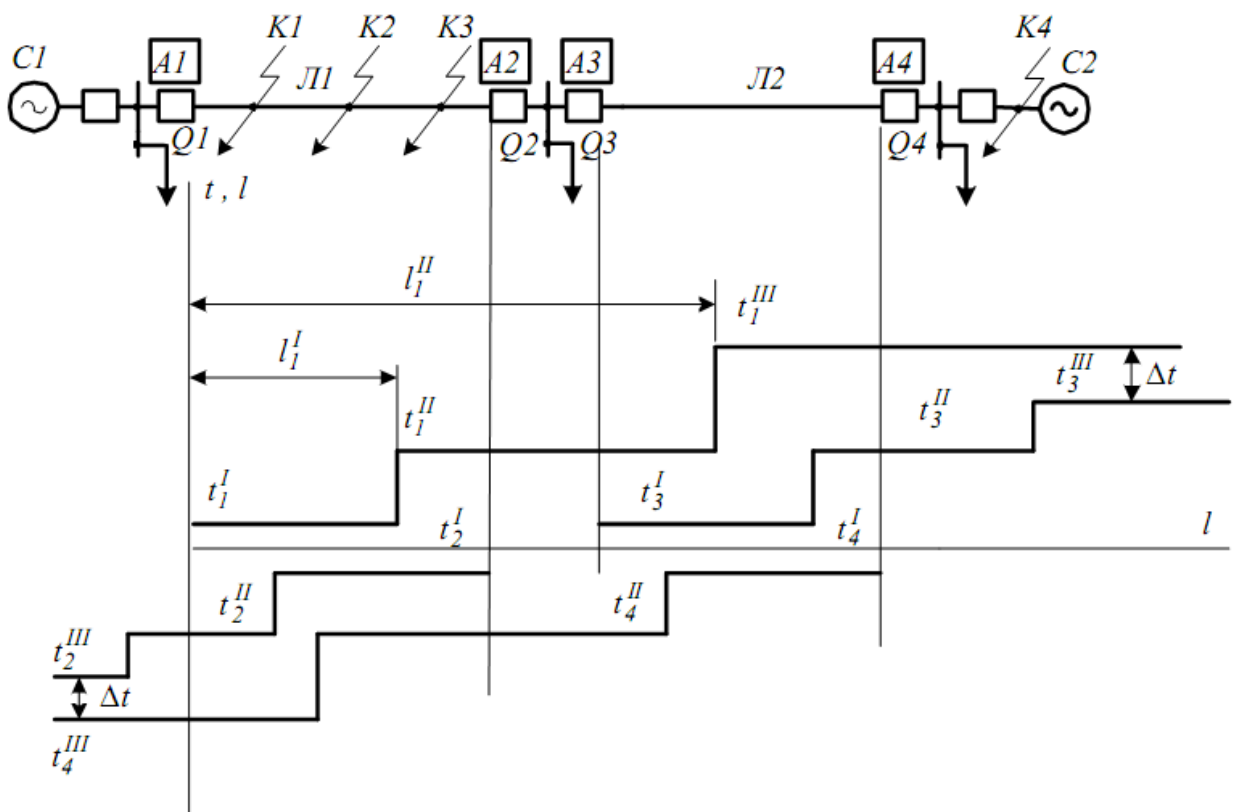


Рисунок 1.18 – Дія дистанційного захисту в мережі

Тривоступеневий захист A1 призначений для роботи лише в напрямку передачі потужності від шини до лінії. Перший ступінь охоплює повністю

лінію Л1 та спрацьовує без витримки часу під час короткого замикання на ділянці лінії ІІ^I.

Другий ступінь охоплює повністю першу лінію та початок другої, резервуючи дію першого ступеня під час короткого замикання на ділянці ІІ^{II}. Він є основним на початку другої лінії і при короткому замиканні в кінці лінії, проте він вже має витримку часу $t1^{II}$. Крім того, другий ступінь резервує дію першого ступеня захисту А1 при короткому замиканні на початку лінії Л1.

Третій ступінь резервує роботу перших двох ступенів і спрацьовує з витримкою часу $t1^{III}$ в разі короткого замикання на ділянці лінії ІІ^{III}.

Під час короткого замикання на початку лінії Л1 (точка К1) працюють перший ступінь захисту А1 та другий ступінь захисту А2. Перший ступінь захисту А1 вимикає пошкодження без витримки часу, тоді як другий ступінь захисту А2 вимикає пошкоджений елемент з витримкою часу $t2$.

Під час короткого замикання посередині лінії Л1 (точка К2) працюють перший ступінь захисту А1 та другий ступінь захисту А2, які без витримки часу вимикають пошкоджений елемент.

Під час короткого замикання в кінці першої лінії (точка К3) спрацьовують другий ступінь захисту А1 та перший ступінь захисту А2. При цьому вимикаються і вимірювальні органи другого та третього ступенів захисту, а саме А4 та третій ступінь захисту А1. Останні спрацьовують із витримками часу лише у випадку неспрацювання основних захистів.

Третій ступінь захисту А1 виконує роль ближнього резервування, а другий та третій ступені захисту А4 виконують роль дальнього резервування, спрацьовуючи при неспрацюванні другого ступеня захисту А2 або вимикача Q2. Захист А3 не спрацьовує, оскільки під час короткого замикання на лінії Л1 потужність для спрямованих вимірювальних органів цього захисту протікає від лінії до шин.

Висновки до першого розділу

1. Після проведення досліджень релейних захистів для електрообладнання теплоелектростанцій, ми прийшли до наступних висновків, що для ліній електропередачі найефективнішим видом захисту є дистанційний захист, оскільки він забезпечує надійний рівень захисту. З іншого боку, найбільш економічним варіантом є використання максимального струмового захисту.

2. Для трансформаторів на гідроелектростанціях газовий захист є важливим, так як він допомагає уникнути небезпечних аварій, таких як "пожежа" сталі, які можуть спричинити серйозні проблеми. Газовий захист має свою вагу порівняно з диференційним захистом для трансформаторів. Для захисту генераторів на гідроелектростанціях використовують як поздовжній, так і поперечний диференційний захист. Це необхідно, оскільки як виткові, так і міжфазні короткі замикання потрібно видалити якнайшвидше і відключити генератор від мережі для запобігання подальшим пошкодженням.

2 РОЗРАХУНОК УСТАВОК СПРАЦЮВАННЯ РЗА БЛОКУ ГТЛ

2.1 Розрахунок уставок релейного захисту блока генератор-трансформатор

2.1.1 Початкові дані для розрахунку

Розрахуємо уставки спрацювання захисту блока генератор-трансформатор. Параметри турбогенератора типу ТГВ-300 табл.2.1. Параметри блочного трансформатора - ТДЦ-400000/330 табл.2.2.

Таблиця 2.1 - Номінальні дані генератора ТГВ-300

$S_{ном}$,	$U_{ном}$,	$I_{ном}$,	$I_{fном}$,	X''_d ,	X'_d ,	X_d ,	X_2 ,
МВ·А	кВ	кА	кА	в.о.	в.о.	в.о.	в.о.
353	20	10,2	3,05	0,195	0,3	2,195	0,238

Таблиця 2.2 - Номінальні дані трансформатора ТДЦ-400000/330

$S_{ном}$,	$U_{ном}$,	$U_{ном}$,	U_k ,	I_x ,
МВ·А	кВ	кВ	%	%
400	347	20	13	0,5

2.1.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Для вибору уставок захистів необхідно провести розрахунок струмів КЗ. Розрахункова схема показана на рис. 2.1.

Поперечна надперехідна ЕРС обмотки статора:

$$\begin{aligned}
 E_{q*}'' &= \sqrt{(U_{H*} \cdot \cos \phi)^2 + (U_{H*} \cdot \sin \phi + I_{H*} \cdot X_d'')^2} = \\
 &= \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,53 + 1 \cdot 0,195)^2} = 1,117;
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

Опір трансформатора відносно базових параметрів генератора [8]:

$$X_T = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{Г.НОМ}}{S_{Т.НОМ}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{353}{400} = 0,115; \quad (2.2)$$

Визначимо струми КЗ при пошкодженні на виводах генератора:

при трифазному КЗ:

$$I_{П,0*}^{(3)} = \frac{E_q''}{X_d} = \frac{1,117}{0,195} = 5,729 \text{ в.о.}; \quad (2.3)$$

струм зворотної послідовності при двофазному КЗ:

$$I_{2П,0*}^{(2)} = \frac{E_q''}{X_d'' + X_2} = \frac{1,117}{0,195 + 0,238} = 2,58 \text{ в.о.} \quad (2.3)$$

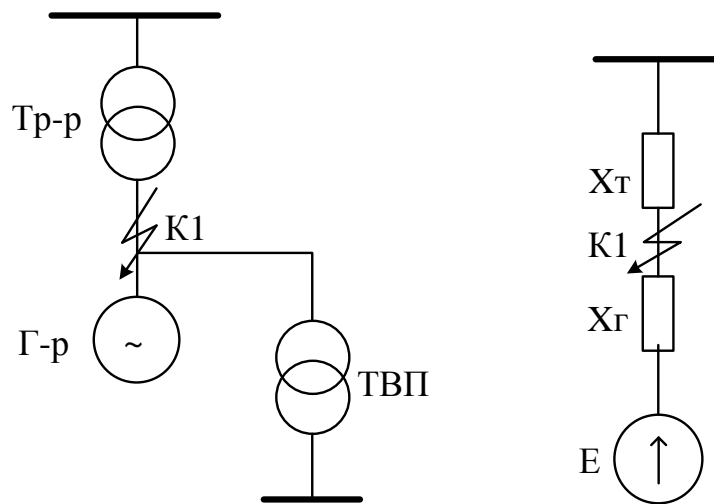


Рисунок 2.1 - Схеми для розрахунку уставок захисту блока генератор-трансформатор: а) схема заміщення, б) розрахункова схема

Визначимо струми КЗ при пошкодженні за блочним трансформатором:

$$I_{x\Pi,0*}^{(3)} = \frac{E_q''}{X_d'' + X_T} = \frac{1,117}{0,195 + 0,115} = 3,61 \text{ в.о.}; \quad (2.4)$$

$$I_{2\Pi,0*}^{(2)} = \frac{E_q''}{X_d'' + X_2 + 2X_T} = \frac{1,117}{0,195 + 0,238 + 0,115 \cdot 2} = 1,686 \text{ в.о.} \quad (2.5)$$

2.1.3 Захист від багатозазних КЗ в обмотці статора та на його виводах

Вибираємо поздовжній диференційний захист з реле типу ДЗТ-11/5.

Далі робимо розрахунок параметрів цього захисту:

- кількість витків робочої обмотки реле приймаємо $w_{роб} = 144$

витки; коефіцієнти трансформації трансформаторів струму однакові:

-

$$n_T = \frac{12000}{5} = 2400;$$

- визначимо максимальну розрахункову величину первинного струму небалансу $I_{нб.розр.мах}$ в усталеному режимі протікання через трансформатори струму зовнішнього максимального струму [8]:

$$I_{нб.розр.мах} = k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{зовн.розр.мах} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 27270 = 1364 \text{ А}; \quad (2.6)$$

- визначимо МРС при протіканні по робочій обмотці струму небалансу:

$$F_{роб} = \frac{k_n \cdot I_{нб.розр.мах} \cdot \omega_{роб}}{n_T} = \frac{1,6 \cdot 1364 \cdot 144}{2400} = 130,9 \text{ А}; \quad (2.7)$$

- визначимо МРС гальмування:

$$F_{\text{гал}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{F_{\text{роб}}^2}{100^2} - 1} = 136 \cdot \sqrt{\frac{130,9^2}{100^2} - 1} = 114,9 \text{ А}; \quad (2.8)$$

- визначимо вторинне значення струму гальмування:

$$I_{\text{гал.в}} = \frac{I_{\text{зовн.розр.мах}}}{n_{\text{T}}} = \frac{27270}{2400} = 11,36 \text{ А}; \quad (2.9)$$

- визначимо кількість витків в обмотці гальмування:

$$w_{\text{гал.розр}} = \frac{F_{\text{гал}}}{I_{\text{гал.в}}} = \frac{114,9}{11,36} = 10,11 \text{ вит.} \quad (2.10)$$

Приймаємо $w_{\text{гал}} = 11$ витків.

2.1.4 Захист від замикань на землю в обмотці статора

Використовуємо захист напруги 1-ї та 3-ї гармонік без зони нечутливості типу ЗЗГ-1. Захист ЗЗГ-1 має два органи:

- максимальне реле напруги першої гармоніки, яке захищає 85-90% витків обмотки статора зі сторони лінійних затискачів;
- реле напруги третьої гармоніки з гальмуванням, яке захищає до 35% витків обмотки статора зі сторони нейтралі та саму нейтраль.

До реле напруги та реле з гальмуванням підводиться напруга зі сторони лінійних затискачів від трансформатора напруги типу ЗНОМ. Для реле з гальмуванням додатково підводиться напруга зі сторони нульових затискачів від трансформатора напруги типу ЗОМ [8].

Захист діє з незалежною витримкою часу – 0,5 с.

2.1.5 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ

Використовуємо одноступеневий дистанційний захист з блок-реле типу КРС-2. Реле вмикається на різницю фазних струмів від трансформаторів струму, які встановлені на стороні нульових затискачів, та на між-фазну напругу від трансформатора напруги на виводах генератора. Реле має кругову характеристику, яка розташована в першому квадранті комп-лексної площини зі зсувом в 3-ій квадрант, і яка охоплює початок координат. Захист виконується з двома ступенями витримки часу [8].

Опір спрацювання захисту:

$$Z_{сз} = \frac{0,95 \cdot U_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot I_{Г,НОМ} \cdot k_H \cdot k_{II} \cdot \cos(\phi_{мч} - \phi_{нав})} =$$

$$= \frac{0,95 \cdot 20}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 10,2 \cdot 1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80^0 - 53^0)} = 0,638; \quad (2.11)$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_{ч} = \frac{Z_{сз}}{Z_{дїл}} = \frac{0,638}{0,351} = 1,82 > 1,2; \quad (2.12)$$

де: $Z_{дїл} = Z_T + Z_{Г} = 0,130 + 0,221 = 0,351 \text{ Ом}; \quad (2.13)$

$$Z_T = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{Г,НОМ}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{20^2}{400} = 0,130 \text{ Ом};$$

$$Z_{Г} = X_d'' \cdot \frac{U_6^2}{S_{Г,НОМ}} = 0,195 \cdot \frac{20^2}{353} = 0,221 \text{ Ом}. \quad (2.14)$$

Витримка часу I ступеня узгоджується з максимальною витримкою часу резервних захистів від міжфазних КЗ на елементах, які приєднані до шин високої напруги:

$$t_{сз.I} = t_{ел.мах} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}; \quad (2.15)$$

Витримка часу II ступеня:

$$t_{сз.II} = t_{сз.I} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с}. \quad (2.16)$$

2.1.6 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та симетричних перевантажень

Використовуємо струмовий захист зворотної послідовності з інтегрально-залежною витримкою часу. Захист здійснюється одним фільтр-реле струму зворотної послідовності типу РТФ-6М, яке має такі елементи:

- пусковий орган без витримки часу для забезпечення пуску і повернення інтегрального органу „відсічка II”, його доставка визначається, як:

$$I_{с.пуск} = 0,1 \cdot I_{Г.ном} = 0,1 \cdot 10200 = 1020 \text{ А}; \quad (2.17)$$

- інтегральний орган з інтегрально-залежною величиною часу $t_{дон} = f(I_2)$, який забезпечує правильність роботи захисту при зміні струму зворотної послідовності I_2 та охолодженні ротора після усунення несиметричного перевантаження:

$$t_{доп} = \frac{А}{I_{2П,0}^2} = \frac{8}{2,58^2} = 1,2 \text{ с}. \quad (2.18)$$

- орган „відсічка I”, який спрацьовує без витримки часу та призначений для дії захисту з незалежною витримкою часу, як резервний захист від зовнішніх несиметричних КЗ:

$$I_{сз2, I} = 0,4 \cdot I_{Г.ном} = 0,4 \cdot 10200 = 4080 \text{ А}; \quad (2.19)$$

- орган „відсічка II”, який спрацьовує без витримки часу та призначений для резервування швидкодіючих захистів турбогенератора з незалежною витримкою часу:

$$I_{сз2, II} = \frac{I_{2П,о}^2}{k_ч} = \frac{2,58 \cdot 10200}{1,2} = 21931 \text{ А}; \quad (2.20)$$

- сигнальний орган, який спрацьовує без витримки часу та призначений для фіксування з незалежною витримкою часу недопустимого несиметричного навантаження генератора:

$$I_{сз2, CO} = 0,05 \cdot I_{Г.ном} = 0,05 \cdot 10200 = 510 \text{ А}. \quad (2.21)$$

2.1.7 Захист ротора від перевантаження струмом збудження

Використовуємо струмовий захист з двома ступенями інтегрально-залежної витримки часу. Захист здійснюється за допомогою блок-реле РЗР-1М, яке має такі елементи:

- вхідний перетворювальний пристрій:

$$\frac{I_{рот.ном.в}}{I_{рзр.ном}} = 0,7 \div 1,2, \text{ де } I_{рзр.ном} = 2,5 \text{ А}; \quad (2.22)$$

- сигнальний орган, який спрацьовує без витримки часу при струмах збудження, які перевищують допустиме значення:

$$I_{сз.CO,перв} = 1,05 \cdot I_{рот.ном} = 1,05 \cdot 3050 = 3202 \text{ А}; \quad (2.23)$$

витримка часу сигнального органу – 10 сек;

- пусковий орган, який спрацьовує без витримки часу та контролює пуск і повернення інтегрального органу:

$$I_{\text{сз.ПО,перв}} = 1,1 \cdot I_{\text{рот.ном}} = 1,1 \cdot 3050 = 3355 \text{ А.} \quad (2.24)$$

- інтегральний орган, який діє з двома інтегрально-залежними витримками часу в залежності від накопичування теплоти в обмотці збудження при перевантаженнях, та охолодження після усунення перевантаження. Зміна уставок інтегрального органу не здійснюється. Для приєднання реле РЗР-1М використовується пристрій П-528, який має трансформатор постійного струму.

