

MR-5749

62.311.1
Р 36

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Релейний захист блока генератор-трансформатор 200 МВт»

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Гуменюк А.А.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., професор каф. ЕСС

Рубаненко О.Є.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕССЕМ

Рубаненко О.В.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

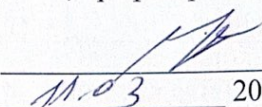
Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.


11.03 2024 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Гуменюк Анни Анатоліївни .

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Релейний захист блока генератор-трансформатор 200 МВт
керівник роботи к.т.н., проф., професор каф. ЕСС Рубаненко О.Є.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи:

Перелік літературних джерел за тематикою роботи.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів:

тип синхронного генератора – ТГВ-200М (Sном-235,29 МВА; Uном-15,75 кВ;

Iном - 8,6 кА), трансформатор типу ТДЦ – 250 МВА (Sном-250 МВА;

Uном вн – 374 кВ; Uном нн – 15,75 кВ; Ix – 0,4%, Uk – 11,5%)

4. Зміст текстової частини:

Вступ. 1. Захист блоків генератор-трансформатор; 2. Особливості синхронних

генераторів 200 МВт; 3. Розрахунок уставок захистів СГ 200 МВт;

4. Дослідження мікропроцесорних захистів RET-650 та REG-630; 5. Охорона

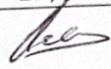
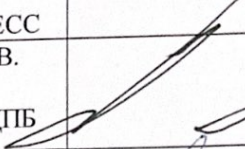
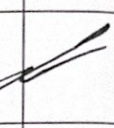
праці та безпека в надзвичайних ситуаціях; 6. Економічна частина; Висновки;

Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1-3 Актуальність. Мета та задачі 4-5 Пошкоджуваність генераторів ТГВ
200; 6-7 Вимоги до захисту ТГВ 200; 8 Дерево несправностей статора СГ; 9.
Дерево несправностей ротора СГ; 10. Розрахунок уставок захисту обмотки
статора від симетричних перевантажень; 11. Мікропроцесорний захист
генератора REG 630 фірми ABB; 7. 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 та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		П. м.
		початок	кінець	
1	Захист блоків генератор-трансформатор	17.01.24	20.01.24	б.
2	Особливості синхронних генераторів 200 МВт	21.01.24	01.03.24	б.
3	Розрахунок уставок захистів СГ 200 МВт	02.03.24	22.03.24	б.
4	Дослідження мікропроцесорних захистів RET-650 та REG-630	23.03.24	15.04.24	б.
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	б.
6	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	б.
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	б.
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	б.
9	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	б.
10	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи

(підпис)

(підпис)

А. А.Гуменюк

О.Є.Рубаненко

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Гуменюк Анна Анатоліївна «Релейний захист блока генератор-трансформатор 200 МВт». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 90 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 24 назв; рис.: 20; табл. 14.

В магістерській кваліфікаційній роботі було досліджено призначення, властивості, види електромеханічних та мікропроцесорних захистів генераторів активною потужністю 200 МВт, які можуть експлуатуватись на атомних та на теплових електричних станціях особливості, особливості конструкції СГ та системи охолодження. Виконано аналіз основних причин пошкоджень вузлів СГ 200 МВт. Розраховано уставки спрацювання релейного захисту блоку генератор-трансформатор. Досліджено основні характеристики та особливості експлуатації пристроїв мікропроцесорного захисту RET650 та REG630.

Розраховано доцільність заміни релейного захисту на базі електромеханічних реле на сучасні мікропроцесорна захисти.

В розділі охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях розроблено рекомендації для персоналу, що обслуговує шафи РЗА.

Ключові слова: релейний захист, синхронний генератор, мікропроцесорні системи захисту, уставки спрацювання.

ABSTRACT

Anna Gumeniuk "Relay protection of a 200 MW generator-transformer unit". Master's qualification work in speciality 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 90 c.

In Ukrainian. Bibliography: 24 titles; Figures: 20; Table 14.

The purpose, properties, types of electromechanical and microprocessor-based protections of generators with an active power of 200 MW, which can be operated at nuclear and thermal power plants, as well as the design features of the SG and cooling system, were investigated in the master's qualification work. The analysis of the main causes of damage to 200 MW SG units is carried out. The trip settings of the relay protection of the generator-transformer unit are calculated. The main characteristics and features of operation of the RET650 and REG630 microprocessor-based protection devices are investigated.

The expediency of replacing relay protection based on electromechanical relays with modern microprocessor-based protection is calculated.

In the section of labour protection and safety in emergency situations, recommendations for personnel servicing relay protection cabinets are developed.

Key words: relay protection, synchronous generator, microprocessor-based protection systems, settings points.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП	6
1 ЗАХИСТ БЛОКІВ ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР.....	8
1.1 Складові захистів блоку генератор-трансформатор-лінія.....	8
1.2 Вимоги до захистів блоків Г-Т-Л	8
1.3 Види пошкоджень генераторів, трансформаторів, ліній.....	8
1.4 Захисти блоків Г-Т-Л від КЗ	10
Висновки до першого розділу	16
2 ОСОБЛИВОСТІ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ 200 МВт	17
2.1 Загальні відомості про синхронні генератори	17
2.1.1 Системи охолодження синхронних генераторів.....	18
2.1.2 Система збудження синхронних генераторів	20
2.2 Дослідження пошкоджуваності синхронних генераторів.....	21
2.3 Побудова дерева несправностей	24
Висновок до другого розділу.....	29
3 РОЗРАХУНОК УСТАВОК ЗАХИСТІВ СГ 200 МВТ	30
3.1 Початкові дані для розрахунку	30
3.2. Розрахунок струмів короткого замикання	30
3.3 Захист від багатофазних КЗ в обмотці статора та на його виводах.....	32
3.4. Захист від замикань на землю в обмотці статора	34
3.5. Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ	34
3.6 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та асиметричних перевантажень.....	36
3.7 Захист ротора від перевантаження струмом збудження	40
3.8 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень	41
3.9 Додатковий захист ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним збуджувачем	41
3.10 Захист від асинхронного режиму при втраті збудження	41

3.11 Захист від підвищення напруги на затискачах турбогенератора та трансформатора.....	42
3.12 Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора.....	43
3.13 Захист від усіх випадків КЗ в обмотках трансформатора, на його затискачах, ошиновуванні високої напруги та міжфазних КЗ в обмотці статора турбогенератора	43
3.14 Захист від зовнішніх КЗ на землю в мережі з заземленими нейтраліями	44
3.15 Захист від замикань всередині баку трансформатора	46
Висновок до третього розділу	46
4 ДОСЛІДЖЕННЯ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ЗАХИСТІВ RET-650	
ТА REG-630	47
4.1 Мікропроцесорний захист RET-650	47
4.1.1 Функції	49
4.1.2 Технічні дані	50
4.2 Мікропроцесорний захист REG-630.....	52
4.2.1 Загальна характеристика цифрових пристроїв релейного захисту	52
4.2.2. Функції захисту	55
Висновки до четвертого розділу	66
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	67
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	67
5.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць.....	67
5.1.2 Електробезпека	69
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	71
5.2.1. Мікроклімат	71
5.2.2. Склад повітря робочої зони	72
5.2.3. Виробниче освітлення	73

5.2.4. Виробничий шум	75
5.2.5 Виробничі вібрації.....	76
5.2.6 Психофізіологічні фактори	77
Висновки до п'ятого розділу	78
6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	79
6.1 Аналіз комерційного потенціалу	79
6.2 Економічна доцільність.....	80
Висновки до п'ятого розділу	86
ВИСНОВКИ	87
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	88
ДОДАТКИ	91

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АСУТП – автоматизована система управління технологічним процесом

ГТ – генератор-трансформатор;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕО – електрообладнання;

ЕС – електрична станція

КЗ – коротке замикання

МП – мікропроцесорна;

ПАА – протиаварійна автоматика;

ПС – підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РЗА – релейний захист та автоматика

РП – розподільчий пристрій

ТП – трансформаторна підстанція

ТС – трансформатор струму

СГ – синхронний генератор

СК – системи керування

ВСТУП

Актуальність теми дослідження релейного захисту блока генератор-трансформатор (ГТ) потужністю 200 МВт визначається кількома ключовими факторами. Перш за все, це забезпечення безперебійного та надійного енергопостачання в електроенергетичній системі (ЕЕС), що є критично важливим для будь-якої ЕЕС.

В наш час умовах активних військових дій, зростаючого дефіциту генерованої електричної енергії та в умовах необхідності забезпечення якості електропостачання, системи релейного захисту та мікропроцесорної (МП) протиаварійної автоматики (ПАА) відіграють важливу роль у підтримці роботи блоків ГТ електричних станцій (ЕС). Пошкодження або вихід з ладу генераторів та трансформаторів електричних станцій можуть призвести до значних фінансових втрат та збоїв в енергопостачанні. Ефективний релейний захист дозволяє запобігти пошкодженню обладнання та знизити ризик аварійних відключень в ЕЕС.

Розвиток нових технологій у сфері релейного захисту, таких як цифрові та мікропроцесорні реле, підвищує точність і швидкість реакції системи захисту, полегшує налаштування панелей захисту СГ, їх діагностування, виявлення пошкоджень як СК так і панелей захисту на ранній стадії розвитку цих пошкоджень. Актуальність теми магістерської роботи полягає у впровадженні сучасних технічних рішень, що забезпечують підвищення надійності та ефективності релейного захисту. Релейний захист допомагає мінімізувати ризики аварій, що можуть призвести до екологічних катастроф. Зменшення кількості аварійних відключень та оптимізація режимів роботи енергетичних блоків дозволяють знизити експлуатаційні витрати та підвищити економічну ефективність роботи енергосистеми в цілому

Метою роботи є вдосконалення системи релейного захисту блоків захисту синхронних генераторів та блочних силових трансформаторів блоків 200 МВТ електричних станцій.

Згідно поставленої **мети** в роботі вирішено наступні **задачі**:

- досліджено особливості релейного захисту блоку генератор-трансформатор;
- досліджено особливості експлуатації синхронних генераторів;
- розрахунок уставок захистів синхронних генераторів 200 МВт;
- досліджено мікропроцесорні захисти RET650 та REG630.

Об'єктом дослідження є процеси зміни технічного стану блоків генераторів на ЕС.

Предметом досліджень є методи та засоби захисту синхронних генераторів ТГВ 200 МВт та блочних трансформаторів електричних станцій, на яких експлуатуються ці генератори.

Методи дослідження. В роботі використані методи теорії релейного захисту.

Наукова новизна отриманих результатів. Отримав подальший розвиток метод визначення уставок спрацювання захистів блока генератор-трансформатор.

Практичне значення полягає у наведених прикладах розрахунку уставок спрацювання генератора та блочного трансформатора ЕС.

Апробація результатів роботи і публікації. Основні наукові результати були опубліковані у науковому журналі «Технічна інженерія»

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

1 ЗАХИСТ БЛОКІВ ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР

1.1 Складові захистів блоку генератор-трансформатор-лінія

Захисти блоків генератор-трансформатор містять захисти генератора, блокового трансформатора, трансформатора (трансформаторів) власних потреб, трансформатора в системі паралельного самозбудження та безщіткового збудження, а також ошинування від блокового трансформатора до системи шин ВРУ [4]. Під час проєктування нових блоків та реконструкції діючих доцільно використовувати МПРЗА, що завдяки багатфункціональності значно спрощують виконання релейного захисту, а також мають більше можливостей щодо реалізації уставок та схемних рішень.

1.2 Вимоги до захистів блоків Г-Т-Л

Захист блоків потужністю понад 120 МВт має бути виконано з двох взаємно резервованих систем захисту, кожна з яких має бути повністю незалежною від іншої. Відмова в одній системі захистів не має призводити до недопустимого збільшення часу вимкнення пошкодженого обладнання другою системою захисту. У цьому разі, за можливості, рекомендовано виконувати незалежні системи захисту з різними принципами дії. Так, для резервування диференціальних захистів генератора і трансформаторів (блокового та власних потреб) може бути виконано диференціальний захист блока, який має охоплювати не лише генератор і блоковий трансформатор, а й ошинування від блокового трансформатора до трансформаторів ВП [5].

1.3 Види пошкоджень генераторів, трансформаторів, ліній

Для блоків генератор-трансформатор з генераторами потужністю більшою за 10 МВт потрібно встановлювати пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА) від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи [4]:

1. Замикання на землю в обмотці статора та в колах генераторної напруги.

2. Багатофазні замикання у обмотці статора генератора і на його виводах.
3. Замикання між витками однієї фази у обмотці статора турбогенератора (для генераторів, що мають два або три паралельних витки обмотки статора).
4. Багатофазні замикання у обмотках і на виводах трансформаторів.
5. Однофазні замикання на землю в обмотці трансформатора та на її виводах, приєднаних до мережі з великими струмами замикання на землю.
6. Замикання між витками в обмотках трансформаторів.
7. Зовнішні короткі замикання (КЗ).
8. Перевантаження генератора струмами зворотної послідовності (для блоків з генераторами потужністю більшою за 30 МВт).
9. Симетричне перевантаження обмотки статора генератора і обмоток трансформатора.
10. Перевантаження обмотки ротора генератора струмом збудження (для турбогенераторів із безпосереднім охолодженням провідників обмоток і для гідрогенераторів).
11. Підвищення напруги на обмотці ротора.
12. Підвищення напруги на обмотці статора генератора і трансформатора блоку.
13. Замикання на землю в одній точці кола збудження.
14. Замикання на землю в другій точці кола збудження (для турбогенераторів потужністю меншою за 160 МВт).
15. Асинхронний режим із втратою збудження.
16. Зниження/підвищення частоти (перезбудження генератора і трансформатора).
17. Зворотна потужність (для турбогенераторів потужністю більшою за 120 МВт).
18. Відмова вимикачів (блокового, генераторного).
19. Пошкодження усередині трансформаторів (виділення газів, зниження

рівня масла, скидання або підвищення тиску в баках).

20. Частковий пробій ізоляції вводів трансформаторів.

21. Випадкове увімкнення генератора в мережу (для блоків з генераторами потужністю більшою за 160 МВт).

Ці заходи забезпечують захист генераторів і трансформаторів від різних аварійних ситуацій, підвищуючи надійність роботи електроенергетичних систем.

1.4 Захисти блоків Г-Т-Л від КЗ

На блоках з генераторами потужністю 30 МВт і більше треба передбачати захист від замикань на землю в колі генераторної напруги, яка охоплює всю обмотку статора. Дублюючий комплект захисту повинен захищати не менше ніж 85 % обмотки статора. Його дозволяється виконувати за іншим принципом дії. Має бути забезпечено відстроювання зазначеного захисту від КЗ на землю на шинах ВН (СН, за наявності) і на власних потребах. У разі складності таких налаштувань за уставками спрацювання вказане має досягатися схемними рішеннями та блокуваннями. За потужності генератора блока, меншої ніж 30 МВт, дозволено застосовувати пристрої, які захищають не менше ніж 85 % обмотки статора. Застосовувати такі пристрої допускається також на блоках з турбогенераторами потужністю від 30 до 160 МВт, якщо для захисту всієї обмотки статора потрібне увімкнення в коло генератора додаткової апаратури. Захист має бути виконано з дією на вимкнення з витримкою часу, не більшою ніж 0,5 с, на всіх блоках без відгалужень на генераторній напрузі та з відгалуженнями до трансформаторів власних потреб [5]. На блоках, які мають електричний зв'язок з мережами власних потреб або споживачів, що живляться лініями від відгалужень між генератором і трансформатором, якщо ємнісний струм замикань на землю становить 5 А і більше, має бути встановлено селективний направлений захист від замикань на землю або захист від подвійних замикань на землю, оскільки це передбачено на генераторах, які працюють на збірні шини. Захист має діяти на

вимикання з витримкою часу, не більшою ніж 0,5 с. Аналогічний захист має бути встановлено на блоці, де встановлено два і більше генераторів без вимикачів у блоці з одним трансформатором (збільшений блок). Якщо ємнісний струм замикання на землю становить менше ніж 5 А, то захист від замикань на землю може бути виконано так само, як і на блоках без відгалужень на генераторній напрузі, але з дією на сигнал. За наявності вимикача в колі генераторної напруги, який відключає струми КЗ, захист має діяти на гасіння поля генератора та збудника, вимкнення генераторного вимикача, пуск ПРВВ генераторного вимикача, зупин турбіни та подачу сигналу в систему АСУТП. За відсутності генераторного вимикача або з вимикачем навантаження захист має діяти на гасіння поля генератора та збудника, вимкнення вимикача ВН блока, переведення власних потреб на резервне живлення, пуск ПРВВ вимикача блока, зупин турбіни та на подачу сигналу в систему АСУТП [5, 6].

На вимикач навантаження не мають діяти електричні захисти блока генератор-трансформатор; дозволено дію лише технологічних захистів. Для запобігання пошкодженню вимикача має бути передбачено блокування вимкнень під час проходження струмів, більших ніж 1,05 номінального струму статора. За наявності вимикача в колі генератора необхідно додатково передбачати сигналізацію замикань на землю з боку генераторної напруги трансформатора блока. За наявності вимикача в колі ВН трансформатора власних потреб, який живиться з генераторної напруги, потрібно передбачати попередню дію захисту на його вимкнення з пуском АВР власних потреб.

На блоці з генератором із непрямим охолодженням, що складається з одного генератора і одного трансформатора, за відсутності вимикача в колі генератора рекомендовано передбачати один загальний поздовжній диференціальний захист блока, який має охоплювати також струмопровід генераторної напруги до трансформатора ВП. За наявності вимикача в колі генератора на генераторі та трансформаторі має бути встановлено окремі диференціальні захисти. У разі застосування в блоці двох трансформаторів

замість одного, а також у разі роботи двох і більше генераторів без вимикачів у блоці з одним трансформатором (збільшений блок) на кожному генераторі та трансформаторі потужністю 125 МВ*А і вище має бути передбачено окремий поздовжній диференціальний захист. За відсутності вбудованих трансформаторів струму на уводах НН цих трансформаторів допускається застосовувати загальний диференціальний захист для двох трансформаторів. На блоці з генератором із безпосереднім охолодженням провідників обмоток потрібно передбачати окремі поздовжні і диференціальні захисти генератора, окремі поздовжні диференціальні захисти блокових трансформаторів (або кожного трансформатора, якщо в блоці з генератором працюють два або більше трансформаторів) і трансформаторів ВП. Для АЕС із установленими енергоблоками потужністю 1000 МВт рекомендовано встановлювати два диференціальні захисти (основний і резервний) на кожний трансформатор власних потреб. За відсутності вбудованих трансформаторів струму на уводах НН двох чи більше трансформаторів, які працюють в блоці з генератором, допускається застосовувати загальний диференціальний захист для трансформаторів блока. З боку вищої напруги диференціальний захист трансформатора блока може бути увімкнено на трансформатори струму, вбудовані в трансформатор блока. За цих умов для захисту ошиновки між вимикачами з боку ВН і трансформатором блока має бути встановлено окремий захист [6].

Окремий диференціальний захист генераторів має бути виконано трифазним трирелейним або однорелейним у разі застосування МПРЗА зі струмом спрацювання, не більшим ніж 0,3 номінального струму генератора. Для резервування зазначених диференціальних захистів на блоках з генераторами потужністю 160 МВт і більше, які мають безпосереднє охолодження провідників обмоток, необхідно передбачати резервний диференціальний захист, який охоплює генератор і трансформатор блока разом з ошиновкою з боку вищої напруги. Якщо не забезпечуються умови чутливості в разі застосування диференціального захисту блока, то необхідно

передбачати дублюючі окремі диференціальні захисти для генератора і блокового трансформатора. Рекомендовано встановлювати резервний диференціальний захист блоків і за потужності генераторів з безпосереднім охолодженням провідників обмоток, меншої ніж 160 МВт. За наявності вимикача в колі генератора резервний диференціальний захист блока треба виконувати з витримкою часу 0,35-0,5 с. За наявності вимикача в колі генераторної напруги, який відключає струми КЗ, диференціальний захист генератора має діяти без витримки часу

Диференціальні захисти трансформаторів (блокового і ВП) як за наявності вимикача в колі генераторної напруги, який відключає струми КЗ, так і за відсутності генераторного вимикача або з вимикачем навантаження мають діяти без витримки часу згідно з 3.2.81[7] для схеми без генераторного вимикача.