2.1.8 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

Використовуємо максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу з реле типу РТВК:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{п}}} \cdot I_{\text{Г.ном}} = \frac{1,05}{0,99} \cdot 10200 = 10818 \text{ А.} \quad (2.25)$$

Витримка часу узгоджується з захистами, які діють на увімкнення.

2.1.9 Додатковий захист ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним збуджувачем

Використовуємо максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу. Первинна напруга спрацювання реле напруги

$$U_{\text{сз}} = 1,5 \cdot I_{\text{рот.ном}} \cdot R_{\text{рот.ном}} = 1,5 \cdot 3050 \cdot 0,05 = 228,8 \text{ В.} \quad (2.26)$$

Витримка часу захисту – 20 с.

2.1.10 Захист від асинхронного режиму при втраті збудження

Використовуємо одноступеневий дистанційний захист з незалежною витримкою часу (одне з трьох реле опору типу КРС-2). Реле вмикається на різницю фазних струмів від трансформаторів струму та на міжфазну напругу від трансформатора напруги так, щоб кутова характеристика знаходилась в III та IV квадрантах комплексної площини опору і не охоплювала початку координат. Лінія максимальної чутливості в комплексній площині при куті максимальної чутливості реле 80° розташовується в III квадранті під кутом 260° .

Діаметр кола характеристики: $d = 1,1 \cdot X_d = 1,1 \cdot 2,43 = 2,673$ в.о.

Зсув характеристики: $a = 0,4 \cdot X_d = 0,4 \cdot 0,38 = 0,152$ в.о.

При цих параметрах забезпечується надійне неспрацювання захисту при нормальному режимі роботи, режимі недозбудження та при асинхронному режимі в енергосистемі [9].

Час дії захисту – 1-2 с.

Захист діє після виникнення струму в статорі генератора з витримкою часу, яка забезпечує режим самосинхронізації.

2.1.11 Захист від підвищення напруги на затискачах турбогенератора та трансформатора

Використовуємо максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу, який діє при недопустимих підвищеннях напруги в режимі холостого ходу або скиданні навантаження. Пусковим органом є реле напруги типу РН-58/200. Для виведення захисту з дії в робочому режимі генератора використовується реле струму типу РТ-40Р. Реле напруги вмикається на міжфазну напругу від трансформатора напруги на виводах генератора.

Напруга спрацювання пускового органу:

$$U_{сз} = 1,2 \cdot U_{Г.НОМ} = 1,2 \cdot 20 = 24 \text{ кВ}; \quad (2.27)$$

$$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{n_H} = \frac{24}{240} = 0,1 \text{ кВ}. \quad (2.28)$$

Струм спрацювання реле блокування:

$$I_{сз} = 0,1 \cdot I_{Г.НОМ} = 0,1 \cdot 10200 = 1020 \text{ А}; \quad (2.29)$$

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}^{(3)}}{n_T} = \frac{1020 \cdot 1}{2400} = 0,425 \text{ А}. \quad (2.30)$$

Витримка часу – 0,3 с.

2.1.12 Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора

Використовуємо захист типу КЗР-3, який виконується з накладанням на коло збудження змінного струму з частотою 25 Гц.

2.1.13 Захист від усіх випадків КЗ в обмотках трансформатора, на його затискачах, ошиновуванні високої напруги та міжфазних КЗ в обмотці статора турбогенератора

Використовуємо загальний поздовжній диференційний струмовий захист з реле типу ДЗТ-21.

Він виконується трифазним на всіх сторонах та трирелейним для підвищення чутливості і надійності [9].

Струм спрацювання захисту:

$$I_{сз} = 0,3 \cdot I_{НОМ.ВН} = \frac{0,3 \cdot 10200}{347 / 20} = \frac{3060}{17,35} = 176,4 \text{ А}. \quad (2.31)$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{II},0}^{(3)} \cdot I_{\text{Г.ном}}}{k_{\text{БГ}} \cdot I_{\text{сз}}} = \frac{0,87 \cdot 3,61 \cdot 10200}{19 \cdot 176,4} = \frac{32035,1}{3351,6} = 9,55 > 2. \quad (2.32)$$

2.1.14 Захист від зовнішніх КЗ на землю в мережі з заземленими нейтраліями

Встановлюємо двоступеневий струмовий захист нульової послідовності з незалежною витримкою часу (реле струму типу РТ-40 та реле часу).

Реле струму вмикають на струм нейтралі трансформатора блока.

Уставка комплекту I:

$$I_{\text{сз.I}} = \frac{I_{\text{ном.ВН}}}{k_{\text{н}}} = \frac{588}{1,5} = 392 \text{ А}; \quad (2.33)$$

$$I_{\text{сп.I}} = \frac{I_{\text{сз.I}}}{n_{\text{T1}}} = \frac{392}{400/5} = 4,9 \text{ А}. \quad (2.34)$$

Уставка комплекту II:

- за умовою забезпечення надійного спрацювання при неповнофазному вимкненні блока при мінімальному навантаженні:

$$I_{\text{сз.II}} = \frac{0,4 \cdot I_{\text{ном.ВН}}}{k_{\text{ч}}} = \frac{0,4 \cdot 588}{1,2} = 196 \text{ А}; \quad (2.35)$$

$$I_{\text{сп.II}} = \frac{I_{\text{сз.II}}}{n_{\text{T1}}} = \frac{196}{80} = 2,45 \text{ А}; \quad (2.36)$$

- за умовою узгодження з захистом комплекту I:

$$I_{cp.II} = \frac{I_{cp.I}}{1,05} = \frac{4,9}{1,05} = 4,67 \text{ A.} \quad (2.37)$$

Приймаємо $I_{cp.II} = 2,69 \text{ A.}$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{II},0}^{(3)} \cdot I_{\text{Г.НОМ}}}{k_{\text{БТ}} \cdot I_{\text{сз.I}}} = \frac{32035,1}{19 \cdot 392} = 4,3 > 2. \quad (2.38)$$

Витримка часу ділення:

- за умовою узгодження з резервним захистом елементів, які приєднані до шин високої напруги:

$$t_{\text{сз.діл.}} = t_{\text{сз.елем.макс.}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с;} \quad (2.39)$$

- за умовою узгодження з захистом, який діє з прискоренням:

$$t_{\text{сз.діл.}} = t_{\text{сз з прискоренням}} + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.} \quad (2.40)$$

Приймаємо: $t_{\text{сз.діл.}} = 1 \text{ с.}$

Витримка часу першого ступеня комплекту II:

$$t_{\text{сз.I}} = t_{\text{сз.діл.}} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с.} \quad (2.41)$$

Витримка часу другого ступеня комплекту II:

$$t_{\text{сз.2}} = t_{\text{сз.I}} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.} \quad (2.42)$$

2.1.15 Захист від замикань всередині баку трансформатора

Встановлюємо газовий захист з двома ступенями дії з реле типу РЗТ-51.

Для виконання однократного АВП ЛЕП використовуються реле типу РПВ-58, а для двократного – РПВ-258 або АПВ-2П.

Для визначення місць пошкодження на повітряних ЛЕП використовуються фіксувальні прилади типів ФІП, ЛИФП, ФПТ, ФПН, ФИС та МФИ.

2.2 Розрахунок уставок релейного захисту блока турбогенератор-трансформатор

2.2.1 Струмова відсічка від міжфазних КЗ

Струмовою відсічкою обладнані всі понижувальні трансформатори з вищою напругою 3 кВ і вище потужністю до 6,3 МВ А, якщо відсічка має достатню чутливість. У зону дії відсічки входить тільки частина обмотки трансформатора з боку ВН, де ввімкнені реле відсічки [9]. При КЗ за трансформатором відсічка не повинна приходити в дію. Струм спрацювання відсічки визначається так:

$$I_{CB} \geq K_{\text{від}} \cdot I_{K_{\text{maxВН}}}^{(3)} ; \quad (2.43)$$

$$I_{CB} \geq 1,4 \cdot 5008,5 = 7011,8 \text{ А};$$

де $K_{\text{від}}$ - коефіцієнт відлагодження (для реле РТ-40 дорівнює 1,3...1,4, а для реле РТ-80 і РТМ - 1,6);

$I_{K_{\text{maxВН}}}^{(3)}$ - максимальне значення струму трифазного КЗ за трансформатором, приведенного до сторони ВН, де встановлена відсічка.

Струм спрацювання струмових реле відсічки:

$$I_{к.маx.ВН}^3 = \frac{U_{НОМ.с}}{\sqrt{3}(X_{с.маx} + X_{Т.мин})}; \quad (2.44)$$

$$X_{Т.мин} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}};$$

$$X_{Т.мин} = \frac{13}{100} \cdot \frac{347^2}{400} = 39,13 \text{ Ом}; \quad (2.45)$$

$$I_{к.маx.ВН}^3 = \frac{347000}{\sqrt{3}(0,868 + 39,13)} = 5008,5 \text{ А.}$$

де $U_{НОМ.с}$ - номінальна напруга мережі, кВ;

$X_{с.маx}$ - найменший опір системи у максимальному режимі її роботи, віднесений до напруги сторони ВН, Ом;

$X_{Т.мин}$ - найменший опір трансформатора, віднесений до напруги сторони ВН, Ом.

$$I_{ср} = \frac{I_{СВ} \cdot K_{сх}^{(3)}}{n_c}; \quad (2.46)$$

$$I_{ср} = \frac{7011,8 \cdot 1}{1000} = 7,011 \text{ А.}$$

де $K_{сх}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми при симетричному режимі;

n_c - коефіцієнт трансформації ТС на стороні ВН трансформатора (1000/1).

Коефіцієнт чутливості визначаєм з виразу:

$$K_{ч} = \frac{I_{рmin}}{I_{ср}} \gg 2; \quad (2.47)$$

де I_{pmin} - мінімальне значення струму в реле при металевому двофазному КЗ на виводах ВН силового трансформатора.

$$I_{pmin} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{k.max.VH}}{2 \cdot n_c}; \quad (2.48)$$

$$I_{pmin} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5008,3}{2 \cdot 1000} = 4,337 \text{ A};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,337}{5,008} < 2.$$

Умова не виконується, отже застосування струмової відсічки не є доцільним

2.2.2 Диференційний струмовий захист трансформатора

Диференційний струмовий захист є основним швидкодіючим захистом трансформаторів з обмоткою вищої напруги 3 кВ і вище, від КЗ на виводах, а також внутрішніх пошкоджень. Захист потрібно передбачати на трансформаторах потужністю 6,3 МВА і вище, якщо струмова відсічка не відповідає вимогам чутливості, а максимальний струмовий захист має витримку часу більшу 0,5 с.

Струми небалансу зумовлені: неможливістю точного встановлення на комутаторі реле РНТ і ДЗТ розрахункових чисел витків (наприклад, дробових) зрівнювальних обмоток. Цим викликана поява складової струму небалансу, яка позначається $I'_{нб}$. Поряд із цими складовими існує складова струму небалансу ($I''_{нб}$), обумовлена різницею намагнічувальних струмів ТС у плечах захисту (в практичних розрахунках її прийнято вважати рівною струму намагнічування або повній похибці гіршого з ТС) [10]. Таким чином, струм небаланса диференційного захисту трансформаторів складається з двох складових:

$$I_{H\delta} = I'_{H\delta} + I''_{H\delta}; \quad (2.49)$$

$$I'_{H\delta} = 0,1 \cdot I_{л.маxHH}^{(3)}; \quad (2.50)$$

$$I''_{H\delta} = \frac{W_{1розр.} - W_1}{W_{1розр.}} \cdot I_{л.маxHH}^{(3)}; \quad (2.51)$$

де $W_{1розр.}$ - розрахункова кількість витків обмоток реле для неосновної сторони.

$$I_{л.маxBH}^{(3)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.52)$$

$$I_{л.маxBH}^{(3)} = \frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 11547 \text{ A};$$

$$I'_{H\delta} = 0,1 \cdot 11547 = 1154,7 \text{ A};$$

Першою умовою вибору первинного струму спрацювання захисту є відлагодження струму спрацювання від першого небалансу:

$$I_{C3} = K_{в\ddot{и}д} \cdot I_{H\delta}; \quad (2.52)$$

де $K_{в\ddot{и}д}$ - коефіцієнт відлагодження (для реле РНТ дорівнює 1,3).

Другою умовою вибору струму спрацювання захисту є відлагодження від струму спрацювання захисту кидка струму намагнічування при вмиканні ненавантаженого трансформатора під напругу

$$I_{т.НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH} \cdot (1 - \Delta U_{BH})}; \quad (2.53)$$

$$I_{T.НОМ} = \frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 347 \cdot (1 - \frac{16}{100})} = 792,3 \text{ А};$$

$$I_{СЗ} = K_{Від} \cdot I_{T.НОМ}; \quad (2.54)$$

$$I_{СЗ} = 1,5 \cdot 792,3 = 1188,5 \text{ А}.$$

де $K_{Від}$ - коефіцієнт відлагодження (для реле РНТ дорівнює 1,3, а для реле ДЗТ - 1,5);

$I_{T.НОМ}$ - номінальний струм трансформатора.

Коефіцієнт чутливості диференціального захисту за (1.9):

$$K_{ч} = \frac{I_{р.мин}}{I_{СП}} \geq 2;$$

де $I_{р.мин}$ - струм у первинній обмотці швидконасихуваного трансформатора (ШНТ) реле серій РНТ і ДЗТ, трансформатора, який має осердя, що швидко насичується;

$I_{СП}$ - струм спрацювання реле, який відповідає кількості витків первинної обмотки ШНТ реле РНТ і ДЗТ, використовуваних на тій стороні силового трансформатора, по якій проходить струм $I_{р.мин}$.

Завданням розрахування диференційного захисту трансформатора з реле серії РНТ є визначення струму спрацювання за умовами (2.55-2.57) і кількістю витків обмоток ШНТ. На початку розрахунку визначаються вторинні струми в плечах диференційного захисту трансформатора. Сторону, де проходить найбільший струм, рекомендується приймати за основну [10]. А для неосновної сторони струм спрацювання реле:

$$I_{\text{сп.неосн.}} = I_{\text{сз.неосн.}} \cdot \frac{K_{\text{сх.неосн.}}^{(3)}}{n_{\text{с.неосн.}}}; \quad (2.55)$$

$$I_{\text{сп.неосн.}} = \frac{1188,5 \cdot 1}{1000} = 1,1885 \text{ А.}$$

де $I_{\text{сз.неосн.}}$ - струм спрацювання захисту, вибраний за умовами і приведений до напруги основної сторони;

$K_{\text{сх.неосн.}}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми для ТС на основній стороні;

$n_{\text{с.неосн.}}$ - коефіцієнт трансформації ТС на основній стороні.

Кількість витків обмотки ШНТ реле РНТ, що підключається до ТС основної сторони:

$$W_{\text{неосн.розр.}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср}}}; \quad (2.56)$$

$$W_{\text{неосн.розр.}} = \frac{100}{1,1885} = 84,143.$$

де $F_{\text{ср}}$ - МДС реле, А·В (для реле РНТ-565 дорівнює (100 ± 5) А).

Вибираємо найменше ціле число, отже кількість витків буде 84.

Кількість витків обмотки ШНТ, яка підключається на основній стороні:

$$W_{\text{осн.розр.}} = W_{\text{неосн.}} \cdot \frac{I_{2\text{неосн.}}}{I_{2\text{осн.}}}. \quad (2.57)$$

де $I_{2\text{осн.}}$, $I_{2\text{неосн.}}$ - вторинні номінальні струми в плечах захисту відповідно для основної і не основної сторін;

$W_{\text{осн}}, W_{\text{не осн.розр.}}$ - прийнята кількість витків відповідно для основної сторони і розрахункове для не основної.

$$I_{2\text{осн}} = \frac{I_{\text{нн}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_t};$$

$$I_{2\text{осн}} = \frac{11547 \cdot 1}{2400} = 4,811 \text{ А};$$

$$I_{2\text{не осн}} = \frac{I_{\text{вн}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_t};$$

$$I_{2\text{не осн}} = \frac{665,5 \cdot 1}{1000} = 0,666 \text{ А};$$

$$W_{\text{осн.розр.}} = 84 \cdot \frac{0,666}{4,811} = 11,639 \approx 12 \text{ витків.}$$

Кількість витків або опір у колі короткозамкнутої обмотки реле РНТ рекомендується приймати при $I_{\text{сз}} = 1,3 \cdot I_{\text{с.ном.}}$ таким: для реле РНТ-562 - гвинти Б-Б; для реле РНТ-565 - опір у колі короткозамкнутої обмотки $R_k = 3 \dots 4 \text{ Ом.}$

$$I_{\text{нб}}'' = \frac{84,143 - 84}{84,143} \cdot 11547 = 19,628 \text{ А};$$

$$I_{\text{нб}} = 1154,7 + 19,6 = 1174,3 \text{ А.}$$

Для забезпечення неспрацювання реле ДЗТ при зовнішніх КЗ на гальмівній обмотці повинна бути виставлена кількість витків [10]:

$$W = \frac{K_{\text{від}} I_{\text{нб}} W_p}{I_{\text{лmax}} \text{tg} \alpha}; \quad (2.58)$$

де $K_{\text{від}}$ - коефіцієнт відлагодження (дорівнює 1,5);

w_p - розрахункова кількість витків робочої обмотки реле на стороні, де увімкнена гальмівна обмотка;

$I_{\text{Лmax}}$ - періодична складова струму при розрахунковому зовнішньому трифазному КЗ на тій стороні трансформатора, де увімкнена гальмівна обмотка, у максимальному режимі роботи системи і з урахуванням впливу РПН трансформатора:

tga - тангенс кута нахилу до осі абсцис дотичної, проведеної з початку координат до характеристики спрацьовування реле, що відповідає мінімальному гальмуванню; для реле ДЗТ-11 приймається таким, що дорівнює 0,75...0,8 [4].

$$W = \frac{1,5 \cdot 1174,3 \cdot 11,639}{5008,5 \cdot 0,87} = 4,392 \approx 5, \text{ (витків).}$$

Кількості витків на гальмівній обмотці реле ДЗТ-11 можуть бути встановлені наступні: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24. Приймається найближча кількість витків $w_T = 5$ витків.

Для виключення впливу гальмівної обмотки при КЗ у зоні дії захисту на понижувальних трансформаторах при односторонньому їх живленні, якщо реле має одну гальмівну обмотку, рекомендується увімкнути її не з боку живлення, а в протилежне плече. Струм спрацьовування визначається за (1.15) Розрахування кількості витків інших обмоток реле ДЗТ-11 здійснюється так само, як для реле РНТ.

2.2.3 Газовий захист

Газовий захист призначений для захисту силових трансформаторів із масляним заповненням, які мають розширювачі, від усіх видів внутрішніх

ушкоджень, що супроводжуються виділенням газу, прискореним протіканням масла з бака в розширювач, а також від витікання масла з бака трансформатора.

Газовий захист є дуже чутливим. При серйозних ушкодженнях трансформатора газовий захист діє миттєво: 0,1...0,2 с (при швидкості потоку масла не менше ніж на 25% вище уставки). Завдяки цим перевагам газовий захист (реле РЗТ-80) обов'язково встановлюється на всіх трансформаторах потужністю 6,3 МВА і більше, а також на всіх внутрішніх цехових понижувальних трансформаторах, починаючи з потужності 630 кВА. Допускається монтаж газового захисту і на трансформаторах від 1 до 4 МВА. На трансформаторах з РПН додатково передбачається окремий газовий захист пристрою РПН (реле РЗТ-24) [10].

У комплекті газового реле РЗТ-80 є три різні пластини, кожна з яких відкалібрована на відповідну швидкість потоку масла (уставку): 0,6; 0,9; 1,2 м/с. Уставка 0,6 м/с рекомендується для трансформаторів потужністю до 40 МВА (система охолодження М і Д). Уставка 0,9 м/с і - для трансформаторів понад 40 МВА з дуттям (Д). Уставка 1,2 м/с - для трансформаторів будь-якої потужності (Ц і ДЦ).

2.3 Розрахунок уставок та вибір типів релейних захистів ліній електропередач

Для ліній 220 кВ з заземленою нейтраллю мають бути передбачені пристрої релейного захисту від багатofазних замикань і від замикань на землю. Від замикань на землю передбачається ступеневий струмовий спрямований захист нульової послідовності [10].

2.3.1 Розрахунок струмової відсічки лінії

Струм спрацьовування струмової відсічки (СВ) лінії, що живить трансформатори, має бути відведений (від – відведення) від кидка струму намагнічування трансформаторів за виразом:

$$I_{CB} \geq K_{\text{від}} \cdot I_{\Sigma \text{тр}} ; \quad (2.59)$$

і від к.з. на шинах низької напруги трансформаторів за виразом:

$$I_{CB} \geq K_H \cdot I_{\text{к.макс}}^3 ; \quad (2.60)$$

де $K_{\text{від}}$ – коефіцієнт відведення, взятий від 4 до 5 в.о. за миттєвого спрацьовування захисту;

$I_{\Sigma \text{тр}}$ – сумарний номінальний струм трансформаторів, які отримують живлення по контрольованій лінії;

K_H – коефіцієнт надійності; вибирається від 1,5 до 1,6 для захисту з реле РТ-40.

$I_{CB} \geq K_H \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)}$ – найбільший зі струмів, що проходять у місці розташування захисту під час трифазних КЗ за трансформатором у максимальному режимі системи.

$$I_{\text{ТрНОМ}} = I_{\Sigma \text{тр}} = \frac{S_{\text{ТрНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} ; \quad (2.61)$$

$$I_{\text{ТрНОМ}} = \frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 347} = 665,53(\text{А}) ;$$

$$I_{CB} \geq 5 \cdot 665,53 = 3327,7(\text{А}) ;$$

$$I_{CB} \geq 1,5 \cdot 4114,58 = 6171,87(\text{А}) .$$

Вибираємо струм спрацьовування захисту «струмова відсічка»
 $I_{CB} = 6171,9 \text{ А}$. Струм спрацьовування реле відсічки:

$$I_{CP} = \frac{I_{CB}}{K_{TC}}; \quad (2.62)$$

$$K_{TC} = \frac{1000}{5} = 200;$$

$$I_{CP} = \frac{6171,9}{200} = 30,9 \text{ (A)}.$$

де K_{TC} – коефіцієнт трансформації вимірювального трансформатора струму.

Беремо струмове реле типу РТ-40/50 з межами спрацювання від 12,5 до 50 ампер.

Струм двофазного КЗ:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)}; \quad (2.63)$$

Струм трифазного

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot X_{л}}; \quad (2.64)$$

$$X_{л} = \frac{x_{\text{инт}} \cdot l}{n} = \frac{0,0869 \cdot 200}{2} = 8,69 \text{ (Ом)};$$

$$I_K^{(3)} = \frac{330 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 8,69} = 21924,7 \text{ (A)};$$

$$I_{k2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)}; \quad (2.65)$$

$$I_{k2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 21924,7 = 18987,3 \text{ (A)}.$$

Чутливість струмової відсічки лінії, що живить трансформатор, визначають під час двофазного к.з. наприкінці контрольованої лінії:

$$K_{\text{ч1}} = \frac{I_{\text{к2}}^{(2)}}{I_{\text{св}}} > 1,5; \quad (2.66)$$

$$K_{\text{ч1}} = \frac{18987,3}{6171,9} = 3,08 > 1,5.$$

Чутливість струмової відсічки задовольняє вимоги.

Напруга спрацювання фільтр – реле вибирається з умови забезпечення відведення від напруги небалансу фільтра в нормальному режимі:

$$U_{2\text{с.з.}} = 0,06 \cdot U_{\text{ном}}; \quad (2.67)$$

$$U_{2\text{с.з.}} = 0,06 \cdot 347 = 20,82 \text{ (кВ)}.$$

Напруга спрацювання захисту після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{\text{с.з}} \leq \frac{U_{\text{min}}}{K_{\text{відв}} \cdot K_{\text{пов}}}; \quad (2.68)$$

де $K_{\text{відв}}=1,2$ – коефіцієнт відведення (ВІД або ВІДВ – відведення);

$K_{\text{пов}}=1,2$ – коефіцієнт повернення реле.

Мінімальна напруга після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{\text{min}} = 0,9 \cdot U_{\text{ном}}; \quad (2.69)$$

$$U_{\text{min}} = 0,9 \cdot 347 = 312,3 \text{ (кВ)}.$$

Напруга спрацювання захисту

$$U_{C.3} \leq \frac{312,3}{1,2 \cdot 1,2} = 216,88 \text{ (кВ)}. \quad (2.70)$$

Напруга спрацьовування мінімального реле напруги визначається, виходячи з умови забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ [10]:

$$U_{C.P} = \frac{U_{C.3}}{K_{TH}}; \quad (2.71)$$

$$U_{C.P} = \frac{216,9 \cdot 10^3}{\frac{330 \cdot 10^3}{100}} = 65,71 \text{ (В)}.$$

Беремо реле типу РН-53/200 з межами напруги спрацьовування від 50 В до 200 В.

Залишкова напруга (міжфазна напруга при к.з. в місці розташування захисту):

$$U_{\text{зал}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{к макс}}^{(3)} \cdot (x_{\text{ЛЕП}} + x_{\text{Тр}}) = \sqrt{3} \cdot I_{\text{к макс}}^{(3)} \cdot (x_{\text{ЛЕП}} + x_{\text{Тр}}); \quad (2.72)$$

$$U_{\text{зал}} = \sqrt{3} \cdot 4144,6 \cdot (8,69 + 39,5) = 340,08 \text{ (кВ)}.$$

Коефіцієнт чутливості для резервного захисту, що реагує на зменшення напруги:

$$K_{\text{ч}2} = \frac{U_{C.3}}{U_{\text{зал}}} < 1,2; \quad (2.73)$$

$$K_{\text{ч}2} = \frac{143,75}{213,44} = 0,67 < 1,2.$$

Коефіцієнт чутливості для резервного захисту (захисту мінімальної дії) має бути не більше 1,2 в.о.

2.3.2 Розрахунок максимального струмового захисту лінії

Первинний струм спрацьовування максимального струмового захисту, встановленого на лінії, яка живить трансформатор, вибирається за умови відведення від струмів самозапуску $I_{\text{спз}}$:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{пов}}} \cdot I_{\text{роб.макс}}; \quad (2.74)$$

де $K_{\text{н}}$ – коефіцієнт надійності, взятий від 1,1 до 1,2 для реле РТ-40 і РТ-80;

$K_{\text{пов}}$ – коефіцієнт повернення реле, взятий 0,8 для реле РТ-40;

$K_{\text{сзп}}$ – коефіцієнт самозапуску навантаження після відключення зовнішнього КЗ;

$I_{\text{роб.макс}}$ – максимальний робочий струм лінії після відключення зовнішнього КЗ.

Коефіцієнт самозапуску вибираємо для узагальненого навантаження таким, що дорівнює 3.

Робочий максимальний струм трансформатора дорівнює:

$$I_{\text{роб.макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.75)$$

$$I_{\text{роб.макс}} = \frac{1,4 \cdot 400000}{\sqrt{3} \cdot 347} = 931,75 \text{ (А)}.$$

Тоді струм спрацьовування максимального струмового захисту $I_{\text{сз}}$:

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 3}{0,8} \cdot 931,75 = 4192,9 \text{ (A)};$$

де коефіцієнт надійності $-1,2$ в.о.; коефіцієнт самозапуску навантаження -3 в.о.; коефіцієнт повернення реле струму захисту $-0,8$ в.о..

Струм спрацювання реле визначається:

$$I_{CP} = \frac{K_{CX}}{K_{TC}} \cdot I_{C3}; \quad (2.76)$$

$$I_{CP} = \frac{1}{200} \cdot 4192,9 = 20,96 \text{ (A)}.$$

Вибираємо реле РТ-40/50 з межами струму спрацювання від 12,5 до 50 А.

Чутливість захисту визначається за коефіцієнтом чутливості до двофазного КЗ наприкінці лінії:

:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{C3}}; \quad (2.77)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{18987,3}{4192,9} = 4,53 > 1,5.$$

Чутливість МСЗ задовольняє вимоги ПУЕ.

Час спрацювання МСЗ лінії дорівнює t_{MC3} :

$$t_{BH} = t_{BH} + \Delta t = 2 + 0,4 = 2,4 \text{ (с)}; \quad (2.78)$$

$$t_{BH} = 2 + 0,4 = 2,4 \text{ (с)}.$$

Ступінь селективності:

$$\Delta t = t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{КТ1}} + \Delta t_{\text{КТ2}} + t_3 ; \quad (2.79)$$

$$\Delta t = 0,05 + 0,1 + 0,1 + 0,15 = 0,4 \text{ (с);}$$

де $t_{\text{відкл}} = 0,05 \text{ с}$ – час відключення вимикача;

$\Delta t_{\text{КТ1}} = 0,1 \text{ с}$ – похибка реле часу КТ1;

$\Delta t_{\text{КТ2}} = 0,1 \text{ с}$ – похибка реле часу КТ2;

$t_3 = 0,15 \text{ с}$ – час запасу.

Висновки до другого розділу

Отримані уставки спрацювання захистів задовольняють вимогам з чутливості та селективності. Коефіцієнти чутливості для основних захистів не менше 2, а для резервних 1,2.

3 ВИБІР ЗАХИСТІВ ДЛЯ ОБЛАДНАННЯ ГТЛ

3.1 Вибір захистів для генератора

Для організації захисту турбо-генератора використаємо мікропроцесорний прилад REG670.

Це інтелектуальний електронний пристрій, який застосовується для захисту і моніторингу генераторів, приводів і підвищувальних трансформаторів на різних типах електростанцій: теплових, гідроелектричних, гідроакумулюючих, парогазових та ін. Завдяки відмінним робочим характеристикам, гнучкості та здатності до розширення функціоналу пристрій відповідає найвищим вимогам і знаходить застосування в різних частинах світу як на нових, так і на модернізованих електроустановках [11].

У пристрої REG670 існує можливість використання до 24 аналогових входів, що дозволяє об'єднати основний і резервний захист генератора в одному пристрої. Крім того, в цю зону захисту можуть бути включені додаткові об'єкти, такі як трансформатори, забезпечуючи повне дублювання основних захистів. Це спрощує систему захисту електростанції та підвищує її надійність. Такий підхід також сприяє зменшенню витрат на монтаж і обслуговування протягом всього робочого циклу системи, починаючи з її введення в експлуатацію і закінчуючи технічним обслуговуванням та запасними частинами. Пристрій використовує інтелектуальний алгоритм для забезпечення вимог та ефективності захисту від різних несправностей.

Система захисту генератора на базі REG670 відповідає найвищим стандартам надійності та доступності. Диференційний захист генератора використовує швидкодіючий алгоритм для виявлення пошкоджень за 15 мс, що гарантує високу надійність системи.

REG670 включає також захист від замикань на землю 100% обмотки статора і ротора з контролем контрольного струму, а також захист від замикань на землю 100% обмотки статора з контролем 3-ї гармоніки. Ці функції дозволяють оптимізувати витрати на систему захисту, залежно від розміру та значимості електростанції.

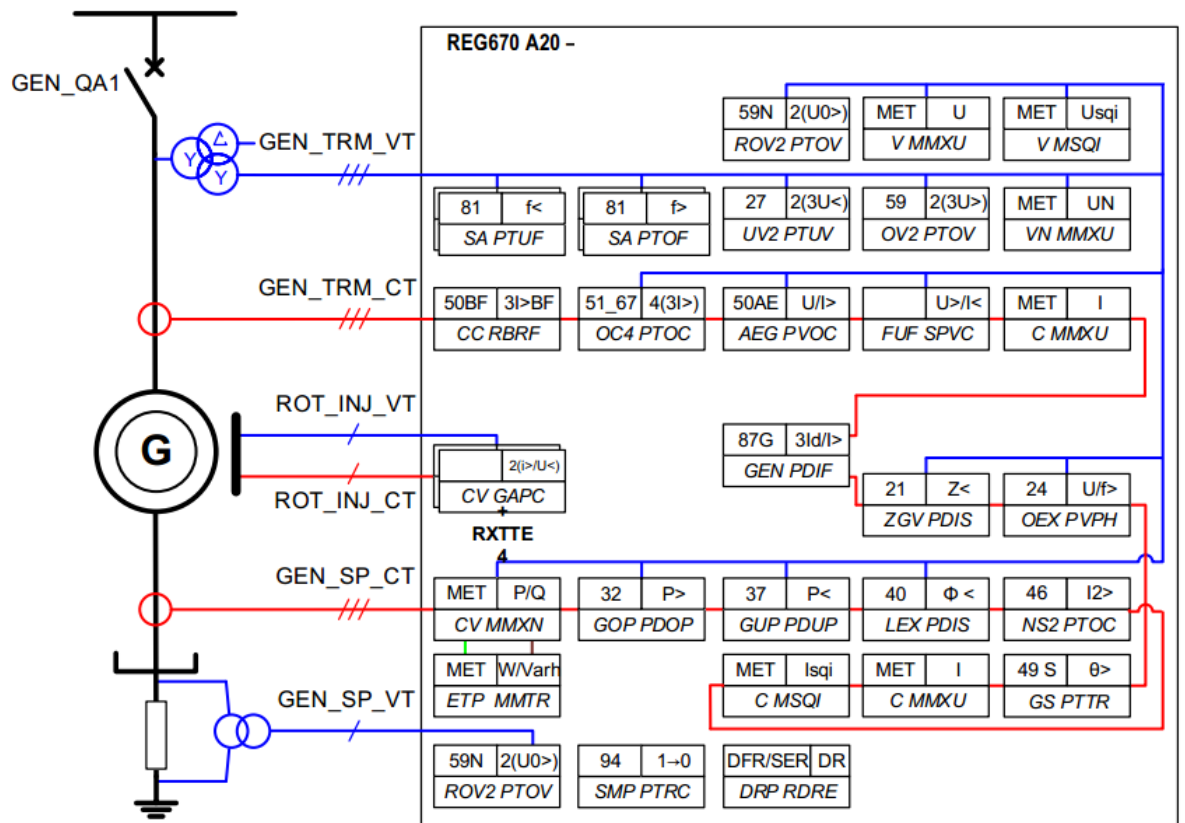


Рисунок 3.1 – Пристрій захисту генератора REG670, конфігурація A20
диференційний захист генератора та резервні захисти

Інноваційний принцип захисту з контролем накладеного струму, впроваджений компанією АВВ, спрощує введення струму через трансформатори “зірка з нейтраллю” або через трансформатори, підключені за схемою “розімкнутий трикутник”, зменшуючи необхідність змін в основних ланцюгах або заземлюючих резисторах. Це робить проектування, монтаж та введення в експлуатацію системи захисту швидкими та простими процесами. Захист від замикань на землю

100% обмотки статора з контролем 3-ї гармоніки використовує диференційний алгоритм для підвищеної чутливості та надійності, навіть при низьких навантаженнях [11].

Пристрій захисту генератора REG670 входить до сімейства продуктів Relion від ABB, яке пропонує рішення для захисту, управління, вимірювань і контролю електроенергетичних систем. Вони дотримуються стандарту MEK 61850, що забезпечує сумісність з новими пристроями та можливість модернізації.