На блоках з генераторами потужністю 120 МВт і більше з безпосереднім охолодженням провідників обмоток має бути передбачено струмовий захист зворотної послідовності з інтегрально-залежною характеристикою, яка відповідає характеристиці допустимих перевантажень генератора, що захищається, струмами зворотної послідовності. На блоках з вимикачем навантаження або за відсутності генераторного вимикача захист за допомогою інтегрального органу має бути двоступінчастим: перший ступінь, який за часом спрацювання на 0,2-0,3 с є меншим від допустимого перевантаження згідно з заводською документацією, має діяти на вимкнення вимикача ВН і в систему АСУТП для розвантаження турбіни до холостого ходу, а другий ступінь з уставкою допустимого перевантаження - на гасіння поля генератора та збудника, переведення власних потреб на резервне живлення, зупин турбіни і дією в систему АСУТП. Крім того, має бути задіяно двоступінчасту відсічку, струм спрацювання якої вибирають із умов погодження з резервними захистами від міжфазних КЗ приєднань РУ з боку ВН блока. Першим ступенем відсічки має здійснюватися розділення шин, а другим, який за часом спрацювання має бути на ступінь селективності більшим, - вимкнення

вимикача ВН і дія системи АСУТП для розвантаження турбіни до холостого ходу. За наявності вимикача в колі генераторної напруги, який відключає струми КЗ для збереження в роботі трансформатора блока, живлення ВП і запобігання невиправданим відключенням генератора під час КЗ з боку ВН, має бути відсічка, яка діє на вимкнення генераторного вимикача, гасіння поля генератора і збудника та зупин турбіни. Уставку спрацьовування відсічки вибирають виходячи з умов відстроювання від надперехідного струму зворотної послідовності за двофазного КЗ на виводах генератора. Відключення інтегральним органом виконують аналогічно описаному вище за відсутності генераторного вимикача або з вимикачем навантаження. На блоках з генераторами потужністю, меншою ніж 160 МВт, які мають безпосереднє охолодження провідників обмоток, а також на блоках з гідрогенераторами потужністю понад 30 МВт, що мають непряме охолодження, струмовий захист зворотної послідовності потрібно виконувати з інтегрально-залежною витримкою часу. Допускається виконувати захист зі ступінчастою витримкою часу. За цих умов різні ступені захисту можуть мати одну або більше витримок часу (див. п.3.2.88, перелік 4). Зазначену інтегрально-залежну або ступінчасту витримку часу потрібно узгоджувати з характеристикою допустимих перевантажень генератора струмом зворотної послідовності. На блоках з турбогенераторами з непрямым охолодженням потужністю понад 30 МВт захист має бути виконаним згідно з п.3.2.42[7]. Крім захистів, що діють на вимкнення, на всіх блоках з турбогенераторами потужністю понад 30 МВт треба передбачати сигналізацію перевантаження струмами зворотної послідовності, виконану відповідно до п.3.2.42[7]. Струм зворотної послідовності для сигналізації має бути не більшим ніж 8 % від номінального - для турбогенераторів, 6 % - для гідрогенераторів з водяним охолодженням обмотки статора, 10 % - для гідрогенераторів потужністю, більшою ніж 125 МВт, з непрямым повітряним охолодженням і 12 % - для гідрогенераторів потужністю до 125 МВт з непрямым повітряним охолодженням статора. п.3.2.85[7] На блоках з генераторами потужністю понад 30 МВт захист від

зовнішніх симетричних КЗ має бути виконано, як зазначено в п.3.2.43[7]. За цих умов для гідрогенераторів напругу спрацювання захисту потрібно приймати приблизно 0,6-0,7 від номінальної. На блоках з турбогенераторами, які мають резервний збудник, зазначений захист має бути доповнено струмовим реле, увімкненим на струм з боку ВН блока. На блоках з генераторами потужністю 60 МВт і більше замість зазначеного захисту рекомендовано застосовувати дистанційний захист. На блоках з генераторами з безпосереднім охолодженням провідників обмоток від зовнішніх симетричних КЗ має бути встановлено двоступінчастий дистанційний захист від міжфазних КЗ. Перший ступінь цього захисту, який здійснює ближнє резервування, має виконуватися з блокуванням у разі коливань і діяти, як зазначено в п.3.2.88 [7], перелік 3), з витримкою часу, не більшою ніж 1 с. Перший ступінь має надійно охоплювати трансформатор блока для забезпечення селективності із захистами суміжних елементів. Резервування першим ступенем захистів генератора обов'язкове, якщо на блоці застосовуються окремі диференціальні захисти трансформатора і генератора. Опір спрацювання захисту необхідно вибирати з умов відстроювання від режиму найбільш реально можливого навантаження та за умови узгодження з захистами від міжфазних КЗ приєднань. Другий ступінь, який здійснює дальнє резервування, має діяти, як зазначено в п.3.2.88[7], перелік 2). Рекомендовано встановлювати двоступінчастий дистанційний захист і за наявності резервного диференціального захисту з метою збільшення ефективності дальнього резервування. Обидва ступені дистанційного захисту в цьому разі мають діяти, як зазначено в п.3.2.88 [7], перелік 2). Для резервування захисту від міжфазних КЗ на блоках потужністю 1000 МВт АЕС рекомендовано встановлювати додатковий дистанційний захист, струмові кола якого під'єднано до трансформаторів струму на ВРУ, а живлення оперативних кіл захисту здійснюється від щита постійного струму ВРУ. Захист має бути двоступінчастим, перший ступінь якого з витримкою часу, не більшою ніж 0,5 с, має захищати блоковий трансформатор і обладнання генераторної напруги,

а другий ступінь з витримкою часу приблизно 2 с має захищати обмотку ВН трансформаторів ВП.

Вся інформація для даного розділу взята з ПУЕ[7]

Висновки до першого розділу

Під час проєктування нових блоків та реконструкції діючих доцільно використовувати МПРЗА, які завдяки багатофункціональності значно спрощують виконання релейного захисту, а також мають більше можливостей щодо реалізації уставок та схемних рішень.

Захист блоків потужністю понад 120 МВт має бути виконано з двох взаємно резервованих систем захисту, кожна з яких має бути повністю незалежною від іншої. Відмова в одній системі захистів не має призводити до недопустимого збільшення часу вимкнення пошкодженого обладнання другою системою захисту.

2 ОСОБЛИВОСТІ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ 200 МВт

2.1 Загальні відомості про синхронні генератори

Турбогенератор – електричний синхронний генератор змінного трифазного струму з приводом від парової або газової турбіни. Тобто, турбогенератор – це поєднання турбіни, безпосередньо з'єднаної з електричним генератором для вироблення електроенергії [8].

Турбогенератор має неявнополюсний ротор; частота обертання ротора 3000 хв^{-1} .

Охолодження повітряне, водневе або форсоване водневоводяне. Потужність промислових турбогенераторів досягає 800-1200 МВт. Більшу частину електроенергії в нашій країні одержують за допомогою турбогенераторів.

Основна функція полягає в перетворенні механічної енергії обертання парової або газової турбіни в електричну. Швидкість обертання ротора 3000, 1500 об/хв.

Механічна енергія від турбіни перетворюється в електричну за допомогою обертового магнітного поля ротора в статорі.

Поле ротора, яке виникає під дією струму постійної напруги, що протікає в мідній обмотці ротора, призводить до генерування змінних напруги і струму в обмотках статора.

Напруга і струм на статорі тим більше, чим сильніше поле ротора, тобто більший струм протікає в обмотках ротора.

Напруга і струм в обмотках ротора створює тиристорна система збудження або збудник - невеликий генератор на валу турбогенератора. Турбогенератори мають циліндричний ротор встановлений на двох підшипниках ковзання.

Випускаються 2-х полюсні (3000 об/хв), 4-х полюсні (1500 об/хв як на Балаковській АЕС), що мають високі частоти обертання.

Залежно від системи охолодження турбогенератори поділяються на кілька типів: з повітряним, масляним, водневим і водяним охолодженням. Також існують комбіновані типи, наприклад, генератори з воднево-водяним охолодженням.

Також існують спеціальні турбогенератори, наприклад, локомотивні, які служать для живлення кіл освітлення і радіостанції.

В авіації турбогенератори служать додатковими бортовими джерелами електроенергії.

Конструкція турбогенератора. Генератор складається з двох ключових елементів – статора та ротора. Але кожен з них містить велику кількість систем та елементів.

Ротор – обертовий компонент генератора і на нього впливають динамічні механічні навантаження, а також електромагнітні та термічні.

Статор – стаціонарний компонент турбогенератора, але він також піддається дії динамічних навантажень - вібраційних і крутих, а також електромагнітних, термічних і високовольтних.

2.1.1 Системи охолодження синхронних генераторів

Для синхронних машин граничної потужності, якими є гідро- і турбогенератори, важливою проблемою є їх охолодження [8. 9].

Використання інтенсивних способів охолодження дало можливість виготовити турбогенератори потужністю 800 -1200 МВт, які практично мають такі ж габаритні розміри, як і турбогенератори потужністю 100 МВт, що виготовлялися 60 років тому.

Турбогенератори різних типів, які перебувають в експлуатації, мають різні системи охолодження, як це показано в табл. 2.1.

У турбогенераторах потужністю до 25 МВт використовують замкнену систему вентиляції з використанням повітря як охолоджувального середовища. Для машин більших потужностей повітря замінюють воднем з надлишковим тиском до $5 \cdot 10^5$ Па.

Таблиця 2.1 – Типи систем охолодження різних типів СГ

Найменування серії	Розшифрування	Система охолодження		
		Обмотка статора	Сердечник статора	Обмотка ротора
Т2-2,5-2; Т2-42; Т2-6-2; Т2-12-2 (завод Електросила»); Т-2,5-2УЗ; Т-4-2УЗ; Т6-2УЗ; Т-12-2УЗ (Ласьвинський завод)	Т– турбогенератор; 2 – друга серія; 2,5 – потужність; 2– двополюсний; УЗ – кліматичне виконання і категорія розміщення	Непряме водневе	Безпосереднє повітряне	Непряме повітряне
ТВ2-30-2; ТВ2-100-2; ТВ2-150-2 (завод «Електросила»)	В – водневе охолодження	Непряме воднем	Безпосереднє воднем	Непряме воднем
ТВФ-63-2ЕУЗ; ТВФ-110-2ЕУЗ	Ф – форсоване охолодження	Непряме воднем	Безпосереднє воднем	Безпосереднє воднем
ТВМ-200, ТВМ-500 (ПО «Електротяжмаш»)	М–масляне охолодження статора зануреного виконання, В–водяне	Безпосереднє маслом	Безпосереднє маслом	Безпосереднє водою
ТВВ-160-2ЕУЗ; ТВВ-220-2ЕУЗ; ТВВ-320-2ЕУЗ; ТВВ-500-2ЕУЗ; ТВВ-800-2ЕУЗ; ТВВ - 1000-2УЗ	ВВ – воднево-водяне охолодження, Е– єдина серія	Безпосеред. водою	Безпосереднє воднем	Безпосереднє воднем

Порівняно з повітрям водень має кращу теплопровідність і в 14 разів меншу густину. Завдяки цьому покращується охолодження машини та зменшуються втрати на вентиляцію.

Водень (повітря) обтікає зовнішню поверхню котушок обмоток і сердечника. Нагрітий газ надходить у теплообмінник, звідки після охолодження повертається в машину. Таку систему охолодження називають замкненою системою побічного охолодження.

Для машин понад 200 МВт замкнена система з побічним водневим охолодженням є недостатньою.

Тому використовують безпосереднє охолодження обмоток. Обмотки у даному випадку виготовляють з порожнистих провідників, всередині яких циркулює водень, вода чи трансформаторне масло.

2.1.2 Система збудження синхронних генераторів

Системою збудження СГ називається сукупність машин, апаратів і пристроїв, призначених для живлення обмотки збудження постійним струмом і регулювання значення цього струму [9].

Системи збудження СГ можна розділити на наступні основні групи:

- системи збудження із збудниками постійного струму;
- системи збудження із збудниками змінного струму;
- статичні системи збудження.

В даний час в основному випускаються безконтактні синхронні генератори (БСГ). БСГ застосовуються, перш за все, тоді, коли установка щіткового вузла ускладнена по тих або інших причинах: великий струм збудження СГ, висока швидкість обертання валу машини, вибухонебезпечне навколишнє середовище і тому подібне.

У БСГ застосовуються збудники змінного струму. Збудник змінного струму разом з обертовим перетворювачем, пристроями управління, діагностики і захисту утворюють безконтактну систему збудження (БСЗ).

БСЗ знаходять широке застосування в синхронних двигунах, генераторах, компенсаторах при різних потужностях і частотах обертання.

2.2 Дослідження пошкоджуваності синхронних генераторів

Відомо, що під час експлуатації мають місце пошкодження синхронних генераторів, а саме їх вузлів: статора, ротора, системи збудження, охолодження, підшипників і т. і.

Відповідно до табл. 2.2 на рис. 2.1 показані гістограми розподілу пошкоджень для різних генераторів.

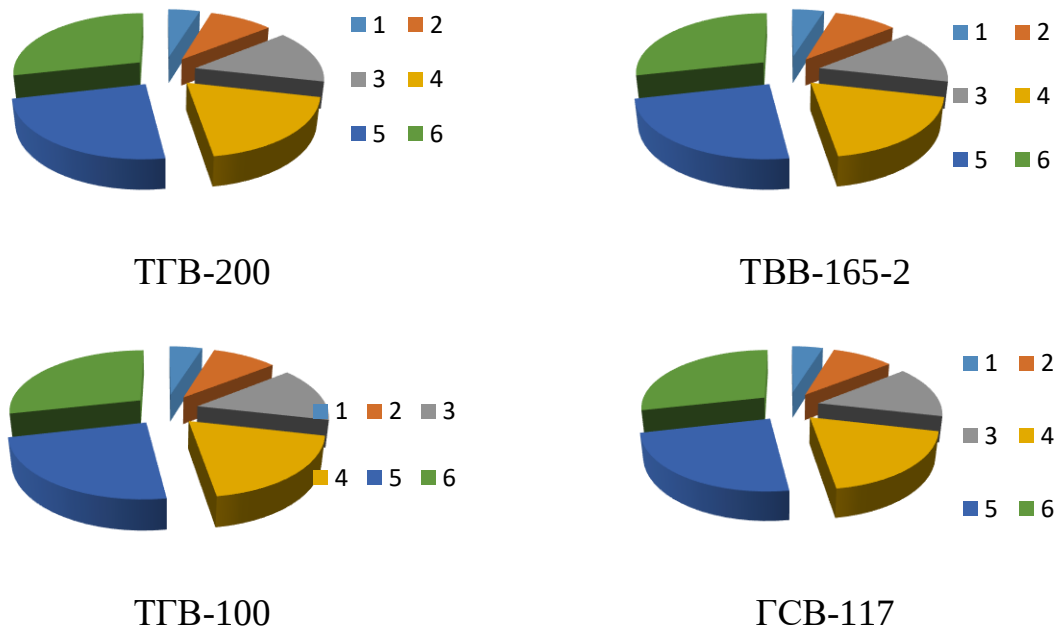


Рисунок 2.1 – Гістограми розподілу пошкоджень для різних генераторів.

У таблиці 2.2 представлені результати обробки статистики пошкоджуваності СГ, за даними літературних джерел, для наступних видів генераторів:

- синхронний турбогенератор з безпосереднім водневим охолодженням статора та ротора (ТГВ-200) 200 МВт;
- синхронний турбогенератор з водневим охолодженням 165 МВт;

- синхронний турбогенератор з безпосереднім водяним охолодженням статора та з безпосереднім водневим охолодженням ротора та осердя статора (ТГВ-100) 100 МВт;
- синхронний гідрогенератор (ГСВ -117) 117 МВт;
- синхронний турбогенератор з непрямым водневим охолодженням статора та безпосереднім водневим охолодженням ротора – «змішана схема» (ТВФ-100) 100 МВт.

На основі таблиці 2.2 сформуємо таблицю 2.3 лише для основних вузлів турбогенератора ТГВ-200.

Таблиця 2.3 – Пошкоджуваність турбогенератора ТГВ-200

№	Важливі елементи генератора	ТГВ-200-2, в.о.
1.	Підшипники ротора	0,4
2.	Система збудження	0,05
3.	Щітки ковзання	0,03
4.	Обмотка статора	0,15
5.	Ротор:	0,32
6.	Система охолодження	0,05

Габор Чаба у своєму звіті під назвою «Діагностика генератора від режимів відмови до ризику примусового відключення» показав причини вимушеного виводу генератора з експлуатації. Будова синхронного генератора та аналіз пошкоджуваності основних елементів (у відсотках), який наведений у звіті представлений на рис. 2.2.

Таблиця 2.2 – Частка пошкоджень у загальній кількості пошкоджень (в.о.)

№	Важливі елементи генераторів	ТГВ 200 МВт	ТВВ 165 МВт	ТГВ 100 МВт	ГСВ 117 МВт	ТВФ 100 МВт
1.	Підшипники ротора	0,4	0,4	0	0,24	0,43
1.1	Ізоляція підшипників валу з двох сторін	0	0,01	0	0,04	0,11
1.2	Заземлення валу турбінного агрегату	0	0,38	0	0,2	0,21
1.3	Ущільнення підшипників ротора	0,3	0,01	0	0	0,11
2.	Система збудження	0,05	0,05	0,4	0,04	0,00
2.1	Тиристори системи збудження	0,05	0	0,4	0,04	0,00
2.2	Розрядник збудника	0	0,05	0	0	0,00
2.3	Інші	0	0	0	0	0,00
3.	Щітки ковзання	0,05	0,03	0,01	0	0,00
4.	Обмотка статора	0,35	0,15	0,26	0,34	0,09
4.1.	Магнітопровід статора	0	0,01	0	0,1	0,04
4.2	Лобові частини обмотки статора	0,05	0,02	0,12	0,2	0,02
4.3.	Елементні провідники в пазах статора	0	0	0	0	0,00
4.4	Ізоляція статора відносно ротора	0	0	0,14	0	0,02

продовження табл. 2.2

№	Важливі елементи генераторів	ТГВ 200 МВ _Т	ТВВ 165 МВ _Т	ТГВ 100 МВ _Т	ГСВ 117 МВ _Т	ТВФ 100 МВ _Т
4.5	Пакети сталі статора	0	0	0	0	0,00
4.6	Інші пошкодження магніто проводу статора	0,1	0,02	0	0,04	0,00
4.7	Кінці обмоток та контакти	0,2	0,1	0	0	0,26
5.	Ротор:	0,1	0,32	0,23	0,33	0,28
5.1	Пакети роторного заліза	0	0,07	0,1	0,13	0,00
5.2	Щітковий контактний апарат	0	0,05	0,05	0,1	0,11
5.3	Обмотка ротора	0	0,2	0,08	0,1	0,17
5.4	Бандажні кільця	0,1	0	0	0	0,00
6.	Система охолодження	0,05	0,05	0,1	0,05	0,21
6.1	Трубки системи охолодження у лобових частинах статора	0	0	0,05	0,05	0,06
6.2	Охолодження ротора	0	0,05	0,05	0	0,11
6.3	Лопаті вентиляторів	0,05	0	0	0	0,04
6.4	Утримуючі кільця	0	0	0	0	0,00
6.4.1	Утримуюче кільце 1	0	0	0	0	0,00
6.4.2	Утримуюче кільце 2	0	0	0	0	0,00

Автор вважає що розробка нових і вдосконалення існуючих методів онлайн діагностування дасть можливість зменшити пошкоджувальність вартісного обладнання. Термін служби синхронних генераторів залежить на 10% від своєчасного ремонту та на 90% від коректної роботи системи онлайн діагностування [8, 9]. За результатами аналізу статистики пошкоджень виявлено елементи генератора, на які потрібно звертати більшу увагу при онлайн діагностуванні (як показано на рис. 2.3).