Захисти в пристрої REG670 організовані згідно до Американського національного інституту стандартів ANSI:

1. Диференційний захист:

87T – диференційний захист двох- та трьохобмоткового трансформатора;

87 – однофазний високоомний диференційний захист;

87G – диференційний захист генератора

87N – диференційний струмовий захист нульової послідовності

2. Захист по опорі:

21, 21D – швидкодіючий дистанційний захист

78 – захист асинхронного ходу

40 – захист втрати збудження

64R, 64S – захист ротора/статора від замикання на землю

3. Струмовий захист:

50, 50N – струмовий захист без витримки часу

51/67 – ступінчастий максимальний струмовий захист

51N/67N – ступінчастий максимальний струмовий захист нульової послідовності

46 – ступінчастий захист оберненої послідовності

49 – захист від теплового перевантаження

- 37 – направлений захист від зниження потужності
- 32 - направлений захист від підвищення потужності
- 49S/49R – захист від перевантаження статора/ротора

4. Захист по напрузі:

- 27 – ступінчастий захист від зниження напруги
- 59 – ступінчастий захист від підвищення напруги
- 59N - ступінчастий захист від підвищення напруги нульової

послідовності

- 24 – захист від перезбудження
- 60 – диференційний захист по напрузі

5. Захист по частоті

- 81 – захист від підвищення/зниження частоти
- 81 – захист по швидкості зміни частоти
- 81A – захист по частоті з накопиченням по часу

3.2 Вибір захистів для трансформатора

Для захисту трансформатора розглянемо пристрій RET670, який призначений для надійного захисту потужних трансформаторів і реакторів всіх типів та управління ними.

RET670 - оптимізовано для мереж передачі електроенергії. У розумних електронних пристроях (ІЕУ) RET670 реалізовані рішення для захисту з попередньою конфігурацією або налаштовані згідно з вимогами клієнта для застосування на будь-яких типах трансформаторів та токообмежувальних реакторів. Варіанти пристрою RET670 з попередньою конфігурацією спрощують роботу з ними, оскільки вони вже містять базовий набір функцій та попередню конфігурацію. Для розширення функціональних можливостей ІЕУ RET670 в комплект можуть додаватися додаткові функції для виконання специфічних вимог, визначених конкретною моделлю трансформатора або токообмежувального реактора [12].

Пристрій RET670 забезпечує надзвичайну швидкодіючий диференційний захист з автоматичним узгодженням за коефіцієнтом трансформації ТС та компенсацією груп з'єднань, що робить його ідеальним рішенням для більшості застосувань. Крім того, одне ІЕУ RET670 може бути модифіковане для створення двох комплектів диференційного захисту. Це ІЕУ спроектовано для правильної роботи в широкому діапазоні частот, щоб адаптуватися до змін частоти в енергосистемі при перешкодженнях, а також при запусках та зупинках генераторів. Для пристрою характерні дуже низькі вимоги до трансформаторів струму та відсутність необхідності використовувати проміжні трансформатори струму.

У пристрої RET670 також реалізовані декілька функцій локального та дистанційного управління пристроями на всіх сторонах трансформатора. Оперативна блокування на рівні підключення та станції забезпечує безпеку персоналу та дозволяє уникнути небезпечних операцій з комутаційними пристроями.

Функція диференційного захисту забезпечується 2-ю гармонікою та хвильовим блоком утримуючої функції, щоб уникнути відключення від струму намагнічення і обмеження 5-ї гармоніки, щоб уникнути відключення перезбудження.

Функція диференціала забезпечує високу чутливість для низького рівня внутрішніх несправностей. Унікальний та інноваційний чутливий диференціал. Функція захисту RET670 забезпечує найкращий з можливих покриттів внутрішніх поворотних несправностей обмотки на основі теорії симетричних компонентів. Функція захисту від замикань на землю з обмеженим опором доступна як чутливий і швидкий основний захист від замикань на землю обмотки. Ця функція включає в себе критерій спрямованого струму нульової послідовності для додаткової безпеки [12].

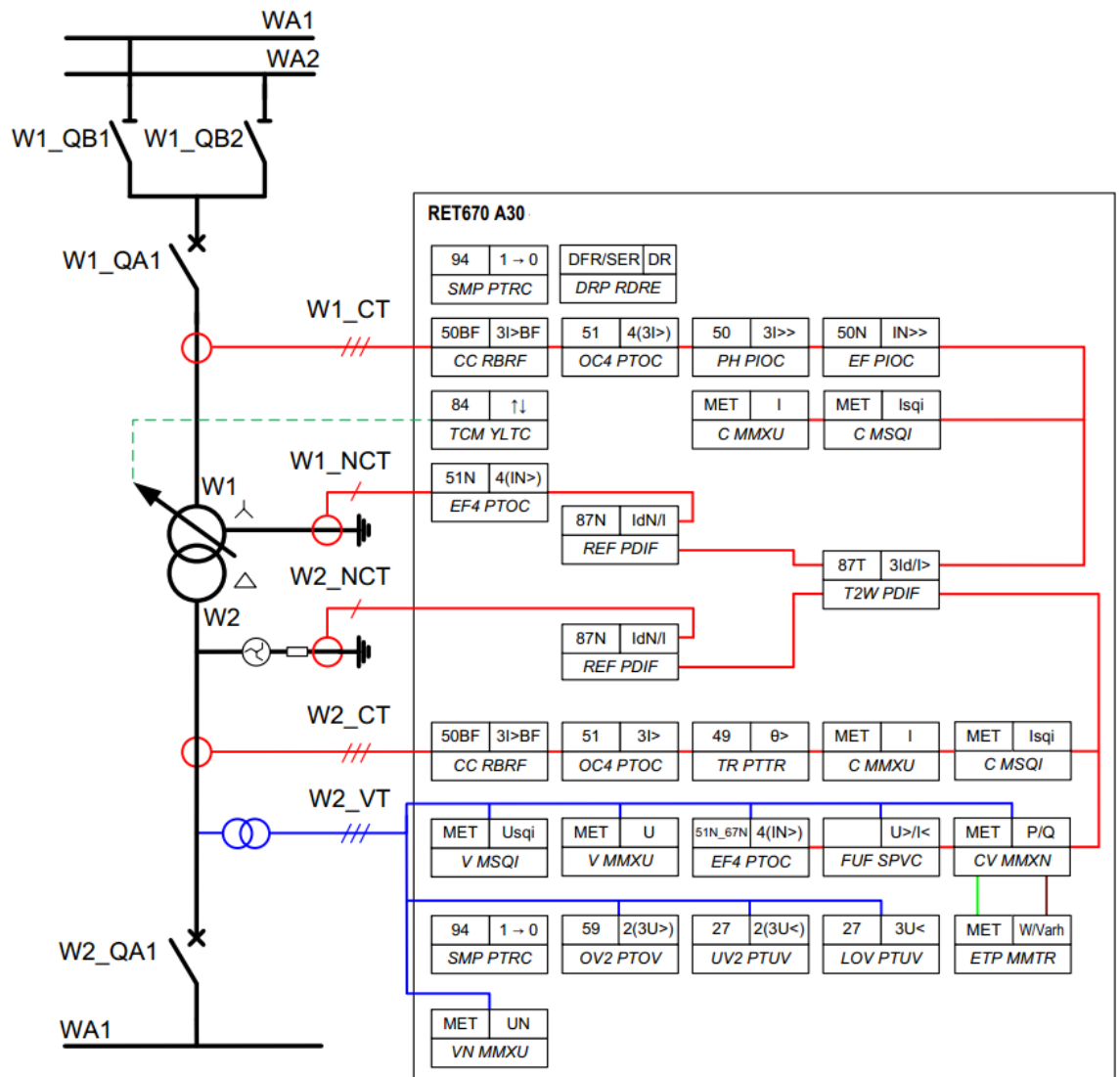


Рисунок 3.2 – Пристрій захисту трансформатора RET670, конфігурація А30 двохобмотковий трансформатор в схемі з одним вимикачем

Додатково доступна функція диференціального захисту з високим опором. Вона може використовуватися як обмеження замикання на землю, або як три включені функції, також як диференціальний захист на автотрансформаторах, як диференціальний захист третин підключеного реактора, як Т-диференційний захист для трансформаторного фідера в сітчасто-кутовому або кільцевому компонуванні, як третинний захист шини тощо.

Відключення від скидання тиску Бухгольца та температури пристроїв можна зробити через трансформатор IED де виконується імпульсний,

блокуючий контактний вихід. Двійкові входи стабілізуються проти перешкод для запобігання неправильним операціям, наприклад, в системах постійного струму ємнісним розрядам, або замиканням на землю постійного струму [13].

Функція дистанційного захисту для міжфазного замикання, або замикання фази на землю, доступна як резервний захист від пошкоджень в трансформаторі.

Універсальна послідовність фаз, заземлення, прямої та нульової послідовності функцій струму перевантаження, які можна зробити за потребою спрямованими, або керованими напругою, що дає альтернативний резервний захист. Також доступні функції частотного захисту.

Вбудований реєстратор подій який зберігає дані користувача про стан і роботу після несправності, аналіз порушення.

При несправності вимикача для кожного трансформатора спрацьовує високошвидкісне резервне відключення зовнішніх вимикачів.

Трансформатор IED також може бути забезпечений повним керуванням і функцією блокування, включаючи функцію Synchrocheck, щоб дозволити інтеграцію основного або локального резервного керування.

Функція Out of Step доступна для окремої системи живлення ділянки, близької до електричного центру при виході з ходу.

Розширені можливості логіки, дозволяють спеціальним програмам, таким як автоматичне розмикання роз'єднувачів функціонувати у мультивимикачі. Графічний інструмент налаштування забезпечує простоту і швидке тестування та введення в експлуатацію. Послідовна передача даних здійснюється через оптичні з'єднання, які забезпечують захист від пошкоджень [14].

Широка гнучкість застосування робить цей продукт зручним, чудовим пристроєм, як для нових установок, так і для реконструкції існуючих.

Захисти в пристрої RET670 організовані згідно до Амеліканського національного інституту стандартів ANSI:

1. Диференційний захист:
 - 87T – диференційний захист двох- та трьохобмоткового трансформатора;
 - 87 – однофазний високоомний диференційний захист;
 - 87N – диференційний струмовий захист нульової послідовності
 - 11REL – додаткова логіка роботи диференційного захисту
2. Дистанційний захист:
 - 21 – дистанційний захист з полігональною характеристикою спрацювання
 - 21D – направлений ДЗ з полігональною характеристикою спрацювання
 - 68 – виявлення хитань потужності
 - 78 – захист від асинхронного ходу/режиму
3. Струмовий захист:
 - 50,50N – струмовий захист без витримки часу
 - 51/67 – ступінчастий максимальний струмовий захист
 - 51N/67N – ступінчастий максимальний струмовий захист нульової послідовності
 - 46 – захист обриву фази
 - 46I2 – МСЗ оберненої послідовності з витримкою часу
 - 26 – захист від теплового перевантаження
 - 49 - захист від теплового перевантаження за двома постійними часу
 - 37 – направлений захист від зниження потужності
 - 32 - направлений захист від підвищення потужності
 - 51V – МСЗ з пуском по напрузі
4. Захист по напрузі:
 - 27 – ступінчастий захист від зниження напруги
 - 59 – ступінчастий захист від підвищення напруги, контроль втрати напруги

59N - ступінчастий захист від підвищення напруги нульової послідовності

24 – захист від перезбудження

60 – диференційний захист по напрузі

5. Захист по частоті

81 – захист від підвищення/зниження частоти

81 – захист по швидкості зміни частоти

3.3 Вибір захистів для лінії

REL650 - це готове рішення для захисту одного вимикача на силових лініях і кабелях, виготовлене компанією АВВ. Цей пристрій релейного захисту є оптимальним типовим пристроєм, який пройшов стандартні випробування і постачається з вже налаштованими параметрами захисних функцій за замовчуванням, що значно спрощує процес замовлення, інженерного проектування, введення в експлуатацію та забезпечує надійну роботу [15].

До основних перевах REL650 можна віднести:

1. Сумісність із стандартом МЭК 61850. Реле повністю відповідає цьому стандарту, забезпечуючи сумісність з сучасними електроенергетичними системами.

2. Сигнальна матриця. Дозволяє легко та швидко оцінити дискретні та аналогові сигнали для більш ефективної роботи.

3. Великий ІЛМ: Надає інформацію про структуру однофазних схем, що спрощує аналіз.

4. Самодіагностика: Включає в себе перевірку аналогових каналів та інші діагностичні функції для забезпечення надійної роботи реле.

Рішення з заданою конфігурацією REL650 вже пройшли типові випробування і включають встановлені за замовчуванням налаштування для таких схем:

- Схеми із одним вимикачем, із однофазним або трифазним відключенням.
- Глухозаземлені або заземлені через високий опір системи.

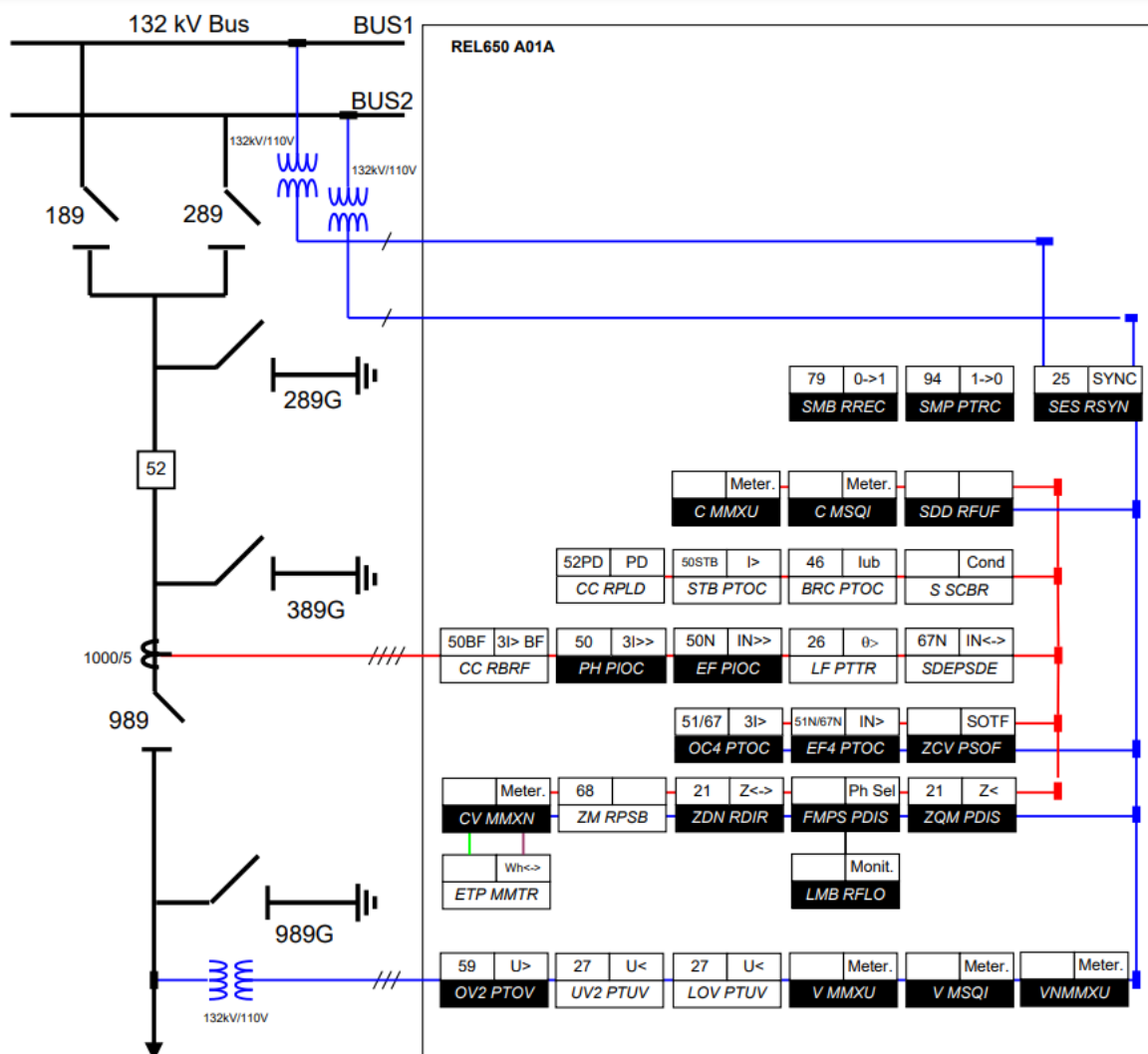


Рисунок 3.3 – Пристрій захисту лінії REL650, конфігурація A01A, 5 дистанційних зон, однополюсний вимикач

Більшість основних параметрів REL650 налаштовуються на заводі, залишаючи замовнику лише специфічні параметри для його конкретного застосування. Параметри, пов'язані із дистанційним захистом лінії, виражені в перших омах, що спрощує процес введення REL650 в експлуатацію та мінімізує необхідність у перерахунку значень струму і напруги. Це дозволяє швидко і ефективно впроваджувати реле в роботу [16].

Захисти в пристрої REG670 організовані згідно до Амеліканського національного інституту стандартів ANSI:

1. Основні функції захисту:

21 – швидкодіючий дистанційний захист(5 зон)

68 – виявлення хитань потужності

2. Функції резервного захисту:

50,50N – струмовий захист без витримки часу

51/67 – ступінчастий максимальний струмовий захист

51N/67N – ступінчастий максимальний струмовий захист нульової послідовності

46 – захист обриву фази

26 – захист від теплового перевантаження

37 – направлений захист від зниження потужності

32 - направлений захист від підвищення потужності

37 – ступінчастий мінімальний струмовий захист з витримкою часу

50BF – резервування відказу вимикача

50STB – захист ошинування

27 – захист від зниження напруги

59 – ступінчастий захист від підвищення напруги

59N – ступінчастий захист від підвищення напруги нульової послідовності

81 – захист від зниження частоти

3. Функції управління і контролю:

25 – контроль синхронізму

79 – автоматичне повторне ввімкнення

87 – контроль струмових кіл

94 логіка відключення

Висновки до третього розділу

Використання сучасних терміналів для захисту електрообладнання на електростанціях, значно спрощує роботу для експлуатуючого персоналу і дозволяє швидко та коректно відключати аварійні ділянки від мережі. REL650 використовується для керування та захисту ліній.

Пристрій REG670 використовується як основний пристрій захисту турбогенераторів.

Пристрій RET670 забезпечує швидкий і вибірковий захист, моніторинг та керування двобмотковими і триобмотковими трансформаторами.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи розглядаються заходи щодо забезпечення безпеки та охорони праці в умовах надзвичайних ситуацій під час модернізації блоку генератор-трансформатор мікропроцесорними терміналами релейного захисту.