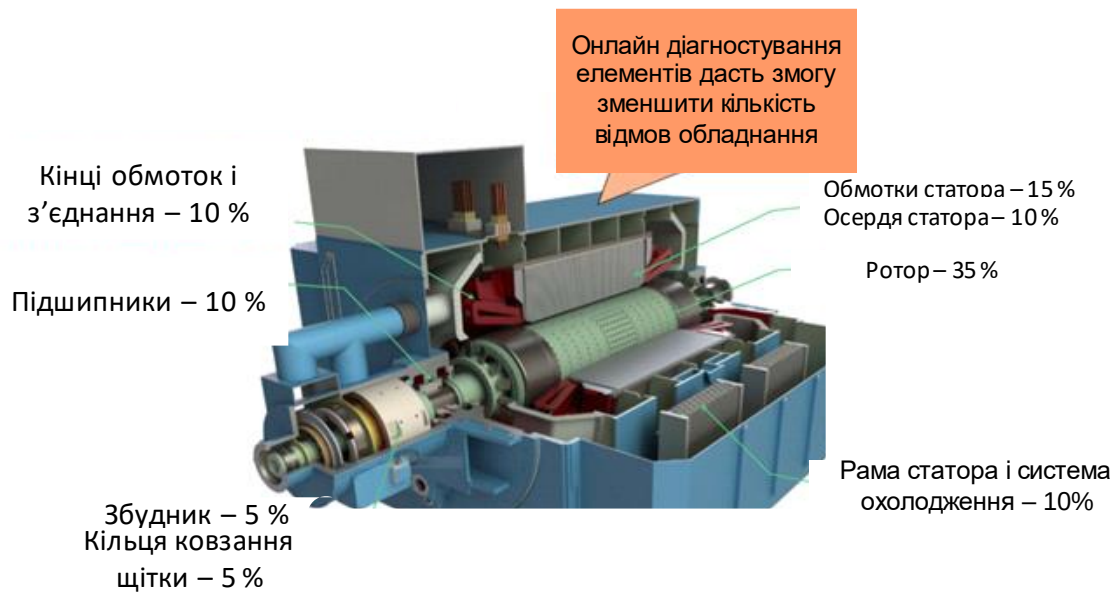


Рисунок 2.2 – Будова синхронного генератора та аналіз пошкоджуваності його елементів

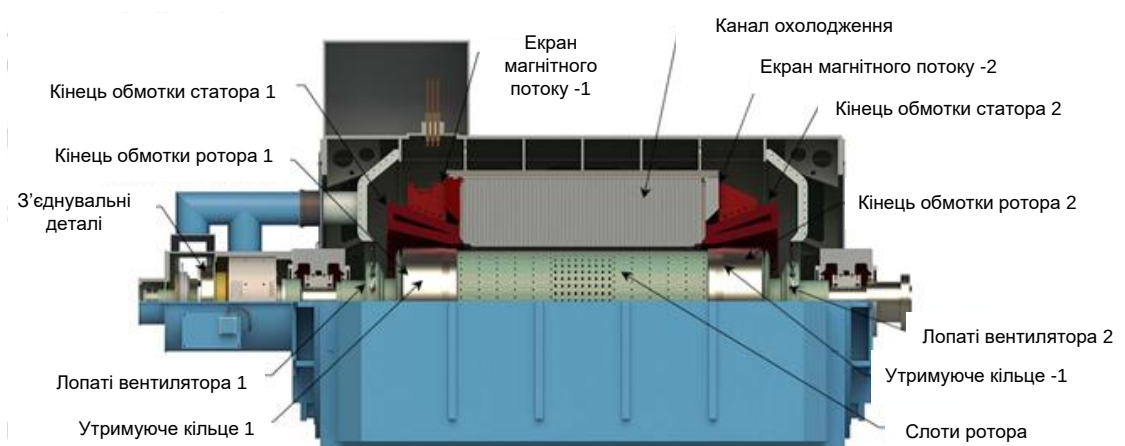


Рисунок 2.3 – Потенційно «слабкі» місця генератора, які потребують онлайн діагностування та контролю

Тому потрібно чітко розуміти вплив відхилення значень контрольованих параметрів на роботу генератора. Використовуються три оцінки результату діагностування: «Визначено» – визначили пошкодження, але не визначили в якому режимі відбулась відмова; «Ідентифіковано» – ідентифікували відмову та режим в якому це сталося (ця інформація може використовуватись для оцінки ризику повторення відмови); «Не ідентифіковано» – не визначили пошкодження і не визначили в якому режимі відбулась відмова (рис.2.4).

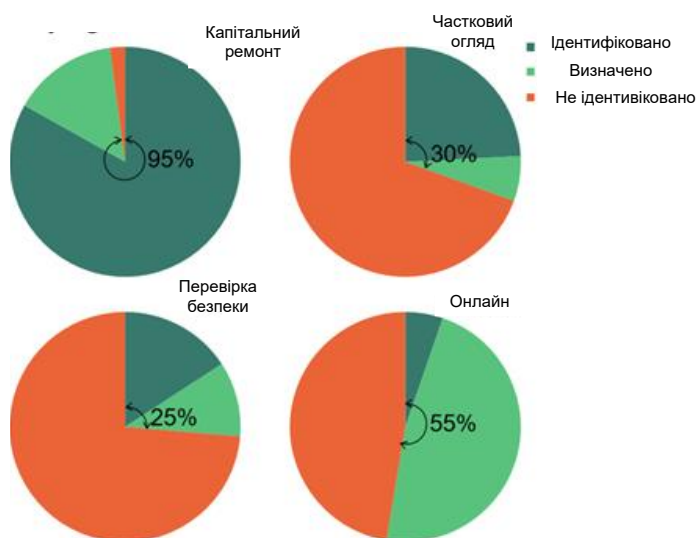


Рисунок 2.4 – Аналіз виявлення пошкоджень на різних рівнях контролю

Турбогенератор з повітряним охолодженням може бути обладнаний пристроями моніторингу таких параметрів, як: часткові розряди у кожній фазі обмотки статора; температура обмотки статора та системи охолодження; вібрації підшипника [8, 9].

У звіті містяться рекомендації щодо:

- дії, які можуть знизити ризик експлуатаційних пошкоджень, наприклад, обладнання для моніторингу або зміна часу між капітальними ремонтами;
- дії, які можуть зменшити наслідки зупинки обладнання, наприклад, запасні частини або запасні компоненти. Метою є підтримка ризику на

прийнятному рівні до наступного запланованого капітального ремонту або зниження рівня ризику.

Тобто рекомендації щодо майбутніх вкладень, необхідних для підтримки ризику на прийнятному рівні.

Наприклад, ослаблення клинів паза статора: зусилля попереднього натягу паза F може зменшуватися з часом; вібрації; зношування коронного захисту; часткові розряди; прискорене зношення ізоляції. Як результат відбувається пошкодження заземлення на стрижнях статора, в гіршому випадку також і сердечника.

Наприклад: коротке замикання витків ротора; початок / зупинка циклічного відведення веде з часом до видовження кінців котушки ротора; що призводить до надмірної вібрації, пошкодження обмоток заземлення; обидві проблеми врешті-решт призводять до відключення та ремонту ротора; режим відмови можна визначити за допомогою осцилографа в режимі очікування; в КР рекомендується встановлювати КІПР для виявлення повторних КЗ під час роботи (рис. 2.5).



Рисунок 2.5 – Результат моніторингу технічного стану за методикою Fortum

Автором досліджено приблизно 100 режимів несправності для турбогенератора. Потенційно слабкі місця показані на рис. 2.6.

Визначається рівень ризику в 4 етапи [9].

1. Результати діагностики електричних випробувань та візуальних оглядів порівнюються з досвідом експлуатації, відомими слабкими місцями та запланованою роботою.

2. Результати аналізу представлені у звіті, де кожен компонент класифікується за ризиком. Найвищий ризик компонента дає ризик генератора.

3. На першій сторінці звіту наведено результати із загальним ризиком, а також рекомендації щодо зниження рівня ризику.

4. Методика може бути застосована і до інших вузлів установки, таких як турбіна або трансформатор.

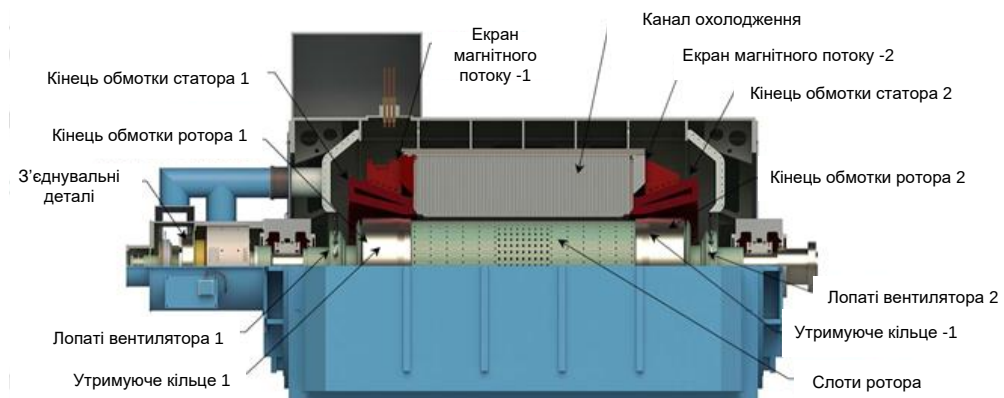


Рисунок 2.6 – Потенційно слабкі райони ASEA / ABB GTL-type

Деталі фази 1 – Аналіз сердечника статора генератора, виконаного із окремих пластин електротехнічної сталі, ізольованих один від одного. Причиною пошкоджень якого можуть бути вібрації. Рекомендації – проектувати обладнання для тестування наявності вихрових струмів, оновити аналіз ризиків та запропонувати рішення .

Фаза 2: Капітальний ремонт + діагностика тиску в сердечнику статора.

Новий сердечник має тиск 1 МПа. Після первинного ремонту буде менше. Досвід свідчить, що тиск менше або рівний 0,1 МПа є прийнятним. Випробувальне обладнання, складається з датчика тиску та руху, каліброваного при тиску 0,025 –0,2 МПа.

Оцінка життєвого циклу, фаза 3:

– Оновлення оцінки ризику. У обмотці статора є відхилення діагностичних параметрів, але більш серйозне пошкодження є в сердечнику статора через дуже низький тиск у сердечнику. Оцінка полягає в тому, що статор знаходиться на рівні 4, високий ризик.

– Загальний висновок для статора полягає в тому, що бажаного часу відпрацювання, 85'000 годин, швидше за все не вдасться досягти.

Щоб знизити ризик до прийнятного рівня, потрібні новий сердечник та обмотка. Рекомендацією було придбати новий статор.

2.3 Побудова дерева несправностей

Аналіз дерев несправностей (ДН) – це ефективний підхід для визначення всіх причин, що завдають шкоди ТГ. ДН дає можливість врахувати безліч факторів та створити універсальну систему онлайн-діагностики, знайти зв'язок між елементами та випадками несправності СГ. ТГ (SG) – це складна електрична машина, і прогнозувати поведінку деяких елементів дуже важко, тому що потрібно мати спільний математичний підхід. Але якщо є інформація про основні елементи, статистичні дані про пошкодження деяких елементів, мовні дати оперативного персоналу можна знайти причин [10].

Ймовірність відмови:

$$F(t) = 1 - R(t). \quad (2.1)$$

Імовірність відмови ТГ з урахуванням відмов окремих вузлів:

$$F_s(t) = 1 - (1 - F_1(t)) \cdot (1 - F_2(t)) \cdot \dots \cdot (1 - F_i(t)) \cdot \dots \cdot (1 - F_n(t)). \quad (2.2)$$

Математичний вираз для обчислення надійності СГ, коли всі причини впливають однаково і можуть виникати одночасно, можна записати:

$$R_s = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i(t)), \quad (2.3)$$

де n – кількість випадків незалежних відмов.

ДН статора і дерево ДН ротора ТГ (ТВВ-200), які працюють на ФЕС показане на рис.2.7 та на рис. 2.8 , відповідно.

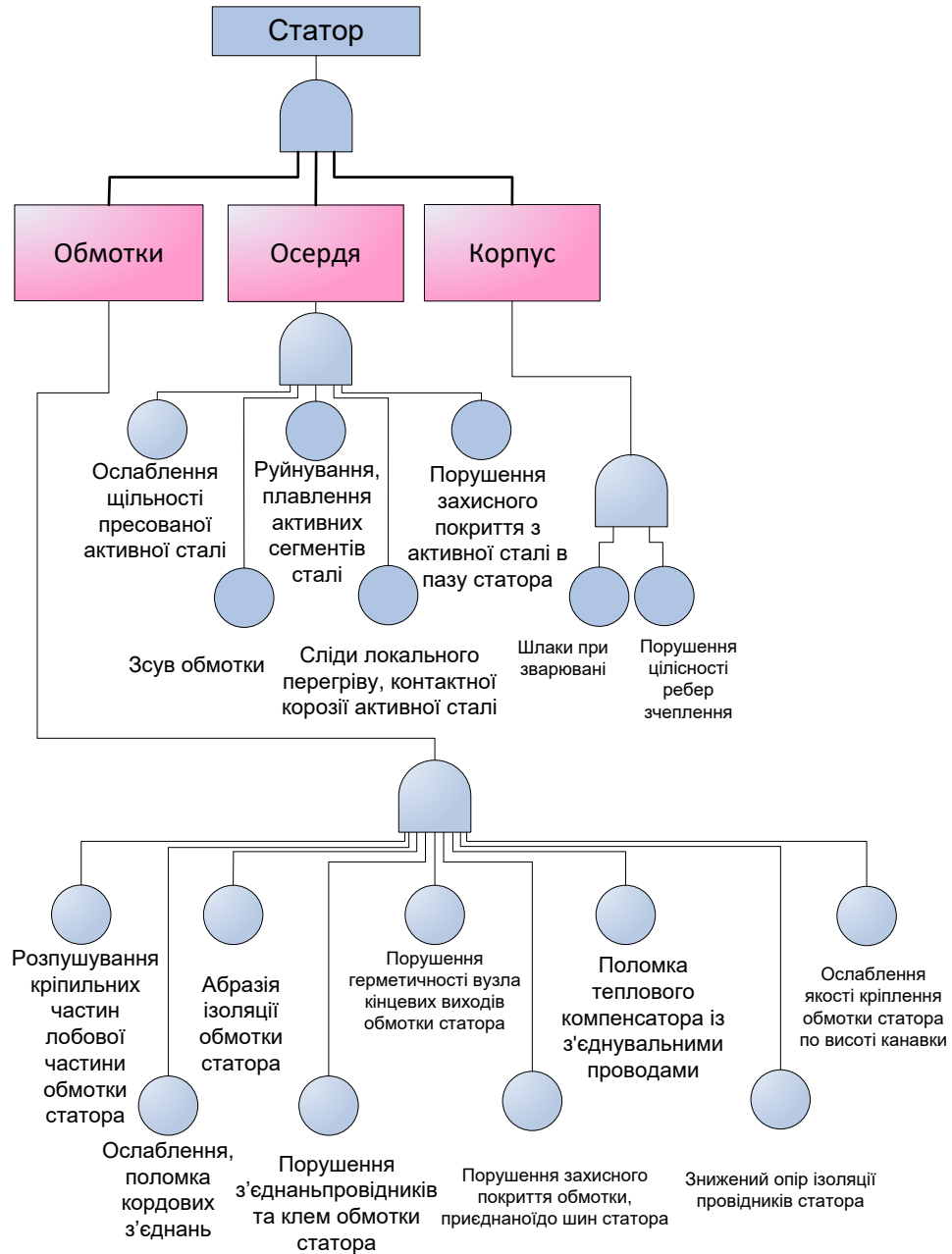


Рисунок 2.7 – ДН статора ТГ ТВВ-200



Під час побудови ДН пропоную враховувати пошкодження наступних вузлів: основні компоненти СГ: ротор, статор, збудник, щітковий контактний апарат, підшипники, система охолодження, ущільнення вала.

Технічний стан цих компонентів потребує онлайн-контролю, але кожен з них складається і залежить від інших елементів.

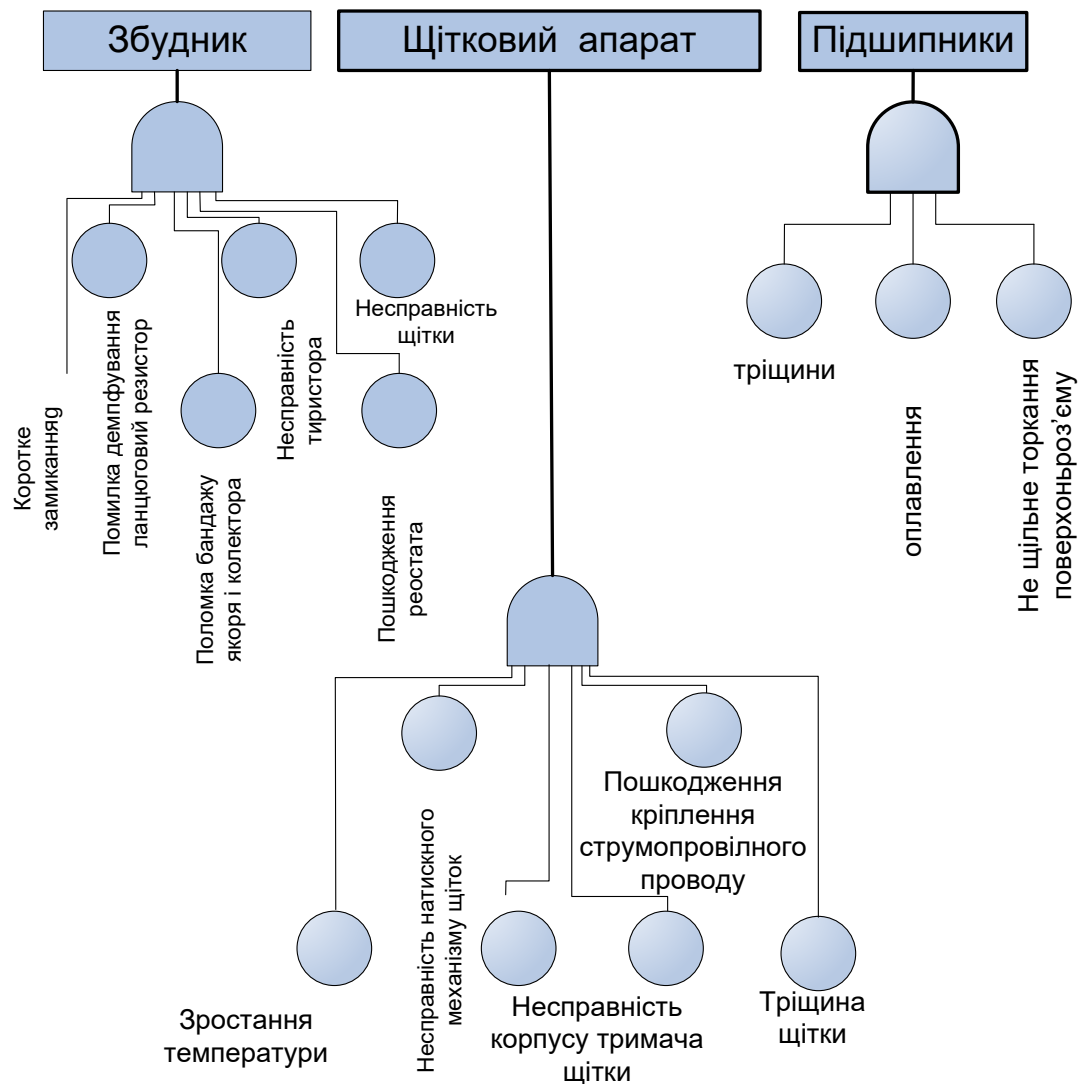


Рисунок 2.9 – ДН системи збудження ТГ ТШВ-200

На рис. 2.10 показано ДН системи охолодження ТГ ТВВ-200.

Повне ДН ТГ ТВВ-200 показане на рис. 2.11.

Крім того, якщо інформація про технічний стан ТГ відсутня, то для створення дерева несправностей можуть використовуватися лише дані з паспорта, інструкції з експлуатації чи інших нормативних документів.

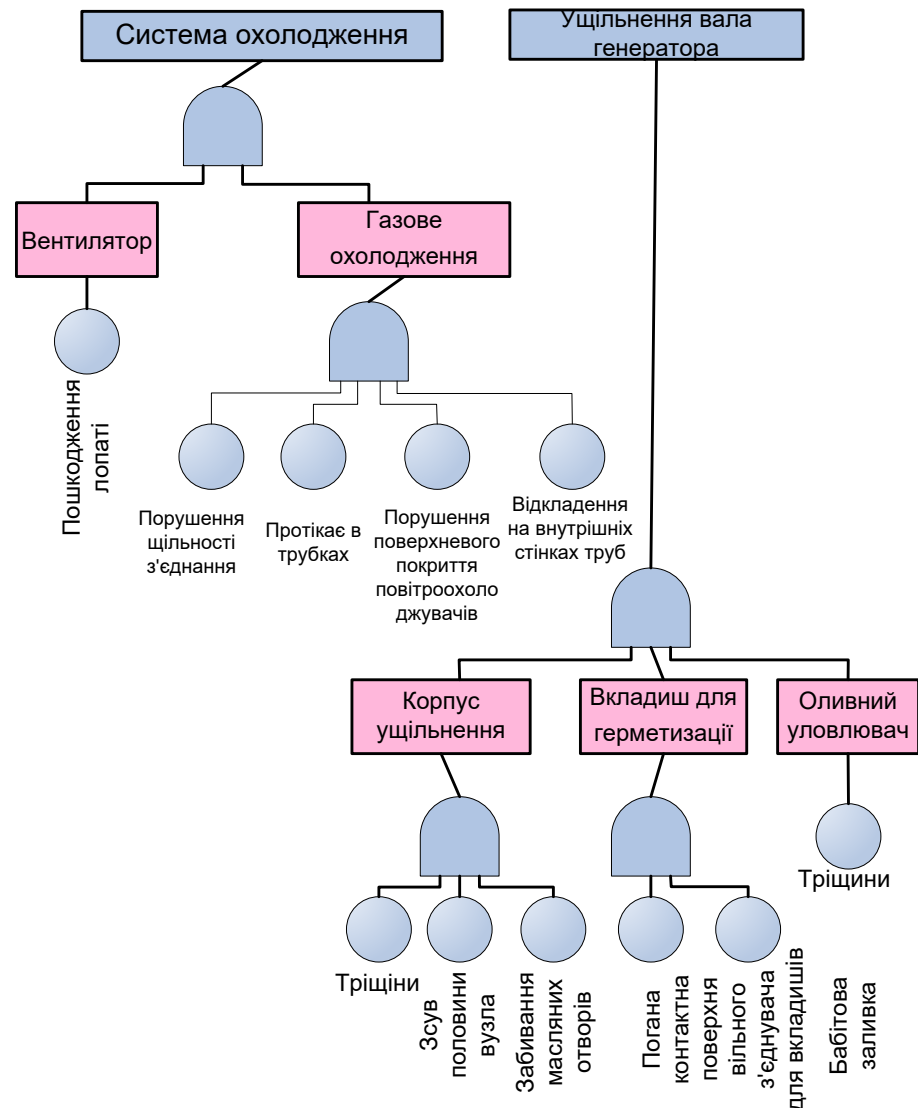


Рисунок 2.10 – ДН системи охолодження ТГ ТГВ-200

3 РОЗРАХУНОК УСТАВОК ЗАХИСТІВ СГ 200 МВТ

3.1 Початкові дані для розрахунку

Розглянемо розрахунок уставок спрацьовування захисту блока генератор-трансформатор. Турбогенератор типу ТГВ-200М. Блочний трансформатор - ТДЦ-250 МВА.

Таблиця 3.1 – Номінальні дані генератора ТГВ-200М

$S_{ном}$,	$U_{ном}$,	$I_{ном}$,	$I_{fном}$,	X''_d ,	X'_d ,	X_d ,	X_2 ,
МВ·А	кВ	кА	кА	в.о.	в.о.	в.о.	в.о.
235.29	15.75	8.625	1.89	0.204	0.31	1.862	0.249

Таблиця 3.2 – Номінальні дані трансформатора ТДЦ-250 МВА

$S_{ном}$,	$U_{ном ВН}$,	$U_{ном НН}$,	U_k ,	I_x ,
МВ·А	кВ	кВ	%	%
250	347	15.75	11,5	0.4

3.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Для вибору уставок захистів необхідно провести розрахунок струмів КЗ. Розрахункова схема показана на рис. 3.1.

Поперечна надперехідна ЕРС обмотки статора:

$$E_{q*}'' = \sqrt{(U_{H*} \cdot \cos \varphi)^2 + (U_{H*} \cdot \sin \varphi + I_{H*} \cdot X_d'')^2}; \quad (3.1)$$

$$E_{q*}'' = \sqrt{(1 \cdot 0.85)^2 + (1 \cdot 0.53 + 1 \cdot 0.204)^2} = 1.121.$$

Опір трансформатора [11] відносно базових параметрів генератора:

$$X_T = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\Gamma.ном}}{S_{T.ном}} ; \quad (3.2)$$

$$X_T = \frac{11}{100} \cdot \frac{235.29}{250} = 0.104 \text{ (в.о.)}.$$

Визначимо струми КЗ при пошкодженні на виводах генератора: при трифазному КЗ [12]:

$$I_{II,0*}^{(3)} = \frac{E_q''}{X_d''} ; (3.3)$$

$$I_{II,0*}^{(3)} = \frac{1.121}{0.204} = 5.495 \text{ (в.о.)} .$$

Струм зворотної послідовності при двофазному КЗ [12]:

$$I_{2II,0*}^{(2)} = \frac{E_q''}{X_d'' + X_2} ; (3.4)$$

$$I_{2II,0*}^{(2)} = \frac{1.121}{0.204 + 0.249} = 2.47 \text{ (в.о.)} .$$

Визначимо струми КЗ при пошкодженні за блочним трансформатором [11, 12]:

$$I_{xII,0*}^{(3)} = \frac{E_q''}{X_d'' + X_T} ; \quad (3.5)$$

$$I_{xII,0*}^{(3)} = \frac{1.121}{0.204 + 0.104} = 3.65 \text{ (в.о.)} .$$

$$I_{2П,0*}^{(2)} = \frac{E_{q*}''}{X_d'' + X_2 + 2X_T}; \quad (3.6)$$

$$I_{2П,0*}^{(2)} = \frac{1.121}{0.204 + 0.249 + 2 \cdot 0.104} = 1.698 \text{ (в.о.)}$$

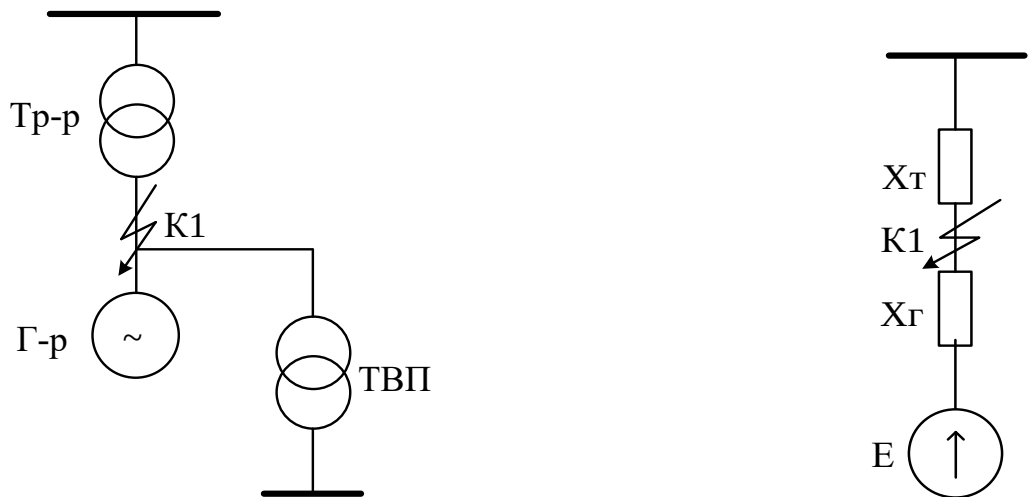


Рисунок 3.1 – Схеми для розрахунку уставок захисту блока генератор-трансформатор:

а) схема заміщення, б) розрахункова схема

3.3 Захист від багатозначних КЗ в обмотці статора та на його виводах

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

Далі робимо розрахунок параметрів цього захисту [11-13]:

Кількість витків робочої обмотки реле приймаємо $w_{роб} = 144$ витки;

коефіцієнти трансформації трансформаторів струму однакові:

$$n_T = \frac{10000}{5} = 2000.$$

Визначимо максимальну розрахункову величину первинного струму небалансу $I_{нб.розр.мах}$ в усталеному режимі протікання через трансформатори

струму зовнішнього максимального струму:

$$I_{нб.розр.мах} = k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{зовн.розр.мах} ; \quad (3.7)$$

$$I_{нб.розр.мах} = 0.5 \cdot 0.1 \cdot 31438.45 = 1571.923 \text{ (A)}.$$

Визначимо МРС при протіканні по робочій обмотці струму небалансу:

$$F_{роб} = \frac{k_n \cdot I_{нб.розр.мах} \cdot \omega_{роб}}{n_T} ; \quad (3.8)$$

$$F_{роб} = \frac{1.6 \cdot 1571.923 \cdot 144}{2000} = 181.085 \text{ (A)}.$$

Визначимо МРС гальмування:

$$F_{гал} = 136 \cdot \sqrt{\frac{F_{роб}^2}{100^2} - 1} ; \quad (3.9)$$

$$F_{гал} = 136 \cdot \sqrt{\frac{181.085^2}{100^2} - 1} = 205.319 \text{ (ВІТ)}.$$

Визначимо вторинне значення струму гальмування:

$$I_{гал.в} = \frac{I_{зовн.розр.мах}}{n_T} ; \quad (3.10)$$

$$I_{гал.в} = \frac{31438.5}{2000} = 15.719 \text{ (A)}.$$

Визначимо кількість витків в обмотці гальмування:

$$w_{гал.розр} = \frac{F_{гал}}{I_{гал.в}} ; \quad (3.11)$$

$$w_{гал.розр} = \frac{205.319}{15.719} = 13.062 \text{ (вит)}.$$

Приймаємо $w_{гал} = 14$ витків.

3.4. 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.

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

3.5. 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.

Опір спрацювання захисту:

$$Z_{C3} = \frac{0.95 \cdot U_{\Gamma, \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot 1.5 \cdot I_{\Gamma, \text{ном}} \cdot k_H \cdot k_{II} \cdot \cos(\varphi_{\text{мч}} - \varphi_{\text{наб}})}; \quad (3.12)$$

$$Z_{C3} = \frac{0.95 \cdot 15.75}{\sqrt{3} \cdot 1.5 \cdot 8.625 \cdot 1.2 \cdot 1.05 \cdot \cos(80 - 53)} = 0.595.$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_q = \frac{Z_{C3}}{Z_{\partial il}} \geq 1.2; \quad (3.13)$$

де

$$Z_{\partial il} = Z_T + Z_{\Gamma}; \quad (3.14)$$

$$Z_T = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{T, \text{ном}}}; \quad (3.15)$$

$$Z_T = \frac{11}{100} \cdot \frac{15.75^2}{1000} = 0.109 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{\Gamma} = X_d'' \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\Gamma, \text{ном}}}; \quad (3.16)$$

$$Z_{\Gamma} = 0.204 \cdot \frac{15.75^2}{235.29} = 0.215 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{\partial il} = 0.109 + 0.215 = 0.324 \text{ (Ом)};$$

$$k_q = \frac{0.595}{0.324} = 1.83.$$

Умова виконується, продовжуємо розрахунок.

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

$$t_{c3.I} = t_{el.max} + \Delta t; \quad (3.17)$$

$$t_{c3.I} = 0.5 + 0.5 = 1 \text{ (с)}.$$

Витримка часу II ступеня:

$$t_{c3.II} = t_{c3.I} + \Delta t; \quad (3.18)$$

$$t_{c3.II} = 1 + 0.5 = 1.5 \text{ (с)}.$$

3.6 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та асиметричних 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:

$$I_{с.пуск} = 0.1 \cdot I_{Г.ном}; \quad (3.19)$$

$$I_{с.пуск} = 0.1 \cdot 8625 = 863 \text{ (А)}.$$

Інтегральний орган з інтегрально-залежною величиною часу $t_{don} = f(I_2)$, який забезпечує правильність роботи захисту при зміні струму зворотної послідовності I_2 [11] та охолодженні ротора після усунення несиметричного перевантаження:

$$t_{don} = \frac{A}{I_{2П,0*}^2}; \quad (3.20)$$

$$t_{\partial on} = \frac{8}{2.47^2} = 1.31(\text{с}).$$

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

$$I_{cз2,I} = 0.4 \cdot I_{Г.ном}; \quad (3.21)$$

$$I_{cз2,I} = 0.4 \cdot 8625 = 3450 (\text{А}).$$

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

$$I_{cз2,II} = \frac{I_{2II,o}^2}{k_q}; \quad (3.22)$$

$$I_{cз2,II} = \frac{21342.71}{1.2} = 17786 (\text{А}).$$

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

$$I_{cз2,CO} = 0.05 \cdot I_{Г.ном}; \quad (3.23)$$

$$I_{cз2,CO} = 0.05 \cdot 8625 = 431.25 (\text{А}).$$

Струмовий поперечний диференційний захист турбогенераторів призначений для захисту обмотки статора генератора від міжвиткових замкнень статора турбогенератора в якому є дві паралельні обмотки статора.

В Україні застосовується одно-системний поперечний диференціальний захист. Він підключається до трансформатора струму, встановленого у перемичці, що з'єднує дві нейтралі гілок статора обмотки (рис.).

Захист виконується на струмовому реле типу РТ-40/Ф із фільтром вищих гармонік. Фільтр передбачений у зв'язку з наявністю в ЕРС генератора складових вищих гармонік, значення яких у гілках обмотки кожної фази можуть дещо відрізнятися.

Як фільтр використовується конденсатор, який шунтує котушку виконавчого органу. Виконавчий орган реле КА підвключене через проміжний трансформатор ТЛ, необхідний для створення оптимальних умов роботи фільтра вищих гармонік. Струм спрацьовування захисту вибирається для налагодження за умовою відведення від струмів небалансу при зовнішніх КЗ.

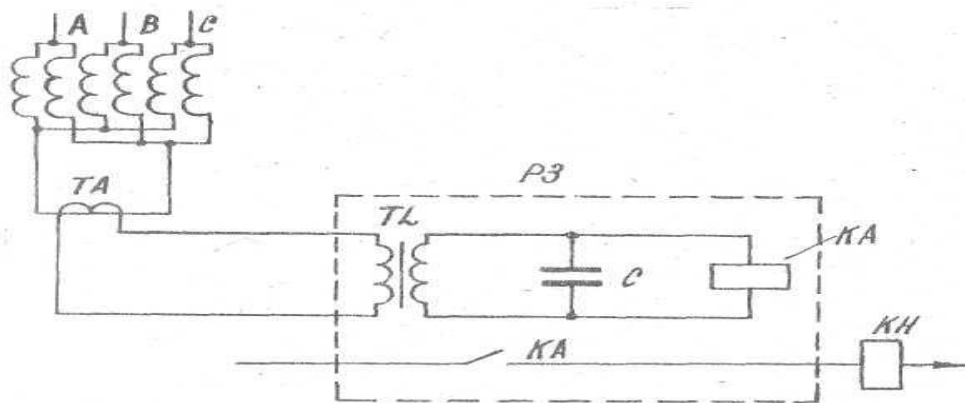


Рисунок 3.2 – Поперечний диференціальний захист: РЗ – реле типу РТ-40/Ф; ТЛ -проміжний трансформатор; КА - виконавчий орган; С - конденсатор; КН – вказівне реле

Струм спрацьовування виконавчого органу:

$$I_{\text{с.р. в.о.}} = K_n (I_{\text{нб х}} + K_{\text{кр}} I_{\text{нб к}}) \quad (3.24)$$

де K_n – коефіцієнт надійності, який дорівнює 1,5 в.о., $I_{\text{нб х}}$ та $I_{\text{нб к}}$ - струми небалансу, відповідно при холостому ході та при короткому замкненні,

$K_{кр}$ – коефіцієнт кратності максимального значення періодичної складової струму КЗ:

$$K_{кр} = I_{к макс} / I_{ном.ген} = 1 / (X''_d + U_{кз т}) \quad (3.25)$$

де X''_d - надперехідний реактивний опір генератора у в.о., $U_{кз т}$ – напруга КЗ блочного трансформатора у в.о.

За відсутності даних про $I_{нб х}$ та про $I_{нб к}$ – приймаємо, що струм спрацювання струмового поперечного диференційного захисту статора турбогенератора визначається за наступним виразом:

$$I_{сз} = 0,2 I_{ном ген} \quad (3.26)$$

Генератор типу ТГВ-200V, то тоді номінальний струм обмотки статора дорівнює 17000 ампер. Схема з'єднань обмоток статора цього генератор – $Y Y$.

Отже струм спрацювання захисту дорівнює:

$$I_{сз} = 0,2 I_{ном ген} = 0,2 \cdot 17000 = 1510 \text{ A.}$$

Трансформатор струму, який підключений до обмоток статора турбогенератора з сторони нейтралі має такий коефіцієнт трансформації:

$$K_{тс} = 5000 / 5 = 1000 \text{ в.о.}$$

Тому струм спрацювання реле:

$$I_{сз} = I_{сз} / K_{тс} = 1510 / 1000 = 1,51 \text{ A.}$$

3.7 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:

$$\frac{I_{рот.ном.в}}{I_{рзр.ном}} = 0.7 \div 2.5.$$

де $I_{рзр.ном} = 2.5$ (А).

Вигнальний орган, який спрацьовує без витримки часу при струмах збудження, коли вони перевищують допустиме значення:

$$\begin{aligned} I_{сз.СО,перв} &= 1.05 \cdot I_{рот.ном}; \\ I_{сз.СО,перв} &= 1.05 \cdot 1890 = 1984.5 \text{ (А)}. \end{aligned} \quad (3.24)$$

Витримка часу сигнального органу – 10 сек;

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

$$\begin{aligned} I_{сз.ПО,перв} &= 1.1 \cdot I_{рот.ном}; \\ I_{сз.ПО,перв} &= 1.1 \cdot 1890 = 2079.0 \text{ (А)}. \end{aligned} \quad (3.25)$$

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.

3.8 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

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

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_{II}} \cdot I_{Г.ном};$$

$$I_{сз} = \frac{1.05}{0.99} \cdot 8625 = 9147.727 \text{ (А)}.$$

Витримка часу узгоджується з захистами, які діють на увімкнення.

3.9 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

$$U_{сз} = 1.5 \cdot I_{рот.ном} \cdot R_{рот.ном}; \quad (3.27)$$

$$U_{сз} = 1.5 \cdot 1890 \cdot 0.00257 = 7.3 \text{ (В)}.$$

Витримка часу захисту – 20 с.

3.10 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 80^0 розташовується в III квадранті під кутом 260^0 .

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 [13].

Час дії захисту – 1-2 с.

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

3.11 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:

$$U_{cз} = 1.2 \cdot U_{Г.ном}; \quad (3.28)$$

$$U_{cз} = 1.2 \cdot 15.75 = 18.9 \text{ (кВ)};$$

$$U_{cp} = \frac{U_{cз}}{n_n}; \quad (3.29)$$

$$U_{cp} = \frac{18.9}{180} = 0.11 \text{ (кВ)}.$$

Струм спрацювання реле блокування:

$$I_{сз} = 0.1 \cdot I_{Г.ном}; \quad (3.30)$$

$$I_{сз} = 0.1 \cdot 8625 = 862.5 \text{ (А)}.$$

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}^{(3)}}{n_T}; \quad (3.31)$$

$$I_{ср} = \frac{862.5 \cdot 1}{2000} = 0.431 \text{ (А)}.$$

Витримка часу – 0.3 с.

3.12 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.

3.13 Захист від усіх випадків КЗ в обмотках трансформатора, на його затискачах, ошинуванні 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.

Струм спрацювання захисту:

$$I_{сз} = 0.3 \cdot I_{ном.ВН}; \quad (3.32)$$

$$I_{сз} = 0.3 \cdot 561.338 = 168.401 \text{ (А)}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_u = \frac{0.87 \cdot I_{П,0*}^{(3)} \cdot I_{Г.ном}}{k_{БТ} \cdot I_{сз}} > 2; \quad (3.33)$$

$$k_u = \frac{0.87 \cdot 5.495 \cdot 8.625}{22.032 \cdot 117.444} = 15.935.$$

Умова виконується.