Електротехнічний персонал, який відповідає за модернізацію та подальшу експлуатацію електропостачання, стикається з різними небезпечними та шкідливими факторами виробництва. Таким чином, важливо розглянути питання охорони праці, яке включає в себе виявлення цих факторів, розробку заходів з їхнього зменшення, а також врахування аспектів промислової безпеки та безпеки в надзвичайних ситуаціях. Також буде розглянуто створення безпечних та комфортних умов праці для робітників [17].

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо); іонізація повітря.

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи [17].

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

4.1.1 Вимоги до безпечної організації робочих місць оперативно-ремонтного персоналу

Живлення силового обладнання підприємства та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з можливістю одночасного дотику обслуговуючого персоналу до металевого корпусу споживача електроенергії та до металоконструкції що має зв'язок з землею.

Оперативно-ремонтний персонал, який здійснює обслуговування, ремонт і реконструкцію обладнання підприємства, під час використання електрифікованого інструменту повинен дотримуватися таких правил з охорони праці.

Електрифікований інструмент за умовами безпеки поділяється на такі класи:

I – електроінструмент, у якого всі деталі, що перебувають під напругою, ізольовані і штепсельна вилка має заземлювальний контакт. У електроінструмента класу I всі деталі, що перебувають під напругою, можуть бути з основною, а окремі деталі – з подвійною або посиленою ізоляцією;

II – електроінструмент, у якого всі деталі, що перебувають під напругою, мають подвійну або посилену ізоляцію, Цей електроінструмент не має пристроїв для заземлення. Номінальна напруга для електроінструмента класів I і II має бути не більше 220 В для електроінструмента постійного струму; 380 В – для електроінструмента змінного струму;

III – електроінструмент на номінальну напругу не вище 42 В, у якого ні внутрішні, ні зовнішні кола не перебувають під іншою напругою.

Електроінструмент класу III призначений для живлення від безпечної наднизької напруги.

Якщо перетворення високої напруги в безпечну низьку напругу виконується, це слід робити за допомогою безпечного ізолюючого трансформатора, який у тексті також називається "розподільчим трансформатором безпеки", або перетворювача з окремими обмотками. Електроінструмент, що живиться від електромережі, повинен мати приєднаний незнімний гнучкий кабель (шнур) із штепсельною вилкою. У випадку електроінструментів класу I, незнімний гнучкий кабель повинен включати жилу, яка з'єднується з заземлювальним затискачем електроінструмента із заземлювальним контактом штепсельної вилки [18].

Кабель, що вводиться в електроінструмент класу I, слід захищати від стирань і перегинів за допомогою еластичної трубки з ізоляційного матеріалу. Ця трубка повинна бути закріплена в корпусних деталях електроінструмента і виступати з них на довжину не менше п'яти діаметрів кабелю. Закріплення трубки на кабелі поза межами інструмента заборонено.

Для приєднання однофазного електроінструмента слід використовувати шланговий кабель з трьома жилами: дві для живлення і одну для заземлення. Для трифазного електроінструмента використовується чотирижильний кабель, одна жила якого призначена для заземлення. Зазначені вимоги стосуються лише електроінструментів із корпусом, який потрібно заземлити.

Металеві деталі електроінструмента класу I, які можуть опинитися під напругою у випадку пошкодження ізоляції, повинні бути з'єднані із заземлювальним затискачем. Електроінструменти класів II і III не потребують заземлення.

Заземлення корпусу електроінструмента має виконуватися окремою жилою живильного кабелю, яка не може одночасно служити провідником робочого струму. Заборонено використовувати для цього нульовий робочий провід. Штепсельна вилка повинна мати відповідну кількість робочих і один

заземлювальний контакт. Конструкція вилки повинна забезпечувати випереджальне замикання заземлювального контакту при включенні та затримку його розмикання при вимиканні. Конструкція штепсельних вилок електроінструмента класу III має унеможливити підключення до розеток з напругою понад 42 В [19].

Працівники, які працюють з електроінструментом, повинні пройти навчання та перевірку знань щодо безпечного виконання робіт з електроінструментом перед початком роботи. Для роботи з електроінструментом класу I в приміщеннях з підвищеним ризиком та поза приміщеннями можуть бути допущені працівники із II групою електробезпеки. Для роботи з електроінструментом класів II і III достатньо I групи електробезпеки.

У електроінструмента класу I також повинно бути перевірено, чи правильно працює коло заземлення між корпусом і заземлювальним контактом штепсельної вилки. Працівникам повинні бути надані засоби індивідуального захисту (діелектричні рукавички, калоші, килими) або розподільчий трансформатор, перетворювач із окремими обмотками або захисне запобіжне(вимикальне) устаткування.

Заборонено використовувати для роботи електроінструмент, який не відповідає хоча б одній із вказаних вимог або електроінструмент із датою періодичної перевірки. У приміщеннях без підвищеного ризику ураження працівників електричним струмом може бути достатньо використовувати діелектричні рукавиці, а в приміщеннях з електропровідною підлогою - також діелектричні калоші або килими для індивідуального захисту. Електроінструменти класів II і III можуть використовуватися без індивідуальних засобів захисту в приміщеннях без підвищеного ризику ураження працівників електричним струмом.

У випадку обмеженої можливості переміщення та виходу з посудин, апаратів та інших металевих конструкцій, електроінструмент класів I і II може використовуватися лише тоді, коли один електроінструмент живиться

від автономного двигуна-генератора, розподільчого трансформатора безпеки або перетворювача частоти з роздільними обмотками, а також електроінструмент класу III. У цьому випадку джерело живлення (трансформатор, перетворювач і т. д.) повинно розміщуватися поза вказаними посудинами, а вторинне коло джерела живлення не повинно заземлюватися. Заборонено підключати електроінструмент з напругою до 12 В до електричної мережі загального користування через автотрансформатор, резистор або потенціометр [20].

4.1.2 Електробезпека

Технічні рішення для запобігання електротравм:

1) Щоб уникнути електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, необхідно:

- Розміщувати неізольовані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах.

- Використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні, такі як написи, таблички, попереджувальні знаки.

- Підводити кабелі до споживачів в закритих конструкціях підлоги.

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. Використання його запобігає короткому замиканню (КЗ), при якому спрацьовує захист від КЗ, і пошкоджений споживач відключається від мережі. Згідно з вимогами нормативів, необхідно забезпечити необхідну кратність струму К.З. в залежності від типу запобіжного пристрою, а також забезпечити цілісність нульового захисного провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту:

- Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен користуватися перевіреними засобами захисту.

- Перед використанням засобів захисту персонал повинен перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і

протерти від пилу, а також перевірити дату наступної перевірки, яка повинна бути відмічена штампом. Користування засобами захисту з протермінованою датою не допускається.

Основні електрозахисні засоби включають:

- Ізолювальні штанги;
- Ізолювальні та струмовимірювальні кліщі;
- Показчики напруги;
- Діелектричні рукавиці;
- Слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додаткові електрозахисні засоби включають:

- Діелектричні калоші;
- Діелектричні килимки;
- Переносні заземлення;
- Ізолювальні накладки і підставки;
- Захисні пристрої;
- Плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене, і справність та опір контуру заземлення повинні перевірятися один раз на рік. Всі обертові частини механізму повинні мати добре закріплену огорожу, і ремонт не повинен виконуватися під час роботи установки.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Мікроклімат приміщення - це сукупність фізичних параметрів повітря в промисловому приміщенні, які впливають на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні. Параметри мікроклімату включають температуру повітря, відносну вологість, швидкість його руху, теплове випромінювання.

Допустимі значення параметрів мікроклімату встановлюються в тих випадках, коли з технологічних, технічних або економічних причин не можна забезпечити оптимальні стандарти [20].

Нормативи для параметрів мікроклімату виробничих приміщень і гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони встановлюються відповідно до технологічних вимог і безпекових стандартів.

Тяжкість роботи розподіляється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, вимірюваних у ккал на секунду (ватах).

Нижче приведена таблиця 4.1, яка вказує параметри мікроклімату під час проведення персоналом електромонтажних робіт.

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху, м/с
Теплий	Iб	22-24	60 при 27°С	0,1
Холодний	IIб	17-20	70	0,2

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочих місцях оперативно-ремонтного персоналу передбачається :

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву.

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Робоча зона визначається як простір, обмежений огорожуючими конструкціями виробничих приміщень, що мають висоту 2 метри над підлогою або поверхнею, де знаходяться постійні або тимчасові робочі місця. Склад повітря в робочій зоні залежить від характеристик

атмосферного повітря і впливу на нього різноманітних шкідливих факторів, які утворюються в процесі трудової діяльності людини. Характеристика повітря залишається постійною, і забруднення повітря в робочій зоні регулюється гранично допустимими концентраціями (ГДК) шкідливих речовин, виміряними в міліграмах на кубічний метр [21]. Таблиця 4.2 містить ГДК для цих речовин.

Таблиця 4.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/куб.м		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0.5	0,15	4

Для підтримки допустимих значень мікроклімату та концентрації шкідливих речовин необхідно передбачати установки або прилади зволоження та/або штучної іонізації, кондиціонування повітря.

4.2.3 Освітлення на робочому місці

Природне освітлення

Промислове освітлення поділяється на природне та штучне. Природне освітлення використовує світло неба, що проникає в приміщення через світлові пройми. Його спектральний склад є оптимальним. Коефіцієнт природної освітленості (КПО) визначається як відношення світла, що потрапляє в середину приміщення, до зовнішньої горизонтальної освітленості. Місця, які освітлюються бічним світлом, повинні мати мінімальне значення КПО [21].

Штучне освітлення

Штучне освітлення може бути загальним або комбінованим. Загальне розташоване у верхній зоні приміщення, тоді як комбіноване поєднує

загальне та місцеве освітлення. Місцеве освітлення концентрує світло безпосередньо на робочих місцях.

Згідно з ДБН В.2.5-28-2018, роботи з влаштування звукоізоляції внутрішніх стін вимагають освітлення розряду зорової роботи III, підрозряд "в". Нормовані значення природного та штучного освітлення зазначено в таблиці 4.3.

Для забезпечення достатнього освітлення рекомендується регулярно чистити скло та світильники від пилу, використовувати жалюзі. У випадках нестачі природного світла, використовується загальне штучне освітлення, зокрема світлодіодні лампи E27 LED 15W NW A60 "SG", розташовані на висоті 2,5 метра над робочою поверхнею.

Головними перевагами світлодіодних ламп є висока світлова віддача, довгий термін служби, низька яскравість поверхні світіння та близький до природного світла спектральний склад. Однак слід враховувати їхні недоліки, такі як пульсація світлового потоку та залежність від температури оточуючого середовища.

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Високої точності	Від 0,3 до 5 включно	III	в	малий	світлий	750	200	-	3,0

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

4.2.4 Виробничий шум

Шум вище гранично допустимих рівнів несприятливо діє на людину. Шум у приміщенні широкосмуговий. Нормуємо шум на робочому місці. Рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях мають відповідати вимогам СН 3223-85 і наведені в таблиці 4.4.

Устаткування, що є джерелом шуму (вентилятори, електроінструмент, технологічне обладнання з переробки деревини), слід розташовувати поза межами приміщень, де встановлені ПК. Для забезпечення допустимих рівнів шуму на робочих місцях слід застосовувати засоби звукопоглинання, вибір яких має обґрунтовуватись спеціальними інженерно-акустичними розрахунками. Акустична обробка приміщень – це облицювання частини внутрішніх поверхонь огорожень звукопоглинаючими матеріалами, а також розміщення в приміщенні штучних звукопоглиначів, які представляють собою вільно підвішені об'ємні поглинаючі тіла довільної форми [21].

Таблиця 4.4 – Допустимі рівні звуку, еквівалентні рівні звуку і рівні звукового тиску в октавних смугах частот

Вид трудової діяльності, робоче місце	Рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Робота, яка вимагає зосередженості, робота з підвищеними вимогами до процесів спостереження та дистанційного керування виробничими циклами	103	91	83	77	73	70	68	66	64

Максимально ефективний результат при акустичній обробці можна досягти в точках, де присутня зона відбитого звуку. У зоні прямого звуку вплив застосування звукопоглинаючого облицювання значно менший.

Звукопоглинаючі матеріали слід розміщувати на стелях і верхніх частинах стін при висоті приміщення не більше 6-8 м так, щоб оброблена акустичною поверхнею складала не менше 60% від загальної площі обмежуючих поверхонь приміщення. У вузьких і високих приміщеннях можна розмістити облицювання на стінах, залишаючи нижні частини стін (до 2 м висотою) нерозглянутими або використовувати конструкцію звукопоглинаючої підвісної стелі.

4.2.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сидниці).

Допустимі рівні загальної вібрації на постійних місцях у виробничих приміщеннях наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: Вприміщеннях для робітників розумової праці (лабораторії)	$\frac{0,18}{91}$	$\frac{0,063}{82}$	$\frac{0,032}{76}$	$\frac{0,028}{75}$	$\frac{0,028}{75}$	$\frac{0,028}{75}$	-	-	-	-

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і

будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

4.2.6 Фактори трудового процесу

Фактори трудового процесу визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці. Робота електротехнічного персоналу потребує значних фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (кґ/м) – до 290; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кґ/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 13000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 44000; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кґ – до 30 кґ; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 40000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 20000; статичне навантаження (кґ/с): двома руками (чоловіки) – до 70000; за участю мязів тулуба та ніг – до 100 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаєморозташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни; перебування у вимушеній позі до 10%, в позі «стоячи» – до 60% часу зміни;нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 51-100 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 8, вертикалі – 4 км [21].

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка

завдання; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності.

Сенсорні навантаження: зосередження (% за зміну) - більше 75; щільність сигналів (звукові за 1 год) - більше 300; навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; ступінь ризику для власного життя – вірогідний; ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: тривалість робочого дня – 8 год; змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

4.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи блоку релейного захисту в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Метою даного розділу є дослідження, вивчення та аналіз впливу двох ключових факторів - іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів - на функціонування релейного захисту блоку генератора-трансформатора з генератором ТГВ 300. Увага до цих аспектів обґрунтована їхньою важливістю для безперебійної та надійної роботи енергетичних систем.

Електромагнітні імпульси та іонізуюче випромінювання можуть впливати на нормальну роботу релейного захисту, що може викликати непередбачені відмови та аварії. З цієї причини розглядаються суттєві зміни, відсутність обладнання, яке є стійким до цих факторів, та те, як його ефективність може бути забезпечена в умовах зовнішніх впливів.

Результат проведених розрахунків в цьому розділі розкриває важливість проведення детального аналізу впливу іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів на блок релейного захисту. Такий аналіз допомагає визначити потенційні ризики, які можуть виникнути

внаслідок ігнорування цих аспектів. Це важливо для впровадження заходів захисту та забезпечення безпечної роботи персоналу та обладнання [22].

Підходити до розгляду додаткових заходів захисту та модернізації елементів системи для оптимальної пристосованості до впливу зовнішніх чинників. На цьому етапі особлива увага приділяється аналізу впливу іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів, який стає ключовим у розумінні ризиків та викликів, з якими стикається релейний захист та обслуговуючий персонал у сучасних електроенергетичних системах.

4.3.1 Дослідження стійкості роботи блоку релейного захисту в умовах дії іонізуючих випромінювань

Аналізуючи нашу систему РЕА, ми розглядаємо компоненти, які впливають на певні аспекти її роботи, такі як мікросхеми, інтегральні схеми, напівпровідники, резистори, випрямлячі, конденсатори, діоди, транзистори, діелектричні матеріали. За допомогою таблиці (додаток 2 Демиденка) для кожного з цих елементів ми визначаємо граничні значення експозиційних доз, при яких можуть виникнути незворотні зміни в їхній роботі. Отримані дані внесені в таблицю 1.1

По мінімальному значенню $D_{sp,i}$ визначаємо D_{sp} об'єкта в цілому:

$$D_{sp} = 10^5 (P). \quad (4.1)$$

Визначмо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2 \cdot P_{1_екв.мак} \cdot (\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{осл}}; \quad (4.2)$$

$$D_M = \frac{2 \cdot 5,16 \cdot (\sqrt{8760} - \sqrt{1})}{1} = 955,59 \text{ (мР)}.$$

де $P_{1_екв.мах}$ - 5,16 рівень радіації в умовах експлуатації; t_K - термін експлуатації; $K_{осл} = 1$ - коефіцієнт послаблення радіації (окремі елементи мережі можуть встановлюватись відкритій місцевості).

Таблиця 4.6 – Експозиційні дози елементів обладнання релейного захисту блоку генератор-трансформатор.

№	Елементи обладнання блоку релейного захисту		$D_{зр,i},(P)$	$D_{зр},(P)$
1	Мікросхема	КР573РФ5	10^5	10^5
2	Резистори СПЗ	3.9 кОм	10^6	
3	Діод	КД523Б	10^6	
4	Захист напруги 1-ї та 3-ї гармоніки без зони не чутливості	33Г-1	10^5	
5	Дистанційних захист	КРС-2	10^5	
6	Поздовжній диференційний захист.	ДЗТ-21	10^5	
7	Газовий захист	РЗТ-50	10^5	
8	Поздовжній диференційний захист	ДЗТ-11/5	10^5	
9	Максимальний струмовий захист	РТВК	10^5	
10	Стумовий захист нульової послідовності	РТ-40	10^5	
11	Максимальний захист напруги	РТ-40/Р	10^5	

Допустимий час роботи РЕА:

$$t_{дон} = \left(\frac{D_{зр} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_{1_екв.мах} \cdot \sqrt{t_{II}}}{2 \cdot P_{1_екв.мах}} \right)^2 [\text{год}]; \quad (4.3)$$

$$t_{дон} = \left(\frac{10^5 \cdot 1 + 2 \cdot 5,16 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,16} \right)^2 = 9,3904 \cdot 10^7 (\text{год});$$

$$P_{zp} = \left(\frac{D_{zp} \cdot K_{осл}}{2 \cdot (\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})} \right) = \left(\frac{10^5 \cdot 1}{2 \cdot (\sqrt{8760} - \sqrt{1})} \right) = 539,987 \text{ (мР)}. \quad (4.4)$$

За отриманими результатами розрахунку для блоку релейного захисту, мінімальними значенням об'єкта в цілому $D_{zp} = 10^5$, (мР), можливими дозами опромінення $D_M = 955,59$ (мР), та потужністю опроміненя $p_{zp} = 539,987$ (мР), аналізуючи отримані значення робимо підсумок; що $p_{zp} \geq p_{1max}$ ($539,987$ Р/год $>$ $5,16$ Р/год) та $D_{zp} > D_M$ (10^5 Р $>$ $955,59$ Р), то вузлові точки мережі, і відповідно мережа, працюватимуть стійко в заданих умовах. І не будуть розроблятися заходи щодо підвищення стійкості їх роботи.