3.14 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 [11,13].

Уставка комплекту І:

$$I_{сз.І} = \frac{I_{ном.БН}}{k_n}; \quad (3.34)$$

$$I_{сз.І} = \frac{561.338}{1.5} = 374.225 \text{ (А)};$$

$$I_{ср.І} = \frac{I_{сз.І}}{n_{Т1}}; \quad (3.35)$$

$$I_{ср.І} = \frac{374.225}{2000} = 0.187 \text{ (А)}.$$

Уставка комплекту ІІ:

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

$$I_{сз.ІІ} = \frac{0.4 \cdot I_{ном.БН}}{k_u}; \quad (3.36)$$

$$I_{сз.ІІ} = \frac{561.338}{1.2} = 187.113 \text{ (A)}.$$

$$I_{ср.ІІ} = \frac{I_{сз.ІІ}}{n_{T1}} ; \quad (3.37)$$

$$I_{ср.ІІ} = \frac{187.113}{2000} = 0.094 \text{ (A)}.$$

- за умовою узгодження з захистом комплекту І:

$$I_{ср.ІІ} = \frac{I_{ср.І}}{1.05} ; \quad (3.38)$$

$$I_{ср.ІІ} = \frac{0.187}{1.05} = 0.178 \text{ (A)}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_q = \frac{0.87 \cdot I_{П,о*}^{(3)} \cdot I_{Г.ном}}{k_{БТ} \cdot I_{сз.І}} > 2 ; \quad (3.39)$$

$$k_q = \frac{0.87 \cdot 5.495 \cdot 8.625}{22.032 \cdot 260.987} = 7.171.$$

Витримка часу ділення:

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

$$t_{сз.діл.} = t_{сз. елем. макс.} + \Delta t ; \quad (3.40)$$

$$t_{сз.діл.} = 0.5 + 0.5 = 1 \text{ (с)}.$$

За умовою узгодження з захистом, який діє з прискоренням:

$$t_{cз.дil.} = t_{cз з прискоренням} + \Delta t ; \quad (3.41)$$

$$t_{cз.дil.} = 0.5 + 0.1 = 0.6 (с).$$

Приймаємо: $t_{cз.дil.} = 1 с.$

Витримка часу першого ступеня комплекту II:

$$t_{cз.1} = t_{cз.дil} + \Delta t ; \quad (3.42)$$

$$t_{cз.1} = 1 + 0.5 = 1.5 (с).$$

Витримка часу другого ступеня комплекту II:

$$t_{cз.2} = t_{cз.1} + \Delta t ; \quad (3.43)$$

$$t_{cз.2} = 1.5 + 0.5 = 2 (с).$$

3.15 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.

Висновок до третього розділу

Розрахунок уставок релейного захисту для блоку турбогенератор-трансформатора є складним процесом, який включає в себе ряд технічних параметрів, вимог експлуатації та стандартів безпеки. Вибір типу релейного захисту: Розгляньте різні типи релейних захистів, такі як захист від перевантаження, захист від короткого замикання, захист від вибухів, захист від втрати фази тощо. Вибір типу релейного захисту буде залежати від конкретних потреб вашої системи та вимог безпеки.

4 ДОСЛІДЖЕННЯ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ЗАХИСТІВ RET-650 ТА REG-630

4.1 Мікропроцесорний захист RET-650

Серія RET 650 забезпечує швидкий і селективний захист, моніторинг і керування дво- і триобмотковими трансформаторами та автотрансформаторами (рис.4.1) [14, 15].

Пристрій призначений для забезпечення правильного функціонування обладнання та захисту від змін частоти енергосистеми в аномальних умовах.

Швидкодіючий диференційний захист з автоматичним регулюванням коефіцієнта передачі та векторною груповою компенсацією робить цей пристрій ідеальним рішенням для використання в системах релейного захисту з підвищеними вимогами до технічних характеристик.

Диференційний захист має функцію блокування другої гармоніки та блокування форми сигналу для запобігання відключення при стрибках струму намагнічування, а також функцію п'ятої гармоніки для запобігання відключенню захищеного трансформатора в умовах перенапруги.

Диференціальний захист забезпечує високу чутливість при коротких замиканнях невеликої кількості витків обмотки. Новий унікальний чутливий диференціальний захист серії RET 650, заснований на вимірюванні симетричних складових, забезпечує максимальну чутливість при поворотних коротких замиканнях в обмотці. Диференціальний захист нульової послідовності від коротких замикань на землю є доповненням до основної чутливої і швидкодіючого захисту від замикань обмотки на землю. Для забезпечення додаткової селективності цією функцією оснащується орган спрямованості, заснований на вимірюванні струму нульової послідовності. Відключення сигналами газового реле і датчиками температури може виконуватися через дискретні входи.

Дискретні входи стійкі до перешкод для запобігання неправильних

спрацьовувань, наприклад, при розрядці конденсаторів в системі постійного струму.

Багатоцільові функції захисту, вимірювальні органи яких можуть бути налаштовані на фіксацію фазових, прямих, зворотних або нульових значень

Функція резервування несправностей вимикача (ROFF) дозволяє швидко відключити сусідні автоматичні вимикачі.

Реєстрація аномальних режимів дозволяє проводити незалежний після аварійний аналіз первинних осцилограм.



Рисунок 4.1 – Зовнішня панель пристрою РЗА RET650

Варіанти налаштовані і готові до безпосереднього використання. Аналогові та дискретні входи/виходи заздалегідь визначені для базового використання. Інші сигнали слід застосовувати відповідно до кожного

застосування. Логіка роботи диференційного захисту RET650 описана в додатку В.

4.1.1 Функції

Основні та резервні функції захисту RET650 наведені в таблицях 4.1 та 4.2 [15]

Таблиця 4.1– Основні функції захисту

IEC 61850	ANSI	Опис функції	Трансформатор		
			RET 650 (A01) 2W/1CB	RET 650 (A05) 3Bт/1CB	RET 650 (A07) OLTC
Диференційний захист					
T2WPDIF	87T	Диференціальний захист двохобмоткового трансформатора	1		
T3WPDIF	87T	Диференціальний захист трьохобмоткового трансформатора		1	
REFPDIF	87H	Захист від замикання на землю нульової послідовності, Низький опір	2	3	

Таблиця 4.2 – Резервна копія функції Захист

IEC 61850	ANSI	Опис функції	Трансформатор		
			RET 650 (A01) 2W/1CB	RET 650 (A05) 3Bт/1CB	RET 650 (A07) OLTC
Струмівий захист					
RNPIOC	50	Високошвидкісна фазна МТЗ,відсічка	2	3	
OC4PTOC	51/67	Чотирьохступеневий спрямований фазний МСЗ	2	3	2
EFPIOC	50H	Швидкісний МСЗ нульова	2	3	

		послідовність, відсічка			
--	--	-------------------------	--	--	--

продовження таблиці 4.2

IEC 61850	ANSI	Опис функції	Трансформатор		
			RET 650 (A01) 2W/1CB	RET 650 (A05) 3Bт/1CB	RET 650 (A07) OLTC
Струмівий захист					
TRPTTR	49	Захист від теплових перевантажень з двома постійними часу	2	3	2
CCRBFR	50BF	Пристрій резервування несправності вимикача(УРОВ)	2	3	
CCRPLD	52ПД	Захист від неузгодженості положення полюсів вимикача	2	3	
GUPPDUP	37	Спрямований захист від зменшення потужності	1	1	2
GUPPDOP	32	Спрямований захист від збільшення потужності	1	1	2
DNSPTOC	46	Захист від струму зворотної послідовності	1		
Захист за напругою					
UV2PTUV	27	Двоступеневий захист від зниження напруги	1	1	2
OV2PTOV	59	Двоступеневий захист від підвищення напруги	1	1	2
ROV2PTOV	59H	Двоступеневий захист від підвищення напруги нульової послідовності	1	1	2
OEXPVRH	24	Захист від перезбудження		1	
Частотний захист					
SAPTUF	81	Низькочастотний захист	4	4	4
SAPTOF	81	Надчастотний захист	4	4	4

4.1.2 Технічні дані

В таблицях 4.3 та 4.4 приведені номінальні та граничні значення аналогових входів аналогових входів та особливості системи живлення пристрою РЗА. Характеристики дискретних входів показана в табл. 4.5 [15].

Таблиця 4.3 – Номінальних та граничних значень аналогових входів

Опис:		Значення	
Номінальна частота		50/60Гц	
Робочий діапазон		Номінальна частота ± 5 Гц	
Поточні входи	Номінальний струм, I_n	1,0/0,5 А	1/5 А
	Струм теплового опору: -довготривало -протягом 1сек -протягом 10 сек	4А 100А 25А	20А 500А 100А
	Динамічна стійкість струму: значення половинного циклу	250А	1250А
	Вхідний опір	< 100мОм	<10мОм
Входи напруги	Номінальна напруга	100В/110В/115В/120В (Параметризація)	
	Витримують напругу: -довготривало -протягом 10 секунд	2х U_n (240V) 3х U_n (360V)	
	Споживана потужність при номінальній напрузі	< 0,05 ВА	

Таблиця 4.4 – Живлення приладу

Опис:	Тип 1	Тип 2
Номінальна робоча напруга	100,110,120,220,240В змінного струму Струму частотою 50 і 60Гц	48,60,110,125 В Постійний струм
	110,125,220,250 В постійного струму	
Відхилення від рівня номінальної напруги	85....110% від U_n 85....264 В змінного струму	80....120% U_n 38,4...150 В постійного струму

	85....120% уп 88....300 В постійного струму	
--	--	--

продовження таблиці 4.4

Опис:	Тип 1	Тип 2
Максимальна потужність Споживання за дією	35Вт	
Пульсація оперативного втручання Напруги	Макс.15% від значення постійного струму(при частоті 100Гц)	
Максимальний час перерви робочої напруги без перезапуску ІЕУ	50мс в операх Uопер.	

Таблиця 4.5 – Дискретні входи

Опис:	Значення
Робочий діапазон	Максимальна вхідна напруга 300В постійного струму
Оцінений Напруги	24....250 В постійного струму
Поточне споживання	1,6....1,8 мА
Споживається Потужність/вхід	< 0,3 Вт
Порогова напруга	15....221 В постійного струму (параметризація здійснюється в діапазона з кроком 1% від номіналу,напруга)

4.2 Мікропроцесорний захист REG-630

4.2.1 Загальна характеристика цифрових пристроїв релейного захисту

REG630 відноситься до лінії Relion® компанії АВВ, до серії 630 (рис.4.2) [14, 16]. Прилади серії 630 характеризуються можливістю функціонального розширення і гнучкої конфігурації. Пристрій REG630 призначений для використання в якості основного захисту синхронних генераторів, забезпечує

повний захист генератора і первинного двигуна під час запуску і під час нормальної роботи. REG630 зазвичай використовується на дизельних, гідроелектричних, парогазових і теплових електростанціях.



Рисунок 4.2 – REG 630 пристрій управління і захисту генератора

Попередньо задана конфігурація призначена для прямого підключення пристрою до генераторної установки, така конфігурація може відповідати «як є» або її можна налаштувати відповідно до конкретних вимог, вибравши необхідні для застосування функції.

Пристрій REG630 може використовуватися в системах з одиничною або подвійною системою шин, з одним і двома вимикачами і великою кількістю комутуючих пристроїв. Він також підтримує значну кількість роз'єднувачів і заземлюючих ножів як з ручним, так і з електроприводом. Таким чином, REG630 може використовуватися для управління різними типами розподільних пристроїв.

REG630 повністю підтримує стандарт МЕК 61850 для зв'язку на підстанції, передбаченого зв'язку в системі верхнього рівня і горизонтального зв'язку між пристроями, включаючи обмін дискретними і аналоговими сигналами за технологією GOOSE. REG630 також підтримує комунікаційні

протоколи DNP3 (TCP/IP) і МЭК 60870-5-103 (послідовний). Підтримувані комунікаційні протоколи, включаючи МЭК 61850, забезпечують безперебійну взаємодію з різними системами автоматизації станцій і SCADA.

REG630 є комплексним інтелектуальним пристроєм керування генератором, призначеним для захисту, керування, вимірювання та контролю генераторів середньої потужності. REG630 відноситься до лінійних продуктів Relion компанії ABB і 630-ї серії пристроїв захисту та управління, що характеризується здатністю до нарощування та гнучкості конфігурації. Ідеальна можливість взаємодії з промисловими системами автоматизації забезпечує протоколи зв'язку, включаючи і такий протокол як МЭК 61850.

Пристрій REG630 забезпечує основний захист генераторів та блоків генератор - трансформатор на таких малих та середніх електростанціях як, наприклад, дизельні та газові електростанції, ТЕЦ, а також теплові електростанції.

Розроблену для REG630 стандартну конфігурацію можна використовувати без змін, а також легко налаштувати або розширити за допомогою різних додаткових функцій, використання яких дозволить точно налаштувати управління генератором, щоб пристрій відповідав конкретним вимогам.

Інтелектуальні пристрої 630 серії пропонуються з додатковими варіантами стандартних конфігурацій, призначеними для різних випадків застосування. Стандартні конфігурації дозволяють швидше здійснити введення пристрою в експлуатацію, зменшуючи обсяг інжинірингу. Стандартні конфігурації є набір функціональних можливостей, необхідних для конкретного застосування, що використовується за замовчуванням. Кожну стандартну конфігурацію можна адаптувати за допомогою програмного забезпечення Protection and Control IED Manager PCM600. Адаптуючи стандартну конфігурацію, ІЕУ можна налаштувати таким чином, щоб пристрій відповідав вимогам конкретного застосування.

Адаптація стандартної конфігурації може включати додавання або

видалення функцій захисту та управління, а також інших функцій, в залежності від конкретного застосування, зміна параметрів, що використовуються за замовчуванням, конфігурування стандартних налаштувань реєстратора аварійних сигналів і подій, включаючи тексти в дереві меню ІЧМ, конфігурування світлодіодної індикації та функціональних кнопок та адаптацію стандартних однолінійних схем.

Крім того, адаптація стандартної конфігурації завжди включає налаштування зв'язку для конфігурування зв'язку в залежності від функціональних можливостей ІЕУ. Налаштування зв'язку здійснюється за допомогою функції конфігурування зв'язку програмного пакета РСМ600.

4.2.2. Функції захисту

Пристрій REG630 має широкий спектр функціональних можливостей захисту синхронних генераторів від пошкоджень в зоні дії захисту, а також для захисту від аварійних умов у зовнішніх системах. ІЕУ управління генератором включає ненаправлений і спрямований максимальний струмовий захист, функції захисту від замикань на землю, функції захисту від підвищення та зниження напруги, а також спеціальні функції для захисту генераторів, наприклад, МТЗ з контролем за напругою, захист від зворотної потужності/спрямований захист від підвищення потужності, диференціальний захист, захист від недозбудження, захист від перезбудження, високоомний захист з гальмуванням від замикань на землю, захист від зниження повного опору (резервний захист лінії), захист від теплового навантаження, захист струму зворотної послідовності, захист за частотою від зниження потужності. До складу пристрою також включено функцію захисту ротора від замикань на землю, яка повинна використовуватися зі спеціальним пристроєм накладання напруги основної частоти [16].

Як опція REG630 може включати захист статора від замикань на землю на базі контролю третьої гармоніки. Ще одна додаткова функція – це диференціальний захист двообмотувальних трансформаторів, вона

застосовується для захисту блоків генератор – трансформатор.

ІЕУ включає місцеві та дистанційні функції управління. Для визначення функцій управління приєднанням і блокування двигунів, і роз'єднувачів пристрій пропонує ряд виходів/виходів, що довільно призначаються, і логічних ланцюгів. ІЕУ підтримує схеми з одиночною та подвійною системою шин підстанції. Кількість керованих високовольних комутаційних апаратів залежить кількості наявних входів і виходів у обраної конфігурації. Окрім звичайної фіксованої сигналізації для обміну сигналами між інтелектуальними пристроями та отримання необхідних взаємоблокувань може використовуватися обмін GOOSE-повідомленнями за стандартом МЭК 61850-8-1.

Крім того, ІЕУ включає функцію контролю синхронізму, яка гарантує, що напруга, фазний кут і частота на будь-якій зі сторін розімкнутого вимикача відповідають умовам безпечного підключення генератора до мережі.

ІЕУ постійно вимірює фазні струми, симетричні складові струмів та струму нульової послідовності. ІЕУ також вимірює фазні та міжфазні напруги, симетричні складові напруг і напруги нульової послідовності. Крім того, ІЕУ контролює активну та реактивну потужність, споживану потужність за визначений користувачем проміжок часу, а також накопичену активну та реактивну енергію в обох напрямках. На основі відношення між струмом зворотної і прямої послідовності також розраховуються частота лінії, теплове навантаження об'єкта, що захищається, і несиметрія фаз. Для зберігання розрахунків сумарних та середніх значень використовується енергонезалежна пам'ять ІЕУ. Розрахункові значення також можна отримувати від функцій захисту та моніторингу стану пристрою. Доступ до вимірних значень можливий як локальний з інтерфейсу користувача на передній панелі пристрою, так і віддалений через його інтерфейс зв'язку. Крім того, доступ до значень – локальний чи віддалений – можливий за допомогою інтерфейсу користувача на базі веб-браузера.

Пристрій має аварійний осцилограф (реєстратор аномальних режимів),

який дозволяє записувати до 40 аналогових та 64 дискретних сигналів. Аналогові канали можуть налаштовуватися для запису форми вимірюваних сигналів струмів і напруг. Пуск реєстратора від аналогових каналів можна здійснити, коли виміряне значення стає нижчим або вищим за уставку. Пуск реєстратора від дискретних каналів може бути здійснений переднім або заднім фронтом дискретного сигналу. Дискретні канали налаштовуються на реєстрацію зовнішніх або внутрішніх сигналів пристрою, наприклад сигналів пуску або спрацьовування функцій захисту, або зовнішніх сигналів блокування або керування. Запуск реєстратора може здійснюватися від дискретних сигналів пуску або спрацьовування захисту, або за зовнішнім сигналом управління через дискретний вхід. Крім цього, налаштування аварійного осцилографа включають значення часу запису до та після пошкодження.

Аварійний осцилограф може зберігати до 100 записів. Кількість записів може змінюватись в залежності від довжини запису та кількості включених до неї сигналів. Аварійний осцилограф керує дією світлодіодів Start (Пуск) і Trip (Сраб.) на передній панелі інтерфейсу пристрою. Робота світлодіодів конфігурується, включення світлодіодів здійснюється за одним чи кількома критеріями, тобто. коли виконуються критерії пуску чи спрацьовування функції захисту.

Записана інформація зберігається в незалежній пам'яті, і може вивантажуватися для подальшого аналізу пошкодження.

Пристрій має функцію реєстрації подій, яка дозволяє фіксувати дані про події. Журнал подій конфігурується на реєстрацію інформації за заданими критеріями користувача, включаючи сигнали ІЕУ. Для збору інформації про послідовність подій (SoE) пристрій має вбудовану енергонезалежну пам'ять на 1000 подій з мітками часу та текстами, що визначаються користувачем. Енергонезалежна пам'ять дозволяє зберігати дані навіть за тимчасової втрати оперативного харчування. Журнал реєстрації подій спрощує завдання докладного аналізу передаварійних та післяаварійних ушкоджень та

анормальних режимів фідера.

Доступ до інформації SoE можливий як локальний через інтерфейс користувача на передній панелі пристрою, так і дистанційний через інтерфейс зв'язку. Крім того, доступ (локальний або віддалений) можливий через інтерфейс користувача на базі веб-браузера.

Реєстрація подій зв'язку залежить від протоколу та проектування зв'язку. Події зв'язку автоматично пересилаються до системи автоматизації станції та системи SCADA, після того як необхідне проектування зв'язку буде завершено.

До звіту про анормальний режим включається інформація, зібрана під час анормального режиму. Звіт включає загальну інформацію, таку як час запису, час до пошкодження і час після пошкодження. Крім того, до звіту включаються величини до пошкодження, кут до пошкодження, значення спрацьовування та кута при пошкодженні. За промовчанням звіти про анормальні режими зберігаються в незалежній пам'яті. Доступ до звіту про анормальні режими здійснюється через інтерфейс користувача, що знаходиться на передній панелі місцевого управління пристрою. За допомогою програмного пакета РСМ600 можна отримати докладніший звіт із зазначенням форми сигналів.