4.3.2 Дослідження стійкості роботи блоку релейного захисту в умові дії електромагнітного імпульсу.

Початковими умовами оцінки стійкості є:

- Вертикальна складова напруженості електромагнітного поля $E_B = 11,82$ (кВ/м)

- Напруга живлення $U_{ж} = 220 \pm 5\%$ (В).

Послідовно виконуємо оцінку стійкості:

1) Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_G = E_B \cdot 10^{-3} = 11,82 \cdot 10^{-3} = 0,01182 \text{ (кВ/м)}. \quad (4.5)$$

2) Визначимо на кожній ділянці максимальну довжину вертикальних (горизонтальних) струмоведучих частин:

Для кабельних наземних ліній $l_B = 0,6$ (м), $l_G = 1,3$ (м).

3) Визначимо для кожної ділянки напруги наводок на струмопровідних частинах:

$$U_B = E_B \cdot l_B; U_G = E_B \cdot l_G$$

(4.6)

$$U_B = 0,01182 \cdot 0,6 = 0,00709 \text{ (кВ)},$$

$$U_G = 0,01182 \cdot 1,3 = 0,01536 \text{ (кВ)}.$$

4) Визначимо допустиму напругу живлення:

$$U_{дон} = U_{жс} + \frac{U_{жс}}{100} \cdot N;$$

(4.7)

$$U_{дон} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 220 + 2,2 \cdot 5 = 231 \text{ (В)}.$$

де $U_{жс}$ - напруга живлення, В; N - допустимі коливання

5) Визначаємо коефіцієнти безпеки системи для кожної ділянки за формолою:

$$K_{\sigma} = 20 \cdot \lg \frac{U_{дон}}{U_{\epsilon(z)}};$$

(4.8)

$$K_{BB} = 20 \cdot \lg \frac{231}{0,00709} = 90,26 \text{ (дБ)};$$

$$K_{BG} = 20 \cdot \lg \frac{231}{0,01536} = 83,54 \text{ (дБ)}.$$

Отримані результати заносимо в таблицю 4.7

Елементи Блоку	$K_{\sigma 1}$	$K_{\sigma 2}$	Дослідження стійкості
Система живлення (для кабельних підземних ліній)	90,26	83,54	стійкий

Так як коефіцієнт безпеки $K_{БГ} \geq 40$ (дБ) і $K_{БГ} \geq 40$, то апаратура стійка в умовах дії електромагнітних випромінювань.

4.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи блоку релейного захисту в умовах надзвичайних ситуаціях.

Для підвищення стійкості функціонування блоку релейного захисту в умовах надзвичайних ситуацій, таких як іонізуюче випромінювання та електромагнітні імпульси, можна впровадити ряд заходів:

- Екранування: Встановлення екранів або елементів захисту від електромагнітних полів може ефективно зменшити вплив зовнішніх факторів на елементи релейного захисту. Це може бути досягнуто за допомогою металевих корпусів або спеціальних матеріалів, які блокують електромагнітне випромінювання.

- Дистанціювання та розташування: Оптимальне розташування обладнання релейного захисту віддалено від джерел іонізуючого випромінювання або електромагнітних полів може допомогти знизити їхній негативний вплив.

- Використання захисту від електромагнітних імпульсів (ЕМІ): Застосування захисту від ЕМІ, такого як феритові сердечники та екрановані кабелі, може захистити електроніку релейного захисту від негативного впливу електромагнітних перешкод.

- Дублювання та резервування: Встановлення подвійних елементів релейного захисту та систем резервного живлення дозволяє забезпечити безперебійну роботу при виникненні проблем з одним елементом.

- Вдосконалення конструкції: Розробка захисних конструкцій для елементів релейного захисту, що враховують вплив зовнішніх факторів, може включати в себе використання спеціальних матеріалів та конструкцій.

- Обладнання для моніторингу та діагностики: Встановлення систем моніторингу та діагностики дозволяє вчасно виявляти аномалії та швидко реагувати на них, запобігаючи подальшим проблемам.

Аналіз експозиційних доз елементів релейного захисту та їх впливу на стійкість функціонування дозволив визначити найбільш вразливі компоненти та визначити необхідність застосування додаткових заходів, таких як скринінг та моніторинг [22].

Загальне впровадження вищезазначених заходів сприятиме ефективному та стійкому функціонуванню релейного захисту в умовах надзвичайних ситуацій, забезпечуючи стабільність та безпеку енергетичних систем.

Висновок до четвертого розділу

Запропоновані заходи спрямовані на покращення умов безпечної експлуатації обладнання електричної станції та безпечної роботи працівників

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Сучасні термінали РЗА дозволяють здійснювати безперервний моніторинг за технічним станом ГТЛ, виконуючі функції систем діагностики. В разі понаднормового відхилення контрольованих параметрів(струмів опорів напруг, частоти) мікропроцесорні захисти здвійсеюють відключення електричного обладнання або попереджають персонал про виникнення особливих режимів (перевантажень і т.д.)

Генератори та силові трансформатори відіграють ключову роль у наданні оптимальних параметрів режиму для мінімізації втрат електроенергії під час оперативного управління. Здобутки у сфері експлуатації трансформаторів підтверджують, що деякі з них працюють більше 25 років. Таким чином, обслуговуючий персонал повинен мати точне уявлення про стан обладнання на момент експлуатації і передбачати можливі наслідки використання такого устаткування.

Потреба в безперервному живленні електроенергії в умовах роботи застарілого обладнання та неможливості швидкої заміни його новим значно змінює підходи до планових та профілактичних ремонтів. Це змушує експлуатувати обладнання до "критичного стану" і виконувати ремонт згідно з фактичним станом [17].

У зв'язку з цим створення ефективної системи мікропроцесорного захисту генераторів, силових трансформаторів, та ліній стає надзвичайно важливою науково-технічною проблемою. Відмова силового трансформатора чи генератора може призвести до значних економічних втрат через відсутність електропостачання, збільшення втрат електроенергії та неможливість забезпечення оптимальних параметрів режиму, що може знизити надійність енергосистеми та вимагати додаткових витрат на ремонт.

Вихід з ладу силового трансформатора чи генератора може призводити до значних економічних втрат через недовідпуск електроенергії,

до зростання втрат електричної енергії, із-за неможливості забезпечення оптимальних параметрів режиму, до зниження надійності системи енергопостачання, до додаткових витрат на ремонт.

5.1 Спрощена методика визначення вартості мікропроцесорної системи діагностування силового трансформатора

В наш час не викликає сумнівів те, що вартість будь-якого сучасного електронного обладнання, сполученого з самими сучасними комп'ютерними системами останніх поколінь і призначеного для проведення моніторингу технічного стану, не велика в порівнянні з вартістю електроенергетичних об'єктів або втрат пов'язаних з можливими аваріями і виведенням трансформаторів із експлуатації.

Для розрахунків зменшення ступеня відмов при застосування систем оперативного діагностування під робочою напругою має бути враховано значення ступеня виявлення більшості дефектів. Це значення складно розраховується, так як залежить від багатьох чинників: особливостей експлуатації, терміну експлуатації, типу трансформатора і так далі. За даними літературних джерел оцінка ефективності систем діагностування може бути зроблена, наприклад, на досвіді застосування систем оперативного діагностування в Німеччині [18].

Таблиця 5.1 - Причини вимкнень з простоем до одного дня і ступені визначення дефектів

Компонент	Ризик компонента, r_n	Ступінь визначення дефектів, d_n
Обмотка+осердя	58 %	70 %
Ввід	24 %	80 %
Допоміжне обладнання (охолодження, відсічний клапан)	8 %	100 %
Інше обладнання	10 %	0 %

Дані про степінь пошкоджуваності силових трансформаторів в Німеччині приведені в таблиці 5.2, а причини вимкнень з простоєм до одного дня і степінь визначення дефектів – в таблиці 5.1 [19].

Таблиця 5.2 - Степінь пошкоджуваності силових трансформаторів в Німеччині

Напруга ВН, кВ	Кількість обстежених трансформаторів за 1 рік	Показник відмов, f (за 1 рік)
347	389	1,19 %

Загальну імовірність P_{Σ} виявлення можливих відмов, можна визначити шляхом множення річного показника відмов (f), на суму добутоків (ризиків кожної частини (r_n) на степінь виявлення відмови (d_n) кожної частини):

$$P_{\Sigma} = f \left(\sum_1^n r_n d_n \right), \quad (5.1)$$

$$P_{\Sigma} = \frac{1,19\%}{100\%} \cdot \left(\frac{58\% \cdot 70\% + 24\% \cdot 80\% + 8\% \cdot 100\%}{100\%} \right),$$

$$P_{\Sigma} = \frac{1,19\% \cdot 67,8\%}{100\%} = 0,81 \text{ (\%/рік)}.$$

Таким чином, система оперативного діагностування та моніторингу під робочою напругою на силових трансформаторах 347 кВ може зменшити річну кількість відмов від 1,19 % до 0,81 % (таблиця 4.1).

Для розрахунку економії від попередження відмов ця імовірність має бути помножена на витрати за наслідками відмов. За даними літературних джерел витрати (капремонт, часткова перемотка) приймаються такими, які дорівнюють половині вартості нового трансформатора (C_{HT}). Тоді річна економія складе:

$$S = P_{\Sigma} \cdot (\text{витрати}) = \frac{81\% \cdot 0,5 \cdot C_{\text{HT}}}{100\%} = \frac{40,5\% \cdot C_{\text{HT}}}{100\%}. \quad (5.2)$$

В залежності від терміну і умов експлуатації трансформатора приблизна степiнь вiдмов може зростати при збiльшенi економiї. Приймаючи до уваги лише економiю коштiв в результатi попередження бiльшостi вiдмов (P_{Σ}), може бути виконаний аналіз витрат і аналіз результатiв роботи. На основi припущень, що корисний очiкуваний термiн служби системи оперативного дiагностування та монiторингу складає 10 рокiв, економiя S , складе:

$$S_{10 \text{ рокiв}} = P_{\Sigma} \cdot (\text{витрати}) \cdot 10 \text{ рокiв} = 4,05\% \cdot C_{\text{HT}}; \quad (5.3)$$

$$S_{10 \text{ рокiв}} = 0,0405 \cdot 7,15 \cdot 10^6 \cdot 36 = 4326000 \text{ (грн.)},$$

де $C_{\text{HT}} = 7,15 \cdot 10^5 \cdot 36 = 26$ млн. грн. вартiсть трансформатора 400 МВА напругою 330 кВ.

Таким чином, на протязi 10 рокiв буде заощаджено 4,05 % вiд вартостi нового трансформатора.

5.2 Розрахунок економічного ефекту від впровадження мікропроцесорної системи діагностування силового трансформатора

За офіційними даними, опублікованими на сайті фірми “Віброцентр”, вартість підсистеми контролю технічного стану трансформаторного обладнання складає близько 60 тис. дол. (без врахування прив’язки підсистеми до трансформаторного обладнання, монтажу і пусконаладження). Вартість трансформатора напругою 330 кВ потужністю 400000 кВА складає порядок 715 тис. дол. [20].

Визначимо ефективність від впровадження мікропроцесорної системи діагностування за рік:

$$E = C_{HT} \cdot k_1 \cdot 0,00405 - C_{ПКТСТ} \cdot k_2 \cdot E_d + 125 \cdot \tau_{год}, \quad (5.4)$$

$$E = 7,15 \cdot 10^5 \cdot 0,0405 \cdot -2,16 \cdot 10^6 \cdot 0,15 + 125 \cdot 20 = 4004800 \text{ (грн. / рік)},$$

де C_{HT} - вартість СТ напругою на 330 кВ потужністю 400 МВА (для нового трансформатора приймаємо $C_{HT} = 715 \text{ тис. дол.}$);

$k = 36$ - коефіцієнт, який враховує зміну курсу долара по відношенню до гривні;

$C_{ПКТСТ}$ - вартість підсистеми контролю технічного стану трансформаторного обладнання ($C_{ПКТСТ} = 60 \text{ тис. дол.}$ або $C_{ПКТСТ} = 60 \cdot 36 = 2,12 \text{ млн. грн.}$);

$E_d = 0,15$ - дисконтний коефіцієнт;

$k_2 = 125$ годин - щорічні витрати оперативним персоналом часу на огляд силового трансформатора;

$\tau_{год} = 20 \text{ грн / год.}$ - по годинна тарифна ставка.

5.3 Визначення доцільності впровадження мікропроцесорної системи контролю залишкового ресурсу трансформатора та розширеного моніторингу силових трансформаторів

Визначимо термін окупності систем контролю залишкового ресурсу трансформатора та розширеного моніторингу силових трансформаторів:

$$T_{окуп.} = C_{ПКТСТ} / E, \quad (5.5)$$

$$T_{окуп.} = 2,16 \cdot 10^6 / (4,0048 \cdot 10^6) = 0,54 \text{ (року)}.$$

Розроблена система контролю залишкового ресурсу трансформатора та розширеного моніторингу окупиться через 0,54 року. А це свідчить, що використання даної системи розширеного моніторингу дозволяє нам ефективніше та надійніше продовжувати експлуатацію силових трансформаторів в яких вже закінчився паспортний ресурс.

Висновки до четвертого розділу

З перших годин роботи система оперативного діагностування та моніторингу покращить зручність роботи оперативного персоналу, підвищить надійність та якість експлуатації силових трансформаторів, дозволить подовжити експлуатацію силового трансформатора і попередити його аварію.

Розроблена система розширеного моніторингу та контролю залишкового ресурсу трансформатора з функціями оперативного діагностування окупиться через 0,54 року для силового трансформатора напругою високої сторони 330 кВ і потужністю 400 МВА.

ВИСНОВКИ

1. В роботі виконано дослідження релейного захисту блоку турбогенератор-трансформатор та прилеглої до нього лінії.

–

-- визначити термін окупності заміни електромеханічного захисту на мікропроцесорний.

2. Дослідження релейного захисту блоку показали, що найкращим видом захисту ЛЕП 330 кВ є дистанційний захист, найдешевшим – максимальний струмовий захист, а струмова відсічка використовується лише як допоміжний захист для МСЗ. Для трансформаторів необхідними є диференційний та газовий захист. Для генераторів застосовують повздовжній і поперечний диференційний захист, тому що і виткові, і міжфазні КЗ потрібно ліквідувати з найменш можливою витримкою часу, та вимкнути генератор з мережі.

3. Використання сучасних терміналів для захисту електрообладнання на електростанціях суттєво підвищує швидкість та точність виклику захистів. Провідним виробником таких сучасних мікропроцесорних пристроїв релейного захисту є компанія АВВ, термінали якої широко використовуються на обладнанні нашої країни.

4. Результати розрахунку коефіцієнтів чутливості захистів до виникнення коротких замикань в різних точках схеми, дозволило визначити, які захисти можна застосувати як основні, а які як резервні для генераторів, трансформаторів та ліній електропередач. Визначили захисти використання яких є недоцільним, для даного класу напруги.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кідиба В.П., Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. 533 с.
2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
3. Кутін В.М. Релейний захист та системна автоматика: Лабораторний практикум: Вінниця: ВНТУ, 2018. 127 с.
4. Тептя В.В., Комар В.О., Лесько В.О., Бурикін О.Б. Релейний захист високовольтних електродвигунів. Ч. 1 : електронний навчальний посібник комбінованого використання: ВНТУ, 2022. – 137 с.
5. Тептя В.В., Комар В.О., Нетребський В.В., Рубаненко О.О. Релейний захист високовольтних електродвигунів. Ч. 2 : електронний навчальний посібник комбінованого використання: ВНТУ, 2022. – 136 с.
6. Лежнюк П. Д. Розширення можливостей мікропроцесорних пристроїв: Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету: Кременчук, КДПУ. 2004. 119-121 с.
7. Букович, Н. В. Протиаварійна режимна автоматика електроенергетичних систем: навч. посіб. : Видавництво «Бескід Біт», 2003. 224 с.
8. Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. Релейний захист та автоматика електричних станцій. М.: ВНТУ, 2023. 123 с.
9. Рубаненко О. Є., Лагутін В.М. Релейний захист та автоматика двотрансформаторної підстанції. Навчальний посібник: ВНТУ, 2005. 124 с.
10. Кутін В.М. Рубаненко О.Є. Лагутін В.М. Релейний захист електричних станцій. Навчальний посібник: Вінниця: ВНТУ, 2007. - 110 с.
11. URL: <https://library.e.abb.com/public/9774918f7bad4c6cae4c34c64667fdfe/REG670.pdf>

12. URL: <https://library.e.abb.com/public/d016f9c2d6c951f0c12578e10042de82/RET670.pdf>

13. URL: <https://library.e.abb.com/public/d83186a4b79435dac12579a40037743/1MRK502028-UR/REL650.pdf>

14. Козярський Д.П., Майструк Е.В., Козярський І.П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: Навчальний посібник Чернівці: Чернівецький національний університет, 2019. 133 с.

15. Яндульський О.С., Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб.– К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 102 с.

16. Методи і засоби захисту від обриву проводу та пошук місця пошкодження в розподільній мережі зі складною топологією напругою 6–35 кВ : ВНТУ, 2014. – 154 с.

17. Дембіцька С. В., Кобилянська І. М., Кобилянський О. В. Методичні вказівки до виконання розділу з охорони праці в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього ступеня магістра галузі знань 14 «Електрична інженерія» – Вінниця:ВНТУ, 2022 – 52 с.

18. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014. [Чинний від 2014-05-30]. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=58073.

19. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007. Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. [Чинний від 2007-12-01]. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

20. ДБН А.3.2-2-2009. ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення. [Чинний від 2009-01-27]. Вид. офіц. К. : Мінрегіонбуд України, 2009. 116 с.

21. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. [Чинний від 2017-04-01]. Вид. офіц. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

22. Поліщук О. В., Томчук М. А. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» – Вінниця:ВНТУ, 2017. – 65 с.

23. E. A. Voloshin, A. A. Voloshin, S. S. Usachev, A. R. Ententeev, B. T. Maksudov and S. A. Livshits, "Increase of Efficiency of Relay Protection Reliability in Modes with Deep Saturation of Current Transformers Using The Methodology Based on The Application of Artificial Neural Networks," 2018 International Youth Scientific and Technical Conference Relay Protection and Automation (RPA), 2018, pp. 1-14, doi: 10.1109/RPA.2018.8537208.

24. A. A. Voloshin, E. A. Voloshin, A. I. Kovalenko, S. A. Danilov, D. A. Degtyarev and V. S. Sazanov, "System Of Automatic Change Of Relay Protection Operation Parameters In Distribution Networks," 2021 4th International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA), 2021, pp. 1-14, doi: 10.1109/RPA53216.2021.9628667.

25. Кутін В. М. Пристрій захисту від однофазних замикань на землю обмотки статора синхронного генератора, що працює в блоці з трансформатором / В. М. Кутін, В. І. Голінько, О. О. Шпачук // Вісник Вінницького політехнічного інституту. - 2016. - № 2. - С. 133-138. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/vvpi_2016_2_25

26. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д., Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електро- енергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посібник Вінниця : ВНТУ, 2018. 120 с.

27. Гунько І.О., Мельник А.В. Релейний захист гідрогенераторів, силових трансформаторів, двигунів власних потреб та леп ГЕС. LI Наук.-тех. конф. факультету електроенергетики та електромеханіки: веб-сайт. (2022) URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2022/paper/view/15139>

28. Рубаненко О.Е., Мельник А.В. Релейний захист блока генератор-трансформатор з генератором ТГВ 300. LIII Наук.-тех. конф. факультету електроенергетики та електромеханіки: веб-сайт. (2023) URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/16739>

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Протокол перевірки магістерської роботи



Ім'я користувача:
Гулько І.О. ЕСС

ID перевірки:
1015975571

Дата перевірки:
06.12.2023 11:27:43 EET

Тип перевірки:
Doc vs Internet

Дата звіту:
06.12.2023 11:28:00 EET

ID користувача:
61410

Назва документа: МКР_141_ECM_Мельник_А_В

Кількість сторінок: 68 Кількість слів: 10471 Кількість символів: 74774 Розмір файлу: 8.29 MB ID файлу: 1015655158

14.5% Схожість

Найбільша схожість: 5.53% з Інтернет-джерелом (<https://studfile.net/preview/9942726/page:4>)

14.5% Джерела з Інтернету

286

Сторінка 70

Пошук збігів з Бібліотекою не проводився

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0% Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи

68

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор
_____ В. О. Комар
(підпис)
« ___ » _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

на тему: РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ БЛОКА ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР З

ГЕНЕРАТОРОМ ТГВ 300

08–21.МКР.009.00.004 ТЗ

Керівник: _____
наук. ступінь, учене звання, посада

(підпис)

(прізвище, ініціали)

Студент групи 1ЕС–22м

назва групи

_____ Мельник А.В.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

Вінниця ВНТУ – 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність проведення даного дослідження визначається в контексті сучасних викликів, пов'язаних з генерацією електроенергії тепловими електростанціями. Генераторно-трансформаторний блок являє собою дороговартісне обладнання, поломка чи вивід з ладу якого призводить до великих втрат. Враховуючи сталість цієї проблеми, питання вдосконалення релейних захистів блоку генератор-трансформатор 20/330 кВ є актуальним.

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від «18» вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) Метою магістерської кваліфікаційної роботи є вдосконалення захистів блоку генератор-трансформатор з генератором ТГВ 300;

б) призначення розробки – для підтвердження рівня кваліфікації автора магістерської кваліфікаційної роботи

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. В. М. Кутін, д р. техн. наук, проф.; О. О. Шпачук, студ. Вдосконалення захисту від однофазних замикань на землю обмотки статора синхронного генератора.
2. Пат. 73067 UA, МПК H02H 3/24. Пристрій захисту електричної розподільної мережі з ізолюваною або компенсованою нейтраллю від обриву проводу в фазі [Текст] / М. В. Кутіна (Україна). – № u201202350 ; заявл. 28.02.2012 ; опубл. 10.09.2012, Бюл. № 17. – 8 с.
3. Методи і засоби захисту від обриву проводу та пошук місця пошкодження в розподільній мережі зі складною топологією напругою 6–35 кВ [Текст] : монографія / П. Д. Лежнюк, М. В. Кутіна. — Вінниця : ВНТУ, 2014. — 154 с. – ISBN 978–966–641–561–8.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається мікропроцесорний релейний захист блоку генератор-трансформатор 20/330 кВ.

– технічне завдання: дослідити та порахувати уставки релейних захистів (уставки максимального струмового захисту блоку генератор трансформатор 20/330 кВ).

– елементна база: релейний захист блоку генератор-трансформатор 330 кВ типу REG 670

– конструктивне виконання: в металевих корпусах.

– живлення об'єкта: від мережі оперативної змінної, або постійної напруги 220 В .

5. Економічні показники

Визначити основні техніко–економічні показники пов'язаних із заміною застарілого релейного захисту новим мікропроцесорним захистом.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	2	3	4	5
1	Формування та затвердження теми МКР. Розроблення технічного завдання	01.09.2023	06.09.2023	формування технічного завдання
2	Вступ. Огляд літературних джерел	07.09.2023	12.09.2023	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень
3	Виконання аналітичної частини МКР (розділ 1 МКР)	13.09.2023	05.10.2023	розділ 1 ПЗ
4	Виконання теоретичної частини МКР (розділ 2 МКР)	06.10.2023	20.10.2023	розділ 2
5	Виконання практичної частини МКР (розділ 3 МКР)	21.10.2023	01.11.2023	розділ 3
6	Виконання розділу охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях (розділ 4 МКР)	02.11.2023	08.11.2023	розділ 4
7	Виконання економічної частини (розділ 5 МКР)	09.11.2023	15.11.2023	розділ 5
8	Формування висновків по роботі	16.11.2023	18.11.2023	висновки МКР
9	Оформлення пояснювальної записки	19.11.2023	26.11.2023	пояснювальна записка
10	Виконання графічної частини та оформлення презентації	27.11.2023	04.12.2023	плакати, презентація
11	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	05.12.2023	10.12.2023	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
12	Опонування МКР	11.12.2023	19.12.2023	Відгук опонента
	Захист МКР	ІІІ декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується, що впровадження сучасних мікропроцесорних захистів підвищить якості експлуатації генераторно-трансформаторних блоків.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ–03.02.02–П.001.01:2, 2021 р.

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

Магістерська дипломна робота на тему:

**РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ БЛОКА ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР
З ГЕНЕРАТОРОМ ТГВ 300**

Виконав: ст. гр. 1ЕС-22м
Мельник А. В.
Науковий керівник: Рубаненко О.Є.

2

Актуальність теми

Теплові електростанції відіграють важливу роль у енергосистемі України, так як близько 30% виробленої енергії країни генерують ТЕС. Вони є основними станціями, що забезпечують електричною енергією в напівпікові та, разом із ГЕС та ГАЕС, у пікові години. Тому аварії на цих станціях можуть призвести не лише до перерв електропостачання, а також стати причиною системних аварій, а тому підбір якісного релейного захисту задля швидкого усунення несправного обладнання є вкрай важливим та необхідним. є актуальною.

Мета та завдання роботи

- Метою магістерської кваліфікаційної роботи є вдосконалення релейних захистів генераторного обладнання.
- Предмет дослідження – релейні захисти електрообладнання турбогенератора.
- Об'єкт дослідження – методи захисту електрообладнання турбогенератора.
- В МКР використаний математичний апарат теорій релейного захисту

Релейний захист генераторів

Робота електричного генератора – синхронної машини – насамперед залежить від параметрів режиму: механічного приводу генератора – турбіни, електричного навантаження статора генератора, системи його збудження та власних потреб генератора.

Основні види пошкоджень генератора:

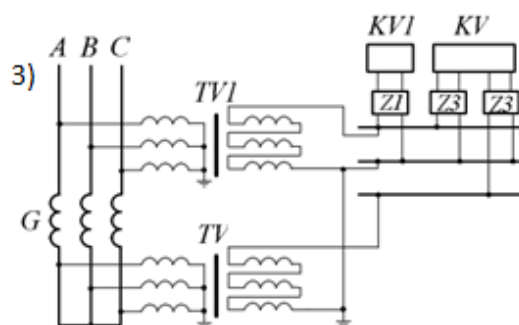
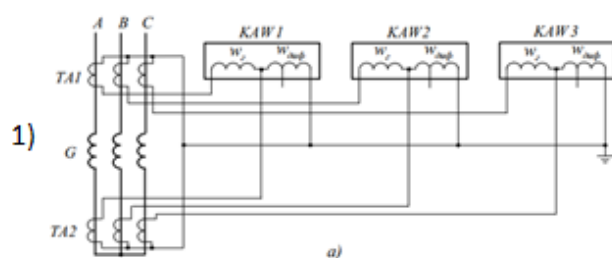
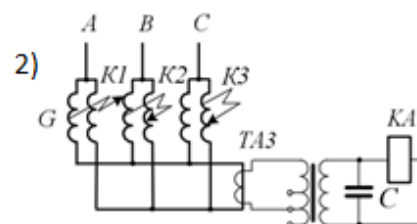
- міжфазні замикання
- виткові замикання
- замикання на землю в обмотці статора



Захист генератора

До основних методів релейного захисту ліній відносять:

- 1) Повздовжній диференційний захист генератора
- 2) Поперечний диференційний захист генератора
- 3) Захист від замикань на землю в обмотці статора генератора



Релейний захист трансформаторів

Основними видами пошкоджень трансформаторів є:

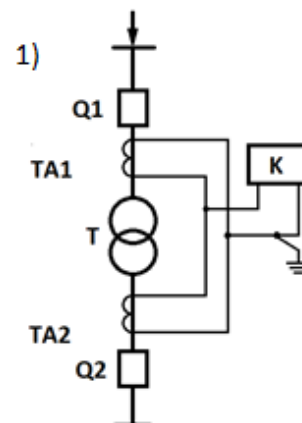
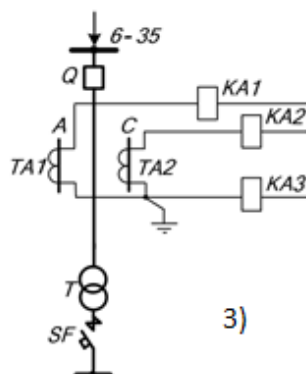
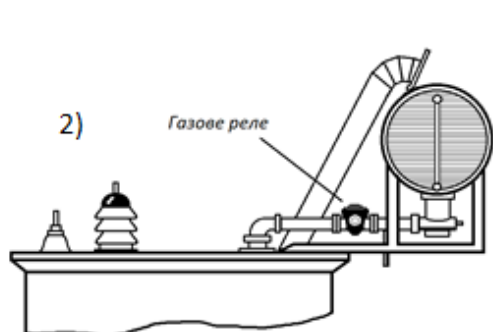
- міжфазні к. з. в обмотках і на виводах трансформаторів;
- однофазні та двофазні к. з. на землю (для трансформаторів з ефективно заземленою нейтраллю) в обмотках і на виводах;
- однофазні замикання на землю (для трансформаторів з ізольованою нейтраллю);
- виткові замикання;
- "пожежа" магнітопроводу.



Захист трансформатора

До основних методів релейного захисту ліній відносять:

- 1) Диференційний захист трансформатора
- 2) Газовий захист трансформатора
- 3) Максимальний струмовий захист трансформатора



Релейний захист ліній електропередач

Найчастіше короткі замикання в електричних системах виникають на лініях електропередач.

Основні види коротких замикань в ЛЕП:

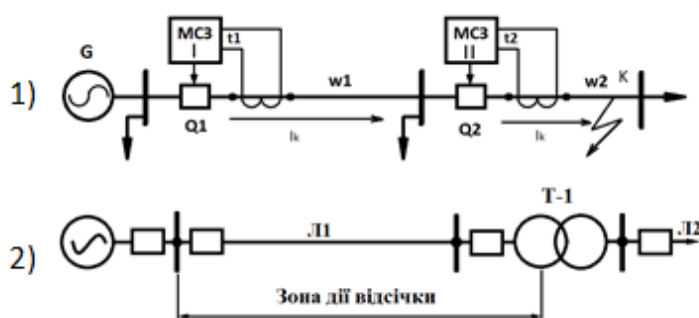
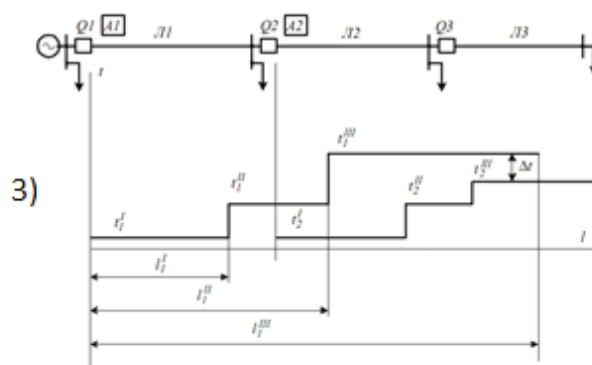
- міжфазні короткі замикання
- трифазні та двофазні;
- однофазні короткі замикання на землю в мережах з ефективно заземленою, або ізольованою нейтраллю;
- двофазні короткі замикання на землю в мережах з ефективним заземленням нейтралі.



Захист ЛЕП

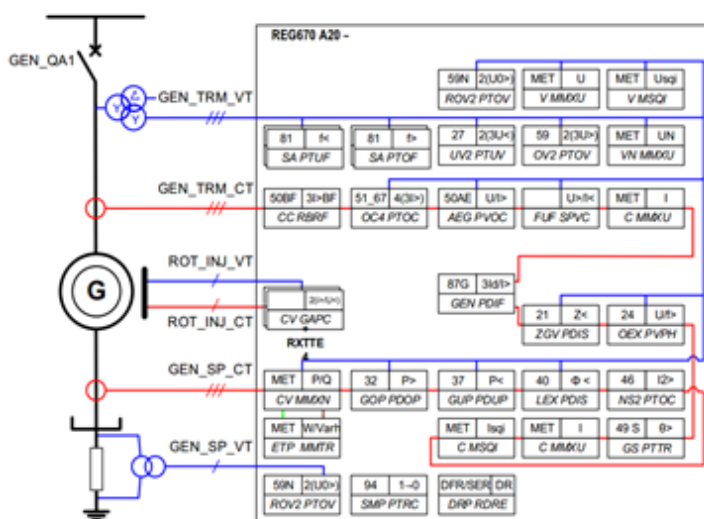
До основних методів релейного захисту ліній відносять:

- 1) максимальний струмовий захист;
- 2) струмова відсічка;
- 3) Дистанційний захист.



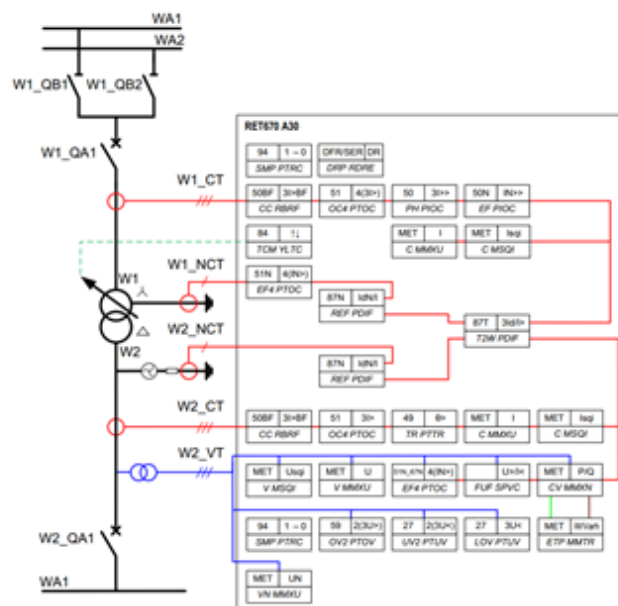
Релейний захист генераторів з використанням терміналу REG670

Це інтелектуальний електронний термінал, який застосовується для захисту і моніторингу генераторів, приводів і підвищувальних трансформаторів на різних типах електростанцій: теплових, гідроелектричних, гідроакумуючих, парогазових та ін.



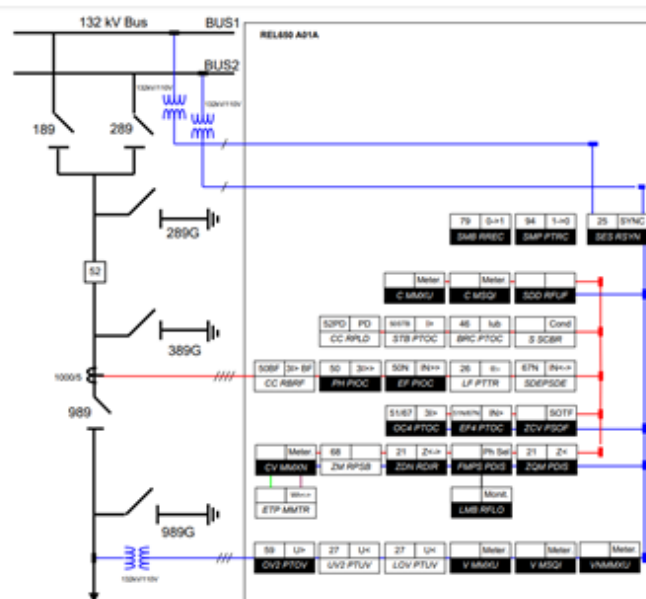
Релейний захист трансформаторів з використанням терміналу RET670

Пристрій RET670 забезпечує надзвичайно швидкодіючий диференційний захист трансформаторів з автоматичним узгодженням за коефіцієнтом трансформації ТС та компенсацією груп з'єднань, що робить його ідеальним рішенням для більшості застосувань. У терміналі також реалізовані декілька функцій локального та дистанційного управління пристроями на всіх сторонах трансформатора та оперативне блокування на рівні підключення.