Функції моніторингу стану пристрою безперервно контролюють параметри та стан вимикача. Моніторингу підлягають час взводу пружини, тиск елегазу, час переміщення, лічильник спрацьовувань, калькулятор накопиченої енергії, пристрій оцінки терміну служби вимикача та час неактивного стану вимикача. Функції моніторингу забезпечують оперативні дані щодо вимикача, які можна використовуватиме планування профілактичного техобслуговування вимикача.

Функція контролю ланцюга відключення безперервно контролює готовність та працездатність ланцюга відключення. Контроль розмикання ланцюга виконується як у увімкненому, так і у відключеному положенні вимикача. Крім того, виявляється втрата оперативної напруги керування

вимикачем.

Вбудована система самодіагностики пристрою безперервно контролює стан апаратної частини та роботу програмного забезпечення ІЕУ. При виявленні будь-якого внутрішнього пошкодження чи неправильного спрацьовування видається сигнал.

Події функції самодіагностики зберігаються у списку внутрішніх подій, який можна переглянути за допомогою місцевого ІЧМ на передній панелі пристрою. Доступ до списку подій також можливий через інтерфейс користувача на базі веб-браузера або РСМ600.

Функція контролю ланцюгів змінної напруги виявляє пошкодження між ланцюгами вимірювання напруги та пристроєм. Для виявлення пошкоджень використовується алгоритм на основі контролю струму та напруги зворотної послідовності або алгоритм на базі контролю швидкості зміни напруги та струму. При виявленні пошкодження функція контролю ланцюгів змінної напруги активує аварійний сигнал та блокує функції захисту напруги від непередбаченого спрацьовування.

Функція контролю струмових ланцюгів використовується для виявлення пошкоджень у вторинних ланцюгах трансформатора струму. При виявленні пошкодження функція контролю струмових ланцюгів також може активувати світлодіод аварійної сигналізації та заблокувати певні функції захисту, щоб уникнути непередбаченого спрацьовування. Функція контролю струмових ланцюгів розраховує суму фазних струмів і порівнює цю суму зі струмом від ТТ, що знаходиться в нейтралі.

Для захисту пристрою від несанкціонованого доступу та підтримки правильності даних, пристрій має систему аутентифікації, включаючи управління користувачами. За допомогою Інструменту керування користувачами (User Management Tool) з програмного пакета РСМ600 адміністратор надає кожному користувачеві пароль. Крім того, ім'я користувача можна віднести до однієї (або більше) із чотирьох груп користувачів: Диспетчер енергосистеми, Інженер РЗА, Інженер-

проектувальник та Адміністратор користувачів. Зв'язок окремого користувача з певною групою дозволяє використовувати пристрій згідно з профілем групи користувачів.

Пристрій може мати три варіанти поєднань струмових входів та входів напруги. Є такі варіанти: п'ять струмових входів і чотири входи напруги, сім струмових входів і три входи напруги, і вісім струмових входів та два входи напруги.

Три фазних струмових входу мають номінал $1/5$ А. Виконання з п'ятьма струмовими входами та чотирма входами напруги має один струмовий вхід номіналом $0,1/0,5$ А. Вхід $0,1/0,5$ А може використовуватись, наприклад, для захисту статора від замикань на грішну землю.

Входи фазної напруги для міжфазних або однофазних напруг і вхід напруги нульової послідовності охоплюють діапазон номінальних напруг 100, 110, 115 і 120 В. Номінал струмових входів і входів напруги вибирається за допомогою програмного забезпечення пристрою.

Модуль RTD/мА, пропонується як опція, дозволяє вимірювати до восьми аналогових сигналів по входах RTD/мА, а також має 4 мА-виходу. За допомогою RTD-датчиків входи RTD/мА можуть використовуватися, наприклад, для вимірювання температури статора обмоток, розширюючи тим самим функціональні можливості захисту від теплового навантаження і попереджаючи передчасне старіння обмоток. Крім того, мА-входи та входи RTD можуть використовуватися для вимірювання температури навколишнього середовища, охолоджуючого середовища або температури підшипників. Входи RTD та мА-входи можуть використовуватися для контролю аналогових міліамперних сигналів зовнішніх датчиків. Входи RTD/мА можуть використовуватися як резистивний вхід або як вхід датчика напруги. Модуль RTD/мА входів дозволяє використовувати функції захисту широкого призначення. Ці функції захисту можуть діяти як на відключення так і на сигналізацію на основі даних вимірювань на RTD/мА-входах або аналогових даних, отриманих за технологією GOOSE. Міліамперні виходи

можуть використовуватися для передачі будь-яких вибраних вимірних або розрахункових аналогових величин на пристрої, що мають mA-входи.

Можливість розширення виконання пристроїв розміром 6U призначена для оптимізації КРУ середньої напруги, яким часто потрібні додаткові дискретні входи та виходи.

Всі контакти дискретних входів та виходів вільно конфігуруються за допомогою інструмента матриці сигналів РСМ600.

Більш детальні дані про входи та виходи дивіться в таблицях входів/виходів, даних щодо вибору пристрою та оформлення замовлення, а також у схемах з'єднань.

Пристрій підтримує стандарт зв'язку з системою автоматизації підстанції МЕК 61850, включаючи горизонтальний зв'язок за технологією GOOSE, а також протоколи DNP3 (TCP/IP) і МЕК 60870-5-103, що добре зарекомендували себе. Ці протоколи дозволяють отримувати всі робочі дані та здійснювати управління [16].

Доступ до файлів осцилограм також забезпечується протоколом МЕК 61850 і МЕК 60870-5-103. Файли осцилограм також доступні будь-якому програмі Ethernet у форматі COMTRADE. Пристрій може надсилати дискретні сигнали іншим пристроям (так званий горизонтальний зв'язок) за профілем GOOSE стандарту МЕК 61850-8-1. Передача дискретних GOOSE повідомлень може використовуватися, наприклад, для схем захисту та оперативних блокувань. Пристрій відповідає вимогам до робочих характеристик GOOSE для застосування на розподільчих підстанціях, як визначено в стандарті МЕК 61850. Крім того, ІЕУ підтримує передачу та прийом аналогових подій з використанням GOOSE-повідомлень. Передача аналогових GOOSE-повідомлень дозволяє забезпечити швидку передачу аналогових значень вимірювання станційної шині, таким чином сприяючи, наприклад, спільному використанню значень входів RTD, в тому числі значень температури навколишнього середовища, з іншими варіантами застосування ІЕУ. ІЕУ взаємодіє з усіма пристроями, інструментальними засобами і системами,

сумісними з MEK 61850, і може одночасно передавати дані про події п'яти різним клієнтам по станційній шині MEK 61850. . У системах, що використовують MEK 60870-5-103, пристрій може підключатися до одного ведучого на станційній шині з топологією типу "зірка".

розміщені в інтегрованих модулях зв'язку. Пристрій підключається до систем зв'язку, що працюють за протоколом Ethernet, за допомогою RJ-45 (10/100BASE-TX) або волоконно-оптичного з'єднувача для багатомодового кабелю LC (100BASE-FX).

Зв'язок за MEK 60870-5-103 здійснюється через послідовний оптичний порт, де можна використовувати скляний волоконно-оптичний кабель послідовного типу (роз'єм ST) або пластмасовий волоконно-оптичний кабель послідовного типу (пружний роз'єм).

Пристрій забезпечує синхронізацію за SNTP, DNP3 та IRIG-B з роздільною здатністю 1 мс.

Пристрій забезпечує наступний метод синхронізації часу з роздільною здатністю 1 мс:

Зв'язок по Ethernet:

- SNTP (Простий мережевий протокол синхронізації часу)
- DNP3

За допомогою спеціального кабелю синхронізації часу:

- IRIG-B (стандарт Міжполігонної комісії з контрольно-вимірювальної апаратури – Формат В тимчасового коду)

Послідовний зв'язок MEK 60870-5-103 має роздільну здатність 10 мс

Інтерфейс користувача на передній панелі пристрою

Пристрої 630-ї серії можна замовити з окремим (виносним) інтерфейсом користувача (ІЧМ). Вбудований ІЧМ призначений для корпусу заввишки 4U. Місцевий ІЧМ включає великий графічний чорно-білий рідкокристалічний дисплей з роздільною здатністю 320 x 240 пікселів (ширина x висота). Кількість рядків і символів у рядку залежить від розміру символів, оскільки ширина і висота символів можуть змінюватися.

Крім того, місцевий ІЧМ має спеціальні кнопки увімкнення/відключення та п'ять програмованих функціональних кнопок зі світлодіодними індикаторами. 15 програмованих світлодіодів аварійної сигналізації можуть індикувати сумарно 45 аварійних сигналів. Місцевий ІЧМ пропонує всі функціональні можливості інтерфейсу користувача: навігацію по меню, різні види меню і робочі дані. Крім того, за допомогою програмного забезпечення РСМ600 місцевий ІЧМ можна конфігурувати відображення однолінійних схем (SLD). Екран SLD відображає стан первинних комутаційних апаратів, таких як вимикачі та роз'єднувачі, вибрані значення вимірювань та конфігурацію шин (рис.4.3).

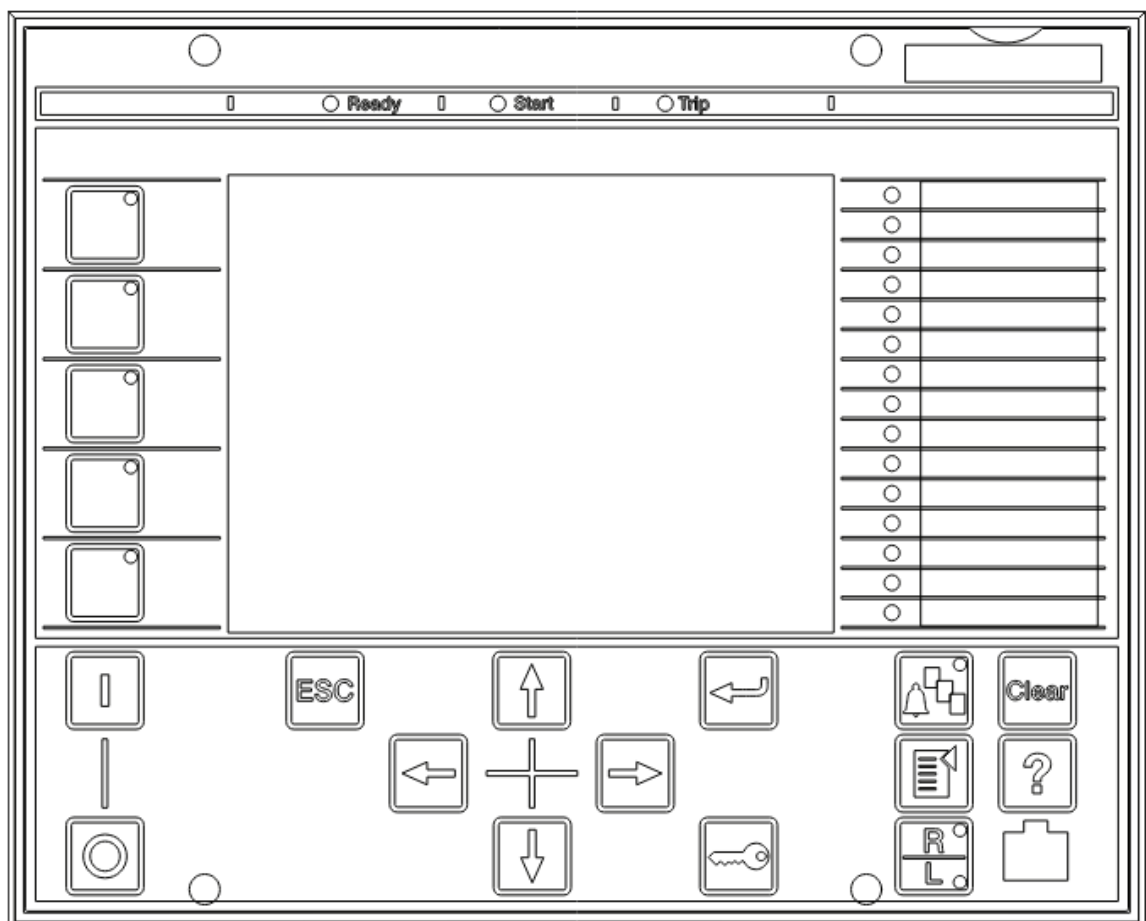


Рисунок 4.3 – Місцевий інтерфейс користувача

При використанні відповідного монтажного приладдя для стандартного корпусу пристрою 630-ї серії можливий утоплений монтаж, напівутоплений

монтаж або настінний монтаж. Виносний ІЧМ призначений для оптимізації монтажу КРУ, що дозволяє зменшити прокладання міжз'єднань між відсіком низької напруги та дверима панелі. Крім того, інтелектуальні електронні пристрої можна встановлювати в будь-яку 19-дюймову шафу за допомогою набору для монтажу в 19-дюймову касету (рис. 4.4 - 4.7).

Для проведення стандартного тестування ІЕУ можуть встановлюватися разом із випробувальними блоками RTXP (RTXP8, RTXP18 або RTXP24), які монтуються поруч із корпусом ІЕУ до 19-дюймової касети.

- Утоплений монтаж
- Напівутоплений монтаж
- Стельовий монтаж
- Монтаж у 19-дюймову касету
- Настінний монтаж
- Монтаж до 19-дюймової касети з випробувальним блоком RTXP8, RTXP18 або RTXP24
- Монтаж місцевого ІЧМ у двері шафи, встановлення корпусу ІЕУ у відсік низької напруги КРУ.

Для забезпечення заземлення каналів RTD (при замовленні RTD/МА модуля) у комплект поставки пристрою включено спеціальну рейку із затискачем для екрана кабелю.

Додаткову інформацію про варіанти монтажу див. у посібнику з монтажу.

Інтелектуальний електронний пристрій захисту та керування визначається типом та серійним номером. Відповідний ярлик вміщено на бічну стінку корпусу ІЕУ.

Ярлики модулів включають набір ярликів меншого розміру по одному для кожного модуля, що входить до складу пристрою. На ярликах модулів вказано тип та серійний номер кожного модуля.

Номер замовлення складається із рядка кодів, сформованих на базі даних апаратних та програмних модулів ІЕУ. Для формування номера замовлення

при оформленні замовлення на інтелектуальний електронний пристрій захисту та керування скористайтесь наступною інформацією.

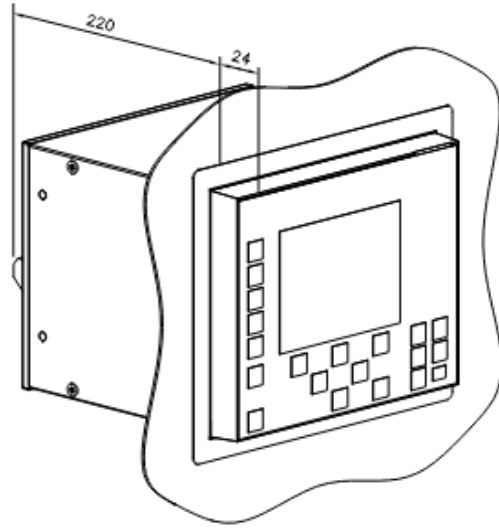


Рисунок 4.4 – Утоплений монтаж

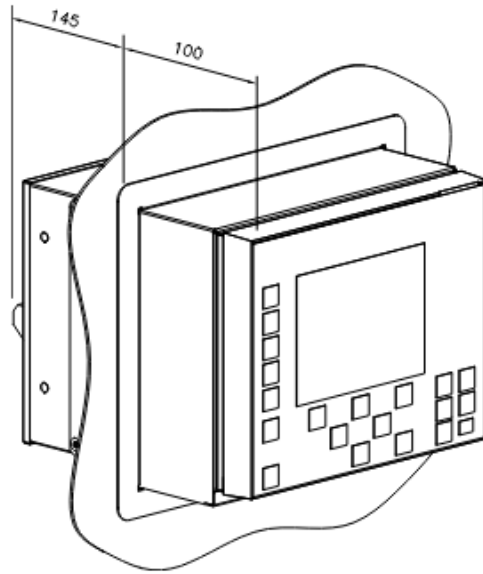


Рисунок 4.5 – Напівутоплений монтаж

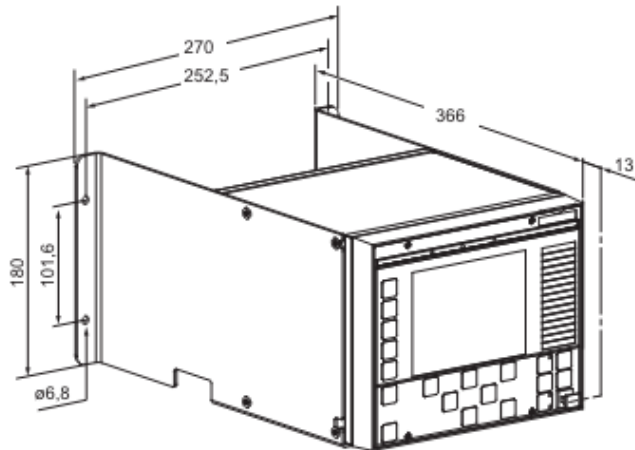


Рисунок 4.6 – Настінний монтаж

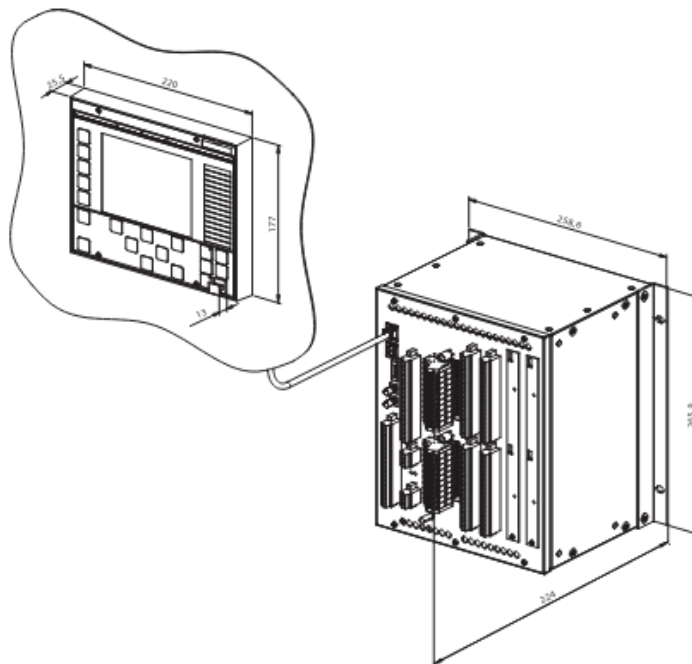


Рисунок 4.7 – Настінний монтаж пристрою 6U ½ 19-дюймової касети, з двома монтажними кронштейнами та виносним МІЧМ

Висновки до четвертого розділу

Серія пристроїв мікропроцесорного релейного захисту RET 650 забезпечує швидкий і селективний захист, моніторинг і керування дво- і триобмотковими трансформаторами та автотрансформаторами.

Швидкодіючий диференціальний захист з автоматичним регулюванням коефіцієнта трансформації і компенсацією векторної групи робить цей пристрій ідеальним рішенням для використання в системах релейного захисту з підвищеними вимогами до технічних вимог.

Пристрій REG630 призначений для використання в якості основного захисту синхронних генераторів, забезпечує повний захист генератора і первинного двигуна під час запуску і під час нормальної роботи.

REG630 зазвичай використовується на невеликих і середніх дизельних, гідроелектричних, парогазових і теплових електростанціях.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час обслуговування релейного захисту блока Г-Т 200 МВт. На електротехнічний технологічний персонал, який здійснює реконструкцію та обслуговування електрообладнання даного об'єкта, впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори [17, 18].

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).

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.

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

5.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Для убезпечення робіт, що їх провадять в колах вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту, всі вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму і напруги слід постійно заземлювати.

За необхідності розриву кола струму вимірювальних приладів і реле

кола вторинної обмотки трансформатора струму попередньо закорочується на спеціально призначених для цього затискачах.