Релейний захист ліній з використанням терміналу REL650

REL650 - це готове рішення для захисту одного вимикача на силових лініях і кабелях, виготовлене компанією ABB. Цей пристрій релейного захисту є оптимальним типовим пристроєм, який пройшов стандартні випробування і постачається з вже налаштованими параметрами захисних функцій за замовчуванням



Розрахунок струмів короткого замикання

Для вибору уставок захистів необхідно провести розрахунок струмів КЗ. Розрахункова схема показана на рис. 2.1.

Поперечна надперехідна ЕРС обмотки статора:

$$E_{\text{ст}}^* = \sqrt{(U_{\text{ст}} \cdot \cos \phi)^2 + (U_{\text{ст}} \cdot \sin \phi + I_{\text{ст}} \cdot X_{\text{ст}}')^2} = \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,53 + 1 \cdot 0,195)^2} = 1,117. \quad (2.1)$$

Опір трансформатора відносно базових параметрів генератора [8]:

$$X_T = \frac{U_{\text{ст}} \%}{100} \cdot \frac{S_{T, \text{ном}}}{S_{T, \text{ном}}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{353}{400} = 0,115. \quad (2.2)$$

Визначимо струми КЗ при пошкодженні на виводах генератора при трифазному КЗ:

$$I_{\text{ст,о}}^{(3)} = \frac{E_{\text{ст}}^*}{X_{\text{ст}}'} = \frac{1,117}{0,195} = 5,729 \text{ в.о.}; \quad (2.3)$$

струм зворотної послідовності при двофазному КЗ:

$$I_{\text{ст,о}}^{(2)} = \frac{E_{\text{ст}}^*}{X_{\text{ст}}' + X_2'} = \frac{1,117}{0,195 + 0,238} = 2,58 \text{ в.о.} \quad (2.3)$$

Визначимо струми КЗ при пошкодженні за блочним трансформатором:

$$I_{\text{ст,о}}^{(3)} = \frac{E_{\text{ст}}^*}{X_{\text{ст}}' + X_T} = \frac{1,117}{0,195 + 0,115} = 3,61 \text{ в.о.}; \quad (2.4)$$

$$I_{\text{ст,о}}^{(2)} = \frac{E_{\text{ст}}^*}{X_{\text{ст}}' + X_2' + 2X_T} = \frac{1,117}{0,195 + 0,238 + 0,115 \cdot 2} = 1,686 \text{ в.о.} \quad (2.5)$$

Захист від багатозазних КЗ в обмотці статора та на його виводах

Вибіримо поздовжній диференційний захист з реле типу ДЗТ-11/5.

Далі робимо розрахунок параметрів цього захисту:

- кількість витків робочої обмотки реле приймаємо $w_{\text{рел}} = 144$

витки, коефіцієнти трансформації трансформаторів струму однакові:

$$n_1 = \frac{12000}{5} = 2400;$$

- визначимо максимальну розрахункову величину первинного струму небалансу $I_{\text{нб,розр,ном}}$ в установовому режимі протікання через трансформатори струму зовнішнього максимального струму [8]:

$$I_{\text{нб,розр,ном}} = k_{\text{ст}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{ном,розр,ном}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 27270 = 1364 \text{ А}; \quad (2.6)$$

- визначимо МРС при протіканні по робочій обмотці струму небалансу:

$$F_{\text{рел}} = \frac{k_{\text{ст}} \cdot I_{\text{нб,розр,ном}} \cdot \alpha_{\text{рел}}}{n_1} = \frac{1,6 \cdot 1364 \cdot 144}{2400} = 130,9 \text{ А}; \quad (2.7)$$

- визначимо МРС гальмування:

$$F_{\text{гм}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{F_{\text{рел}}^2}{100^2} - 1} = 136 \cdot \sqrt{\frac{130,9^2}{100^2} - 1} = 114,9 \text{ А}; \quad (2.8)$$

- визначимо вторинне значення струму гальмування:

$$I_{\text{гм,к}} = \frac{I_{\text{нб,розр,ном}}}{n_T} = \frac{27270}{2400} = 11,36 \text{ А}; \quad (2.9)$$

- визначимо кількість витків в обмотці гальмування:

$$w_{\text{гм,розр}} = \frac{F_{\text{гм}}}{I_{\text{гм,к}}} = \frac{114,9}{11,36} = 10,11 \text{ витків} \quad (2.10)$$

Приймаємо $w_{\text{гм}} = 11$ витків.

Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ

Використовуємо одноступеневий дистанційний захист з блок-реле типу КРС-2. Реле вмикається на різницю фазних струмів від трансформаторів струму, які встановлені на стороні нульових затискачів, та на між-фазну напругу від трансформатора напруги на виводах генератора. Реле має кругову характеристику, яка розташована в першому квадранті комплексної площини зі зсувом в 3-ій квадрант, і яка охоплює початок координат. Захист виконується з двома ступенями витримки часу [8].

Опір спрацювання захисту:

$$Z_{\text{сз}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{гном}}}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot I_{\text{гном}} \cdot k_{\alpha} \cdot k_{\beta} \cdot \cos(\phi_{\text{сз}} - \phi_{\text{сн}})} = \frac{0,95 \cdot 20}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 10,2 \cdot 1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80^{\circ} - 53^{\circ})} = 0,638 \quad (2.11)$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_{\alpha} = \frac{Z_{\text{сз}}}{Z_{\text{сн}}} = \frac{0,638}{0,351} = 1,82 > 1,2, \quad (2.12)$$

$$\text{де: } Z_{\text{сн}} = Z_{\text{T}} + Z_{\text{Г}} = 0,130 + 0,221 = 0,351 \text{ Ом}; \quad (2.13)$$

$$Z_{\text{T}} = \frac{U_{\text{н}} \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{T, ном}}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{20^2}{400} = 0,130 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{Г}} = X_{\text{Г}}' \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{T, ном}}} = 0,195 \cdot \frac{20^2}{353} = 0,221 \text{ Ом}. \quad (2.14)$$

Витримка часу I ступеня узгоджується з максимальною витримкою часу резервних захистів від міжфазних КЗ на елементах, які приєднані до шин високої напруги:

$$t_{\text{сзI}} = t_{\text{снmax}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}. \quad (2.15)$$

Витримка часу II ступеня:

$$t_{\text{сзII}} = t_{\text{сзI}} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с}. \quad (2.16)$$

Диференційний струмовий захист трансформатора

Струми небалансу нульової, незалежно від точного встановлення на комутаторі реле РНТ і ДЗТ розрахункових чисел витягів (випрямляч, дробовик) різновольових обмоток. Цим викликана поява складової струму небалансу, яка позначається $\Gamma_{\text{нб}}$. Поряд із цим складовою існує складова струму небалансу ($\Gamma_{\text{нб}}$), обумовлена різницею намагнічувальних струмів ТС у плечах захисту (в практичних розрахунках її прийнято вважати рівною струму намагнічування або повній помилці гіршого з ТС) [10]. Також частка струму небалансу диференційного захисту трансформатора складається з двох складових:

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{нб}}^{(1)} + I_{\text{нб}}^{(2)}. \quad (2.49)$$

$$I_{\text{нб}}^{(1)} = 0,1 \cdot I_{\text{нмн}}^{(1)}. \quad (2.50)$$

$$\Gamma_{\text{нб}}^{(2)} = \frac{W_{\text{трспр}} - W_{\text{тлнмн}}}{W_{\text{трспр}}} \cdot I_{\text{нмн}}^{(2)}. \quad (2.51)$$

де $W_{\text{трспр}}$ - розрахункова кількість витків обмоток реле для вносомої сторони.

$$I_{\text{нмн}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (2.52)$$

$$I_{\text{нмн}}^{(1)} = \frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 11547 \text{ А}$$

$$I_{\text{нб}}^{(1)} = 0,1 \cdot 11547 = 1154,7 \text{ А}$$

Першою умовою вибору первинного струму спрацювання захисту є відшкодування струму спрацювання від першого небалансу:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{вдг}} \cdot I_{\text{нб}}. \quad (2.52)$$

де $K_{\text{вдг}}$ - коефіцієнт відшкодування (для реле РНТ дорівнює 1,3).

Другою умовою вибору струму спрацювання захисту є відшкодування від струму спрацювання захисту частки струму намагнічування при використанні ненавантаженого трансформатора під напругу

$$I_{\text{нмн}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{ВН}})} \quad (2.53)$$

$$I_{\text{нмн}} = \frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 147 \cdot (1 - \frac{10}{100})} = 792,3 \text{ А}$$

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{вдг}} \cdot I_{\text{нмн}} \quad (2.54)$$

$$I_{\text{сз}} = 1,3 \cdot 792,3 = 1188,5 \text{ А}$$

де $K_{\text{вдг}}$ - коефіцієнт відшкодування (для реле РНТ дорівнює 1,3, а для реле ДЗТ - 1,5);

$I_{\text{нмн}}$ - номінальний струм трансформатора.

Коефіцієнт чутливості диференційного захисту за (1.9):

$$K_{\alpha} = \frac{I_{\text{спр}}}{I_{\text{сз}}} \geq 2,$$

де $I_{\text{спр}}$ - струм у первинній обмотці швидконамагнічуваного трансформатора (ШНТ) реле серій РНТ і ДЗТ, трансформатора, який має осердя, що швидко намагнічується.

$$I_{\text{сп.внеск}} = I_{\text{ст.внеск}} \frac{K_{\text{ст.внеск}}^{(2)}}{K_{\text{сп.внеск}}}, \quad (2.55)$$

$$I_{\text{сп.внеск}} = \frac{1188,5 \cdot 1}{1000} = 1,1885 \text{ А}$$

де $I_{\text{ст.внеск}}$ - струм спрацювання захисту, вибраний за умовами і правилами до напруги основної сторони;

$K_{\text{ст.внеск}}^{(2)}$ - коефіцієнт схеми для ТС на основній стороні;

$K_{\text{сп.внеск}}$ - коефіцієнт трансформації ТС на основній стороні.

Кількість витків обмотки ШНТ реле РНТ, що підключається до ТС основної сторони:

$$W_{\text{внеск.розр}} = \frac{F_{\text{сп}}}{I_{\text{сп}}}, \quad (2.56)$$

$$W_{\text{внеск.розр}} = \frac{100}{1,1885} = 84,143$$

де $F_{\text{сп}}$ - МДС реле, А·В (для реле РНТ-565 дорівнює 100 ± 5 А).

Вибіримо найменше ціле число, отже кількість витків буде 84.

Кількість витків обмотки ШНТ, яка підключається на основній стороні:

$$W_{\text{осн.розр}} = W_{\text{внеск}} \frac{I_{2\text{внеск}}}{I_{2\text{осн}}}, \quad (2.57)$$

де $I_{2\text{осн}}, I_{2\text{внеск}}$ - вторинні номінальні струми в плечах захисту відповідно для основної і не основної сторін;

$W_{\text{осн}}, W_{\text{внеск.розр}}$ - прийнята кількість витків відповідно для основної сторони і розрахункове для не основної.

$$I_{2\text{осн}} = \frac{I_{\text{лн}} \cdot K_{\text{ст}}}{n_1}$$

$$I_{2\text{осн}} = \frac{11547 \cdot 1}{2400} = 4,811 \text{ А}$$

$$I_{2\text{внеск}} = \frac{I_{\text{лн}} \cdot K_{\text{ст}}}{n_1}$$

$$I_{2\text{внеск}} = \frac{11547 \cdot 1}{2400} = 4,811 \text{ А}$$

$$I_{2\text{внеск}} = \frac{I_{\text{лн}} \cdot K_{\text{ст}}}{n_1}$$

$$I_{2\text{внеск}} = \frac{665,5 \cdot 1}{1000} = 0,666 \text{ А}$$

$$W_{\text{осн.розр}} = 84 \frac{0,666}{4,811} = 11,639 \approx 12 \text{ витків}$$

Кількість витків або опір у колі короткозамкнутої обмотки реле РНТ рекомендується приймати при $I_{\text{сз}} = 1,3 \cdot I_{\text{с.ном}}$, також, для реле РНТ-562 гвинти Б-Б, для реле РНТ-565 - опір у колі короткозамкнутої обмотки $R = 3 \dots 4 \text{ Ом}$.

$$\Gamma_{\text{нб}} = \frac{84,143 \cdot 84}{84,143} = 11547 = 19,628 \text{ А}$$

$$I_{\text{нб}} = 1154,7 + 19,6 = 1174,3 \text{ А}$$

Для забезпечення неспрацювання реле ДЗТ при зовнішніх КЗ на гальмовій обмотці повинна бути встановлена кількість витків [10]:

$$W = \frac{K_{\text{нб}} \cdot W_{\text{р}}}{I_{\text{нб}} \cdot n_{\text{га}}}, \quad (2.58)$$

де $K_{\text{нб}}$ - коефіцієнт відлагодження (дорівнює 1,5);

$W_{\text{р}}$ - розрахункова кількість витків робочої обмотки реле на стороні, де ушкоджена гальмова обмотка;

$$W = \frac{1,5 \cdot 1174,3 \cdot 11,639}{5008,5 \cdot 0,87} = 4,392 \approx 5$$

Числа витків на гальмовій обмотці реле ДЗТ-11 можуть бути встановлені наступні: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 24. Приймається найближче число витків $w_1 = 5$.

Розрахунок максимального струмового захисту лінії

Первинний струм спрацювання максимального струмового захисту, встановленого на лінії, яка живить трансформатор, вибирається за умови відведення від струмів самозапуску $I_{\text{са}}$:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сп}}}{K_{\text{сп}}} \cdot I_{\text{са.ном}}. \quad (2.74)$$

де $K_{\text{н}}$ - коефіцієнт надійності, взятий від 1,1 до 1,2 для реле РТ-40 і РТ-80;

$K_{\text{сп}}$ - коефіцієнт повернення реле, взятий 0,8 для реле РТ-40;

$K_{\text{сп}}$ - коефіцієнт самозапуску навантаження після відключення зовнішнього КЗ;

$I_{\text{са.ном}}$ - максимальний робочий струм лінії після відключення зовнішнього КЗ.

Коефіцієнт самозапуску вибираємо для узагальненого навантаження також, що дорівнює 3.

Робочий максимальний струм трансформатора дорівнює:

$$I_{\text{р.ном}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.75)$$

$$I_{\text{р.ном}} = \frac{1,4 \cdot 400000}{\sqrt{3} \cdot 347} = 931,75 \text{ (А)},$$

Тоді струм спрацювання максимального струмового захисту $I_{\text{сз}}$:

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,2 \cdot 3}{0,8} \cdot 931,75 = 4192,9 \text{ (А)},$$

де коефіцієнт надійності - 1,2 в.о.; коефіцієнт самозапуску навантаження - 3 в.о.; коефіцієнт повернення реле струму захисту - 0,8 в.о.

Струм спрацювання реле визначається:

$$I_{\text{сп}} = \frac{K_{\text{сп}}}{K_{\text{сп}}} \cdot I_{\text{сз}}, \quad (2.76)$$

$$I_{\text{сп}} = \frac{1}{200} \cdot 4192,9 = 20,96 \text{ (А)}$$

Вибіримо реле РТ-40-50 з межами струму спрацювання від 12,5 до 50 А.

Чутливість захисту визначається за коефіцієнтом чутливості до двофазного КЗ наприкінці лінії:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{сп}}}{I_{\text{сз}}}, \quad (2.77)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{18987,3}{4192,9} = 4,53 > 1,5$$

Чутливість МСЗ задовольняє вимоги ПУЕ.

Час спрацювання МСЗ лінії дорівнює $t_{\text{сп}}$:

$$t_{\text{сп}} = t_{\text{ав}} + \Delta t = 2 + 0,4 = 2,4 \text{ (с)}, \quad (2.78)$$

$$t_{\text{сп}} = 2 + 0,4 = 2,4 \text{ (с)}$$

Ступінь селективності:

$$\Delta t = t_{\text{сп.нб}} + \Delta t_{\text{КТ1}} + \Delta t_{\text{КТ2}} + t_2 \quad (2.79)$$

$$\Delta t = 0,05 + 0,1 + 0,1 + 0,15 = 0,4 \text{ (с)}$$

де $t_{\text{сп.нб}} = 0,05 \text{ с}$ - час відключення вимача;

$\Delta t_{\text{КТ1}} = 0,1 \text{ с}$ - помилка реле часу КТ1;

$\Delta t_{\text{КТ2}} = 0,1 \text{ с}$ - помилка реле часу КТ2;

$t_2 = 0,15 \text{ с}$ - час запусту.

Висновок

В роботі виконано дослідження релейного захисту блоку генератор-трансформатор

Дослідження релейного захисту електрообладнання показали, що найкращим видом захисту генераторів є повздовжній і поперечний диференційний захист, тому що і виткові, і міжфазні КЗ потрібно якомога швидше ліквідувати, та вимкнути генератор з мережі. Для трансформаторів використовують диференційний та газовий захисти. Для ліній найдешевшим є максимальний струмовий захист, а найефективнішим повздовжній.

Результати розрахунку коефіцієнтів чутливості захистів до виникнення коротких замикань в різних точках схеми, дозволило визначити, які захисти можна застосувати як основні, які як резервні, які використовувати не доцільно для генераторів та трансформаторів.

Одним із провідних виробників сучасних терміналів релейного захисту є фірма АВВ. Використання сучасних терміналів для захисту електрообладнання на електростанціях, значно прискорює швидкодію та правильність спрацювання захистів.

Дякую за увагу