Розривати кола, підключені до вторинної обмотки трансформатора струму, забороняється. За необхідності розриву цих кіл вони мають бути попередньо замкнуті перемичкою, встановленою до передбачуваного місця розриву (рахуючи від трансформатора струму). Під час встановлення перемички слід застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками.

Під час роботи на трансформаторах струму або в колах, підключених до їх вторинних обмоток, слід виконувати такі заходи безпеки: зажими вторинних обмоток до закінчення монтажу кіл, що до них підключаються, мають бути замкнені накоротко. Після приєднання змонтованих кіл до трансформатора струму закоротку слід переносити на найближчу збірку затискачів і знімати тільки після повного закінчення монтажу та перевірки правильності приєднання змонтованих кіл; під час перевірки полярності до подавання імпульсів струму в первинну обмотку прилади слід приєднувати до затискачів вторинної обмотки. Забороняється використовувати шини первинних обмоток як струмовідні під час монтажних та зварювальних робіт.

Робота в колах пристроїв релейного захисту, електроавтоматики і телемеханіки (РЗАіТ) проводиться за виконавчими схемами. Під час робіт в пристроях РЗАіТ слід користуватися слюсарно-монтажним інструментом з ізолювальними рукоятками.

Під час перевірки кіл вимірювання, сигналізації, керування і захисту за необхідності в приміщенні електроустановок напругою понад 1000 В дозволяється залишатися одному члену бригади за умовами роботи (наприклад, регулювання вимикачів, перевірка ізоляції); працівник, який перебуває окремо від керівника робіт, повинен мати групу III. Під час робіт в колах трансформаторів напруги з подачею напруги від стороннього джерела знімаються запобіжники з боку вищої і нижчої напруги, а також відключаються автомати від вторинних обмоток. За необхідності проведення будь-яких робіт в колах чи на апаратурі РЗАіТ за умови ввімкненого основного

обладнання слід вжити додаткових заходів щодо запобігання його випадковому відключенню.

Забороняється на панелях або поблизу місця розміщення релейної апаратури провадити роботи, які викликають сильний струс релейної апаратури, що може спричинити до помилкових дій реле.

Перемикання, вмикання і вимикання вимикачів, роз'єднувачів та іншої комутаційної апаратури, пускання і зупинення агрегатів, регулювання режиму їх роботи, необхідні під час налагодження або перевірки пристроїв РЗАіТ, провадять тільки оперативні працівники.

Записувати покази електролічильників та інших вимірювальних приладів, встановлених на щитах керування і в РУ, дозволяється:

- одноособово працівникам з групою II за наявності місцевих оперативних працівників (з чергуванням двох осіб) і з групою III — без місцевих оперативних працівників;
- працівникам інших організацій з групою III у супроводі місцевого оперативного працівника.

Приєднання вимірювальних приладів, встановлення і зняття електролічильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, за наявності випробувальних блоків або спеціальних затискачів, що дають змогу безпечно закорочувати кола струму, виконуються без зняття навантаження і напруги.

5.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання

помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (покажчики напруги для фазування, покажчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити,

ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати. Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [19], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Мікроклімат приміщення – це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони [20]. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні, де встановлена лінія, наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Іб	22-28	55 при 28°С	0,1-0,2
Холодний	Іб	21-25	75 при 25°С	Не більше 0,1

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці технологічного персоналу передбачається [21]:

– в холодну пору року використання калорифера; – в літню пору застосування вентиляторів обдуву; – провітрювання приміщення.

5.2.2. Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м [20]. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у

повітрі робочої зони оператора лінії

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0.5	0.15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [21]:

- провітрювання приміщення;
- цілісність вікон для перешкодження попадання пилу в приміщення під час роботи лінії;
- встановлення пиловловлюючих засобів.

5.2.3. Виробниче освітлення

Природне освітлення.

В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на:
 - природне освітлення – освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО (e_n). КПО – відношення природного освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО). Прийняте роздільне нормування КЕО для бічного і верхнього освітлення. Ті місця, що освітлюється тільки бічним світлом, нормується мінімальне значення КЕО в межах робочої зони, що повинно бути забезпечене в точках, найбільше віддалених від вікна.

Штучне освітлення.

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне або комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення - додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місьцеве освітлення - освітлення, яке створюється світильниками, які концентрують світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [22] розряд зорової роботи IV, підрозряд «Г».

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	Г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення,

використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп [E27 LED 15W NW A60 "SG"](#).

Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів).

Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

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

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

5.2.4. Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц.

Нормативним документом [23], який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» (таблиця 5.4).

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Таблиця 5.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі;
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

5.2.5 Виробничі вібрації

Допустимі рівні загальної вібрації на робочих місцях приймаються за вимогами ДСН 32.23-85 [24] і наведені в таблиці 5.5.

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.

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

Таблиця 5.5 – 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 на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	<u>1,3</u> 108	<u>0,45</u> 99	<u>0,22</u> 93	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	-	-	-	-

5.2.6 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [17]. Робота монтажника будівельних конструкцій потребує великих фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (ккал/м) – до 290; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(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, кг – до 30 кг; 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 (кг/с): двома руками

(чоловіки) – до 70000; за участю м'язів 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 взаємне розташування 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.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи – рішення складних завдань з вибором за алгоритмом (робота за серією інструкцій); сприймання сигналів з наступним порівнянням фактичних значень параметрів з їх номінальними значеннями. Заключна оцінка фактичних значень параметрів; обробка, перевірка і контроль за виконанням завдання; робота в умовах дефіциту часу.

Сенсорні навантаження: зосередження (%за зміну) – 51-75; щільність сигналів (звукові за 1 год) – 151-300; навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість допоміжних робіт (завдань). Вимагає додаткових зусиль з боку керівництва (бригадира, майстра тощо).

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

Безпека у надзвичайних ситуаціях описана у додатку Г.

Висновки до п'ятого розділу

У розділі розроблено заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час обслуговування релейного захисту блока Г-Т 200 МВт.

Також, у підрозділі з безпеки НС проведено оцінку безпеки роботи релейного захисту блока генератор-трансформатор 200 МВт в умовах дії

загрозливих чинників надзвичайних ситуацій та розроблено заходи по підвищенню його безпеки роботи.

6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

6.1 Аналіз комерційного потенціалу

У даному розділі проводиться детальний аналіз технічного рівня отриманих результатів, який спрямований на вивчення проблем роботи систем захисту при коротких замиканнях в системі генерування електричної енергії на електричні станції. Піддавши оцінці ефективність використаних технічних рішень, розглядаються їхні економічні переваги, зокрема у зменшенні впливу пошкоджень на функціонування синхронного генератора (СГ) типу ТВВ-200.

Аналіз впливу замикань на СГ дозволяє визначити струми коротких замкнень в блоці генератор-трансформатор потужністю 200 МВт, зокрема струми міжфазних та однофазних струмів в обмотці статора, в обмотках блочного трансформатора, струми однофазних замкнень, струми перевантажень. В результаті таких пошкоджень блок генератор-трансформатор може бути виведений з експлуатації, що призведе до недовідпуску електростанції електроенергії та непрогнозованих витрат на ремонт пошкодженого електричного обладнання.

Подальше техніко-економічне обґрунтування доцільності застарілого електромеханічного захисту на мікропроцесорний захист генератора та блочного трансформатора (які працюють в блоці генератор-трансформатор на ЕС), а також введення запропонованих рішень у експлуатацію на електричних станціях визначає стратегічний підхід до розв'язання проблем безаварійної експлуатації блоків генератор-трансформатор на ЕС. Виконане дослідження констатує необхідність впровадження розроблених рішень для зменшення пошкоджуваності обладнання ЕС. Це має велике значення для уникнення економічних збитків, пов'язаних з недовідпуском електроенергії на ЕС.

Далі розглянемо переваги замінити електромеханічного захисту генератора на мікропроцесорне. Розрахуємо прогнозовані витрати,

рентабельність заміни, а також визначимо, як запропоноване рішення може оптимізувати комерційний потенціал та покращити умови експлуатації систем генерування, за рахунок створення систем автоматизованого керування електрообладнання та створення баз даних про контрольовані параметри блоків генератор-трансформатор в нормальних, передаварійних та аварійних режимах.

6.2 Економічна доцільність

У сучасних умовах енергетичні системи стикаються з рядом викликів, зокрема, необхідністю зменшення витрат під час експлуатації блока генератор-трансформатор. Один із ключових аспектів, який впливає на економічну ефективність, – це робота релейного захисту, відповідального за вчасне попередження оперативного персоналу про виникнення пошкоджень на ранній стадії їх розвитку, а також за швидке відключення пошкоджених генератора, трансформатора та блока генератор-трансформатор найближчим вимикачем.

У випадках не спрацювання існуючих електромеханічних захистів (наприклад, під час однофазних замкнень в обмотці статора) пошкодження лобових поверхонь обмотки статора можуть призвести до значних економічних збитків. При цьому може використовуватися єдиний методичний підхід економічної оцінки, заснований на зіставленні витрат, необхідних для впровадження нового захисту і того економічного ефекту, який буде отриманий при її використанні. Критерієм може виступати як термін окупності, так і величина річного приведенного економічного ефекту.

За певних умов електромеханічний релейний захист іноді може помилково відключати генератори або не спрацьовувати. Це викликає фінансові втрати через недовідпуск електроенергії ЕС споживачам.

У контексті вищеописаних проблем та нових технічних рішень, важливо визначити економічну доцільність впровадження запропонованої заміни. Для цього ми вирахуємо витрати електроенергії від помилкового відключення

генератора, загальні економічні збитки, витрати на виконання робіт та інші показники.

Для вивчення економічної доцільності впровадження нових технічних рішень в систему захисту блока генератор-трансформатор.

Розглянемо помилкове відключенні генератора блока генератор-трансформатор при спрацюванні електромеханічного захисту генератора від струмів несиметрії. В результаті чого, блок потужністю 200 МВт був виведений з експлуатації на 6 годин (відповідно до документації МАГАТЕ відновлення роботи генератора може тривати від 4 до 8 годин). Це призвело до недовідпуску електроенергії орієнтовно 1200 МВт. За умови, що 1 кВт·год вартує 5,41 грн, то загальна вартість збитків становить 6,5 млн грн за 6 годин недовідпуску.

Ця вартість є основним показником при розрахунках економічних збитків та прибутку, який враховується у формулах для кількісної оцінки витрат та вигоди від запропонованих технічних рішень.

Для визначення доходу від ЕС необхідно врахувати загальний обсяг електроенергії, який успішно продається на енергоринку. Дохід може бути розрахований за допомогою наступної формули:

$$E = t \cdot T_e \cdot \sum P, \quad (6.1)$$

де E – сума доходу, а P – потужність генератора, T_e – тариф на електроенергію АЕС на енергоринку.

Розрахунок проводиться для генератора на проміжок виведення з експлуатації тривалістю 6 годин.

$$E_1 = 200 \cdot 5,41 \cdot 6 = 6\,492\,000 \text{ грн},$$

Отримане значення визначатиме доходи ЕС від продажу електроенергії

виробленої блоком 200 МВт за 6 годин, що є ключовим показником для подальших розрахунків економічної ефективності заміни системи релейного захисту.

Далі проведемо розрахунок повної заміни електромеханічного релейного захисту на сучасний мікропроцесорний. Витрати на заміну системи релейного захисту традиційно включають дві складові. По–перше, це капітальні вкладення, які включають вартість придбання системи захисту. По–друге, це щорічні витрати на експлуатацію цих систем.

Вартість нового захисту визначається відповідно до ринкових цін. У випадку, якщо виконують заміну на нові мікропроцесорні системи релейного захисту (РЗ), то розробляється кошторисна документація. Вона включає в себе оцінку всіх витрат, пов'язаних із створенням та впровадженням нової системи захисту, зокрема витрати на матеріали, розробку програмного забезпечення, інженерні рішення та роботу кваліфікованих працівників.

$$K = \sum K_i + K_2 \quad (6.2)$$

де K_i – вартість i – елементів, що необхідно для нової системи захисту, а K_2 – витрати на роботи пов'язані з монтажом, налагодженням та розрахунком уставок, які приймаються в розмірі 5% від вартості захисту.

Також K_2 можна розрахувати за наступною формулою:

$$K_2 = t \cdot N \cdot S \quad (6.3)$$

де t – час, що буде витрачений на розробку, монтаж схеми одним фахівцем; N – кількість людей, які беруть участь в розробці та монтажу; S – середня місячна заробітна плата або оклад j –працівника в залежності від розряду або категорії його кваліфікації; T_m – нормативний місячний фонд робочого часу, приймається в розмірі 168 год (враховуючи, що робочий день тривалістю 8 год і а у місяці 21 робочий день).

Поточні витрати на експлуатацію захисту включають витрати на поточне обслуговування захисту C_1 . Ці витрати не істотні, тому можуть прийматися в розмірі 0,5 – 1 % від вартості захисту. До складу поточних витрат також включаються амортизаційні відрахування (C_a). Таким чином, поточні витрати на експлуатацію релейного захисту визначаються за виразом 5.4:

$$C = C_1 + C_a \quad (6.4)$$

При визначенні ефективності впровадження нового релейного захисту важливо акцентувати увагу на розрахунках щорічних економічних результатів його застосування. Цей показник можна порівняти з числовим значенням, яке визначає можливі збитки від помилкових відключень СГ застарілими системами релейного захисту. Як саме буде визначатись економічний збиток буде залежати від конкретного релейного захисту, який замінюється на мікропроцесорний. Зазначений збиток полягає у втраті коштів від закупівлі нового обладнання.

Узагальнений збиток (Y) електроенергетичних підприємств внаслідок аварійної ситуації може бути визначений за допомогою наступної формули:

$$Y = \Delta D_e + Y_{\text{ЛКВ}} \quad (6.5)$$

де ΔD_e – втрачений дохід від неправильного функціонування діючих захистів; $Y_{\text{ЛКВ}}$ – витрати на ліквідації аварійної ситуації. Величина ΔD_e визначається за звітними даними роботи підприємства при сформованому за рік рівень відмов діючих захистів. ΔD_e – може бути визначений за допомогою наступної формули:

$$\Delta D_e = \Delta W_{\text{спож}} \cdot T_e \cdot \omega \cdot \frac{M_0}{60} \quad (6.6)$$

де $\Delta W_{\text{спож}}$ – недовідпущена електроенергія на період відмови захистів; T_e – ціна 1 кВт·год електроенергії; ω – параметр потоку відмов РЗА; M_0 –

математичне очікування часу відсутності енергопостачання у хвилинах.

Витрати, пов'язані з ліквідації аварій при неспрацьовуванні захисту, включають:

$$Y_{\text{лкв}} = K_{\text{лсо}} + C_{\text{зп}} \quad (6.7)$$

де $C_{\text{зп}}$ – витрати на оплату роботи бригади, що ліквідує аварійну ситуацію; $K_{\text{лсо}}$ – ліквідна вартість старого обладнання.

$$E = Y - (C + E_{\text{нт}} \cdot K) \quad (6.8)$$

Термін окупності нового захисту розраховується за формулою 6.9:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{Y - C} \quad (6.9)$$

Економічне обґрунтування впровадження схеми захисту на схемі, що використовувалась в дослідженні. Встановимо релейний захист на базі мікропроцесорних реле. Ліквідна вартість старого захисту $K_{\text{лсо}} = 100$ (тис. грн.).

Розрахуємо річний обсяг відпуску електроенергії зважаючи на потужність генератора:

$$\Delta W_{\text{спож}} = 200000 \cdot 30 \cdot 12 = 72000 \text{ МВт}$$

Тариф на електроенергію – $T_e = 5,41$ грн. / кВт · год, а вартість нової шафи $K = 2$ млн. грн.

Під час монтажу працювало 2 інженери, час монтажу та наладки захистів підстанції склало 100 год. Заробітна плата інженера складає 480 грн/год. Розрахуємо витрати на роботи пов'язані з монтажом, наладкою та розрахунком уставок за формулою 6.3:

$$K_2 = 2 \cdot 100 \cdot 480 = 96000 \text{ грн}$$

Тоді загальна вартість нової системи за 6.2:

$$K = 2000 + 96 = 2096 \text{ тис. грн}$$

1. Визначаємо річні поточні витрати (С) на експлуатацію нового захисту при нормі витрат на поточне обслуговування (0,5%) та при гарантованому терміні експлуатації нового мікропроцесорного захисту 10 років. Розрахуємо витрати на поточне обслуговування захисту та амортизаційні витрати:

$$C_1 = 2096 \cdot 0,005 = 10,48 \text{ тис. грн,}$$

$$C_a = \frac{2096}{10} = 209,6 \text{ тис. грн,}$$

$$C = 10,48 + 209,6 = 220,08 \text{ тис. грн.}$$

2. Визначаємо втрати від недовідпуску електроенергії ЕС при помилковому спрацюванні старого захисту

$$\Delta D_e = 6\,492\,000 \text{ грн}$$

4. Визначаємо витрати на ліквідацію аварій

$$C_{3П} = K_2 = 96000 \text{ грн,}$$

Тоді за 6.7 визначаємо витрати, пов'язані з ліквідацією аварії при неспрацюванні захисту:

$$U_{\text{ЛКВ}} = 100 + 96 = 196 \text{ тис. грн,}$$

$$U = 196 + 6\,492 = 6\,688 \text{ тис. грн,}$$

3. Визначаємо термін окупності установки нового шафи захисту, років:

$$T_{\text{ОК}} = \frac{2096}{6688 - 220} = 0,3 \text{ років}$$

Висновки до п'ятого розділу

Отримані розрахунки економічних показників, пов'язаних із заміною застарілого релейного захисту новим захистом, свідчать про те, що процес потребує не малих капіталовкладень та має термін окупності **0,3** роки. Аналізуючи витрати на нове обладнання слід відзначити, що левову частку складає покупка нової шафи ціною практично в один мільйон гривень, в той час як інші складові не перевищують і 5% цієї суми. В той час як запропоноване рішення передбачає лише переналаштування існуючого релейного захисту, відповідно відсутня необхідність закупівлі нового дорогого обладнання, що і робить це економічно вигідним рішенням.

Отже, результати розрахунків вказують на економічну доцільність модернізації релейного захисту запропонованим методом. Впровадження запропонованого рішення не лише покращить технічні характеристики системи, але й сприятиме зменшенню експлуатаційних витрат.

ВИСНОВКИ

Розглянуто питання вдосконалення системи релейного захисту блоків синхронних генераторів та блочних силових трансформаторів блоків 200 МВТ

1. Захисти блоків генератор-трансформатор містять захисти генератора, блокового трансформатора, трансформатора (трансформаторів) власних потреб, трансформатора в системі паралельного самозбудження та безщіткового збудження, а також ошикування від блокового трансформатора до системи шин ВРУ.

2. На основі аналізу літературних джерел визначено, що найбільш часто пошкоджуються вузли синхронних турбогенераторів є: статор, ротор, збудних, система збудження, корпус статора, підшипники валу ротора, система охолодження.

3. Розрахунок уставок релейного захисту для блоку турбогенератор-трансформатора є складним процесом. Розраховані уставки захисту від перевантаження, захисту від короткого замикання, захисту від вибухів, захисту від втрати фази тощо.

4. Економічні розрахунки пов'язані із заміною застарілого релейного захисту новим захистом, свідчать про те, що така заміна потребує значних капіталовкладень та має термін окупності 0,3 роки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Яндульський О.С., Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб. / О.С. Яндульський, О.О. Дмитренко; підзагальною редакцією д.т.н. О.С. Яндульського. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. –102 с. – Бібліогр,: с. 92 – 102.
2. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с., рис. 41, табл. 20. ISBN
3. Релейний захист електроенергетичних систем [Електронний ресурс]: підручник / Є. І. Сокол, Г. А. Сендерович, О. Г. Гриб, А. О. Запорожець, І О. Самойленко, В. В. Скопенко, І. Т. Карплюк, С .В. Швець, М. В. Черкашенко, О. Ю. Заковоротний, Н. С. Захаренко, Н. В Рудевич, Ю. Ф. Тесик, С. Ю. Пронзелева, В. Є. Кривонос, І. С. Ярова. – Харків : ФОП Бровін О. В., 2020 – 306 с.
4. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник / В. П. Кідиба – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. – 533 с.
5. Гобрей Р.М. Технічне діагностування, випробування та вимірювання електрообладнання в умовах монтажу, налагоджування і в експлуатації / Р.М. Гобрей Р.М., Рубаненко О.Є, Таловерья В.Л. – Київ: Науково-технічний учбово-консультаційний центр Ас-ЕлЕнерго, 2008. – 528 с.
6. Релейний захист та автоматика електричних станцій : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 1231с.
7. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво “Форт”, 2017. - 760
8. Gabor Csaba, “Generator diagnostics from failure modes to risk for forced outage.” 2018. [Online]. Available: <https://irispower.com/wpcontent/up->

loads/2018/06/ Generator-diagnostics-From-failure-modes-to-riskforced-out-age.pdf. [Accessed: 4-Jul-2019].

9. J. I. Melecio , S. Djurović, N. Schofield, "FEA model study of spectral signature patterns of PM demagnetisation faults in synchronous PM machines". The Journal of Engineering. The 9th International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2018). 2019, Vol. 2019 Iss. 17, pp. 4127-4132 [Online].

10. Fault Tree Analysis. [Online]. Available: <https://www.weibull.com/basics/fault-tree/index.htm>

11. Релейний захист та системна автоматика : лабораторний практикум / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 130 с.

12. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2 / укл.: Д.П. Козярьський, Е.В. Майструк, І.П. Козярьський. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.

13. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2021. Ч. 2. 276 с.

14. Яндульський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем: навч. посіб. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 102 с.

15. Transformer protection RET650 / Version 2.1 Technical manual – ABB Relion, 2019, 762 p.

16. Generator Protection and Control REG630/ Version 1.3 Technical manual – ABB Relion, 2019, 64 p.

17. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

18. 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. 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->

19. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації

електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

20. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

21. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

22. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

23. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

24. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ
РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Релейний захист блока генератор-трансформатор 200 МВТ

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет
електроенергетики та
електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 82,7% Схожість 17,3 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- ☐ 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- ☐ 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Гуменюк А.А.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Рубаненко О.Є.
(прізвище, ініціали)

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 Комар В.О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)
" ____ " _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ БЛОКА ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР
200 МВт
08-21.МКР.006.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., проф.,
професор кафедри ЕСС
_____ Рубаненко О.Є.

Студентка групи ЕС-22мз
_____ Гуменюк А.А.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в наш час експлуатація блоків генератор-трансформатор 200 МВт пов'язана з ризиками пошкоджень, враховуючи термін їх експлуатації (понад 40 років при паспортному ресурсі 25 років – Зміївська ТЕС, Бурштинська ТЕС, Рівненська АЕС) та пошкодження суміжного обладнання, наприклад, шин, ЛЕП, трансформаторів власних потреб і т.п. Так, наприклад, режим роботи електростанції в «Бурштинському острові» вкрай негативно впливає на стан обладнання, оскільки вимагає маневрової роботи станції— частих пусків-зупинок блоків [25, 26]. Внаслідок такого режиму значно зростала аварійність ТЕС та частими були спрацьовування РЗА. За таких умов вдосконалення засобів релейного захисту блоків генератор-трансформатор 200 МВт є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею.

б) наказ № 81 від 11 березня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) Метою роботи є вдосконалення системи релейного захисту блоків захисту синхронних генераторів та блочних силових трансформаторів блоків 200 МВТ електричних станцій.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

4. Вимоги до виконання МКР

Блоки генератор-трансформатор 200 МВт серед інших захистів мають бути захищені: мікропроцесорними та електромеханічними захистами від міжфазних замкнень, однофазних замкнень та ін. Також, захисти синхронного генератора (СГ) 200 МВт, який працює у блоку з силовим блочним трансформатором мають захищати статор генератора від аварійних та особливих режимів, від перевантажень та інших аварійних та особливих режимів генератора, мають захищати ротор СГ, електричні та газовий захисти блочного трансформатора від аварійних та особливих режимів експлуатації.,

– елементна база: захистів генератора – REG 630, а для трансформатора RET

650. Обладнання захисту, що має бути встановлено на електростанції зарубіжного виробництва фірми АВВ;

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал спеціалізованих підприємств та електричної станції, а також бригади електромонтерів у відповідності з вимогами ПТЕ, ПТБ і технологічних карт.

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Захист блоків генератор-трансформатор	17.01.24	20.01.24	
2	Особливості синхронних генераторів 200 МВт	21.01.24	01.03.24	
3	Розрахунок уставок захистів СГ 200 МВт	02.03.24	22.03.24	
4	Дослідження мікропроцесорних захистів RET-650 та REG-630	23.03.24	15.04.24	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	
9	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	
10	Захист МКР	За графіком		

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21 / уклад.: А. О. Семенов, Л. П. Громова, О. В. Сердюк, Т. В. Макарова. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

Логіка роботи диференційного захисту RET650

Спрощена логічна схема диференціального захисту трансформатора показана на рисунку В.1.

На рисунку В.1 представлена обробка внутрішнього диференціального захисту вимірюваних струмів двохобмоткового трансформатора.

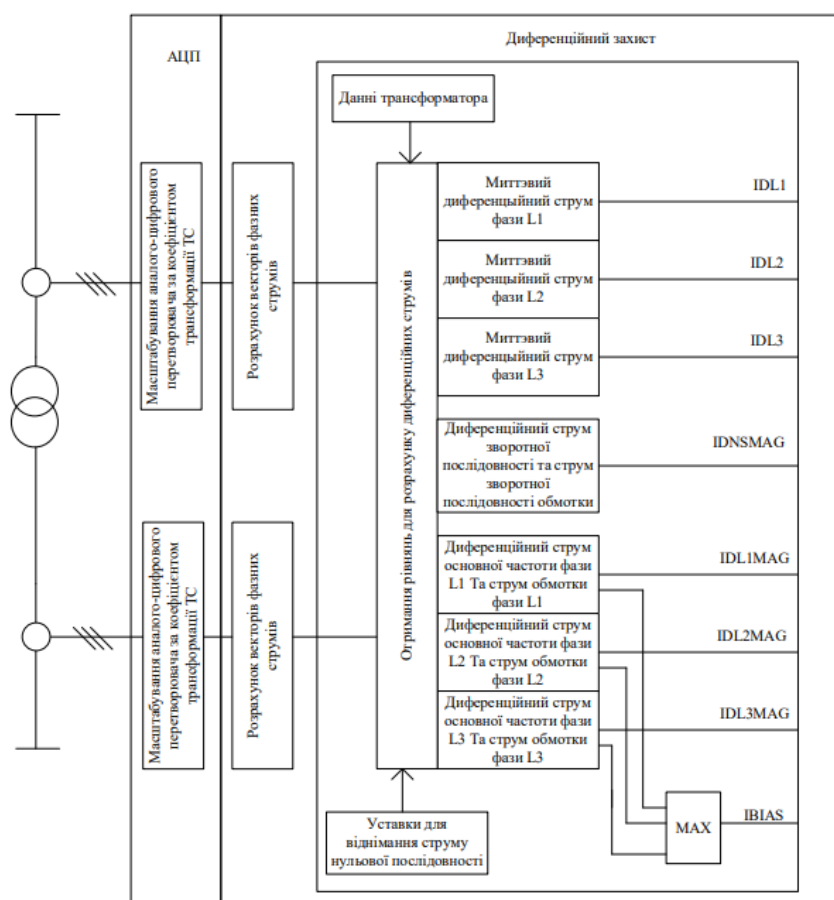


Рисунок В.1 – Обробка вимірюваних диференціальних струмів захисту трансформатора

Для диференціального захисту силового трансформатора вводяться наступні струми. Вони повинні виражатися в первинних амперах.

1. Миттєві значення струмів в фазах обмоток найвищої і найнижчої напруги двохобмоткового трансформатора.

2. Струми по фазах всіх обмоток силового трансформатора представлені у вигляді векторів фундаментальної частоти. Ці струми розраховуються за допомогою дискретного перетворення Фур'є основної частоти.
3. Струми зворотної послідовності обох сторін силових трансформаторів представляються у вигляді векторів. Ці струми розраховуються за рівняннями симетричних складових.

Диференціальний захист силового трансформатора:

1. Обчислює три диференційні струми основної гармоніки з, та один сумарний гальмівний струм. Складова нульової послідовності може бути додатково виключена з кожного з трьох диференційних струмів основної гармоніки, а також одночасно з сумарного гальмівного струму.
2. Обчислює три миттєвих залишкових струми. Вони також використовуються для аналізу вищих гармонік і за формою сигналу.

Обчислює зворотну послідовність залишкового струму. Внесок в струм з усіх сторін силового трансформатора використовується за допомогою селектора внутрішні/зовнішні пошкодження з метою виявлення та класифікації пошкоджень як внутрішніх так і зовнішніх.

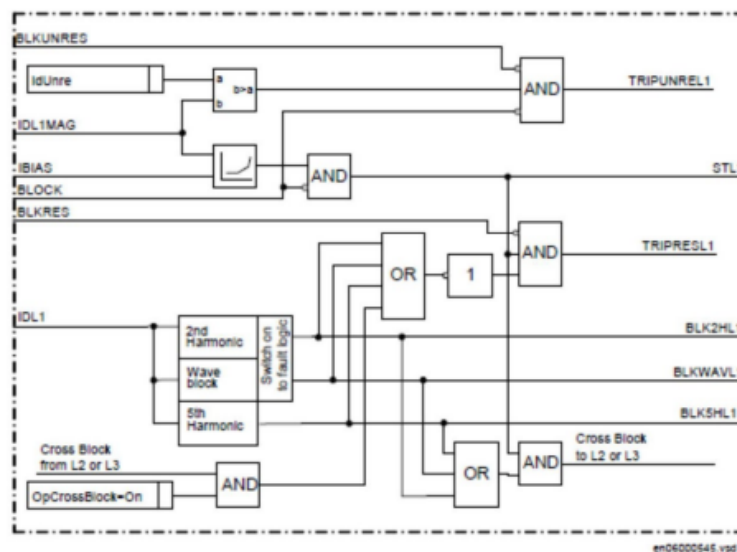


Рисунок В.2 – Спрощена логіка диференціального захисту трансформатора для фази L1

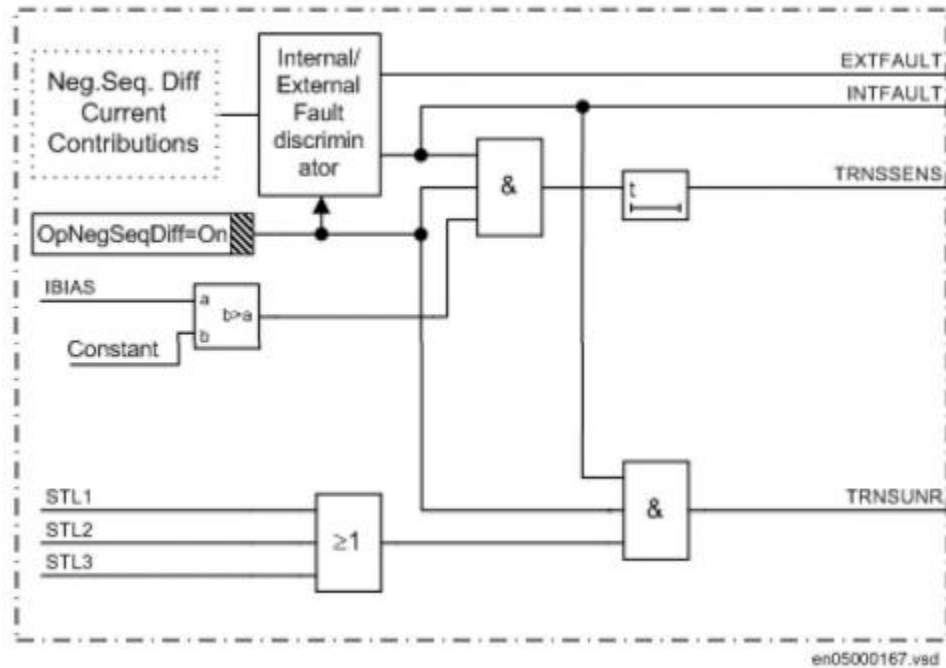


Рисунок В.3 – Спрощена логіка диференціального захисту трансформатора для селектора зовнішніх / внутрішніх несправностей

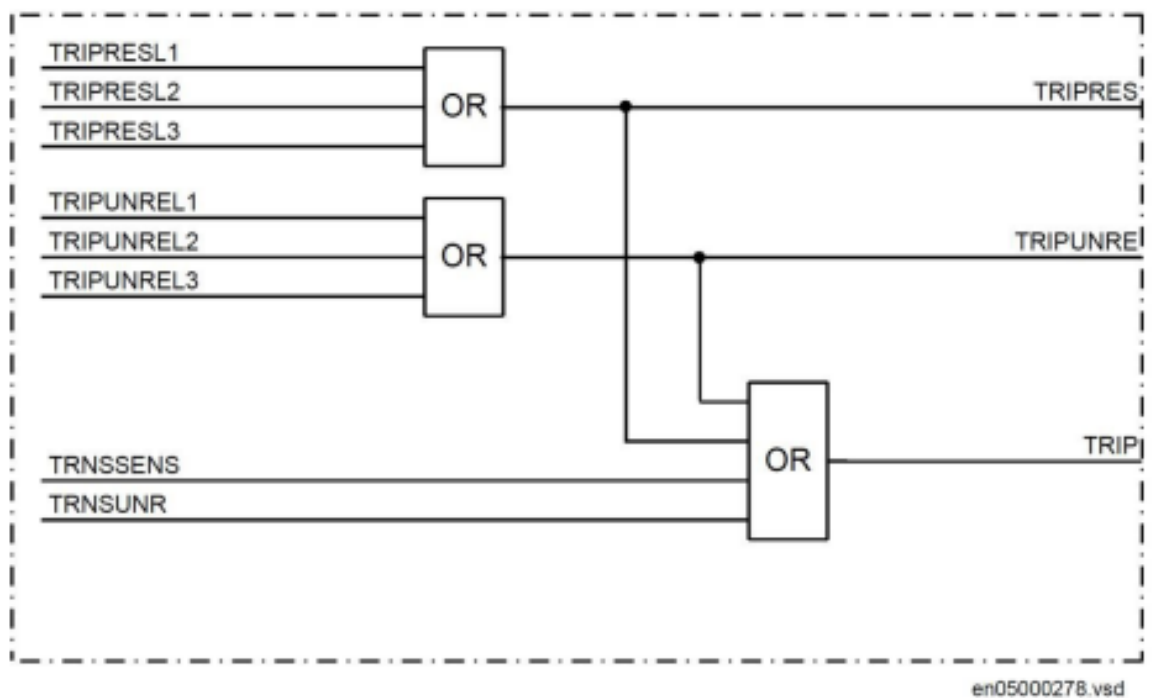


Рисунок В.4 – Внутрішнє угруповання сигналів відключення диференціального захисту трансформатора

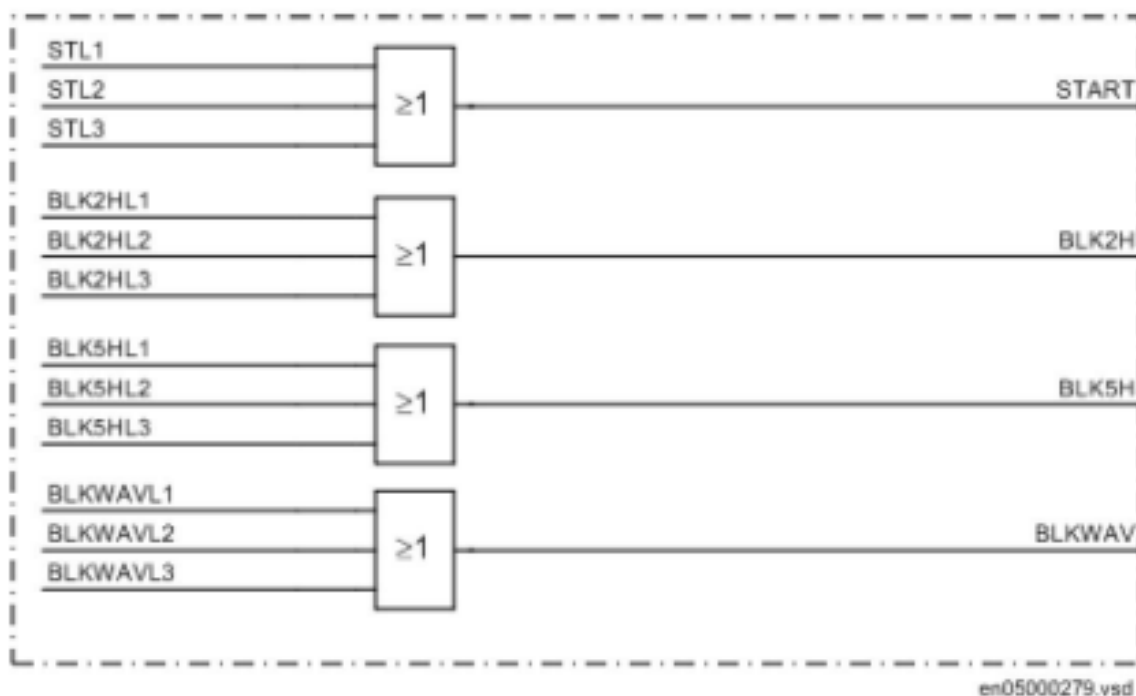


Рисунок В.5 – Внутрішнє угруповання сигналів логічного захисту диференціального захисту трансформатора

Логіку на малюнках вище можна звести до наступного:

1. Три диференційні струми основної гармоніки використовуються пофазно для двох меж. Перша межа - характеристика спрацьовування гальмування, друга - межа без гальмування з високою уставкою. При перевищенні першої межі встановлюється сигнал пуску START. При перевищенні ліміту без гальмування відразу подається сигнал відключення без гальмування TRIPUNRE і загальний сигнал відключення TRIP.
2. Якщо сигнал запуску подається по фазі, то сигнали блокування перевіряються за вищими гармоніками і за формою сигналу. Тільки сигнал, який не має відповідних сигналів блокування, може привести до команди відключення. Якщо використовується логіка перехресного блокування, тільки якщо всі фази з сигналом спрацьовування вільні від відповідних сигналів блокування, видаються сигнали гальмування TRIPRES і загальний сигнал відключення TRIP.

3. Якщо сигнал запуску подається в фазі і пошкодження було віднесено до категорії внутрішніх, то будь-які блокуючі сигнали ігноруються і сигнал видається без затримок відключення зворотної послідовності TRNSUNR і сигнал загального відключення TRIP. Ця функція називається захистом зворотної послідовності без гальмування.
4. Чутливий диференціальний захист зворотної послідовності не залежить від будь-яких сигналів запуску. Це означає, що для виявлення менших внутрішніх пошкоджень, таких як поворотні несправності, які часто не виявляються традиційним диференціальним захистом. Чутливий диференціальний захист зворотної послідовності спрацьовує кожного разу, коли обидва подають сумарний залишковий струм зворотної послідовності (який необхідно порівняти з внутрішнім/зовнішнім пошкодженням) над значенням уставки IMinNegSeq. Якщо пошкодження позитивно ідентифікується як внутрішнє, а стан стабільний без переривання принаймні одного циклу основної гармоніки, подаються сигнали диференціального захисту TRNSSENS зі зворотною послідовністю та загальні сигнали відключення TRIP. Така функція називається чутливим диференціальним захистом зворотної послідовності.
5. Якщо сигнал запуску подається по фазі, навіть якщо пошкодження класифікується як зовнішнє, миттєвий залишковий струм у цій фазі аналізується на вміст другої та п'ятої гармонік. У випадку меншої гармонічної складової, ніж зазначено уставкою I2/I0 Ration, I5/I1 Ration (у цьому випадку виходи 2- гармоніки та 5- гармоніки блоків знаходяться в позиції 0), тоді Передбачається, що мало місце незначне одночасне внутрішнє пошкодження. Команда відключення допускається тільки при таких умовах (сигнал TRIPRESL1 = 1). Логічна схема перехресного блокування автоматично застосовується за цих умов. (Це означає, що сигнали перехресного блокування з двох інших

фаз L 2 і L3 не активуються для отримання відключення на виході TRIPRESL1).

6. Всі умови спрацьовування і блокування доступні як поетапні, так і загальні (тобто трифазні) сигнали.

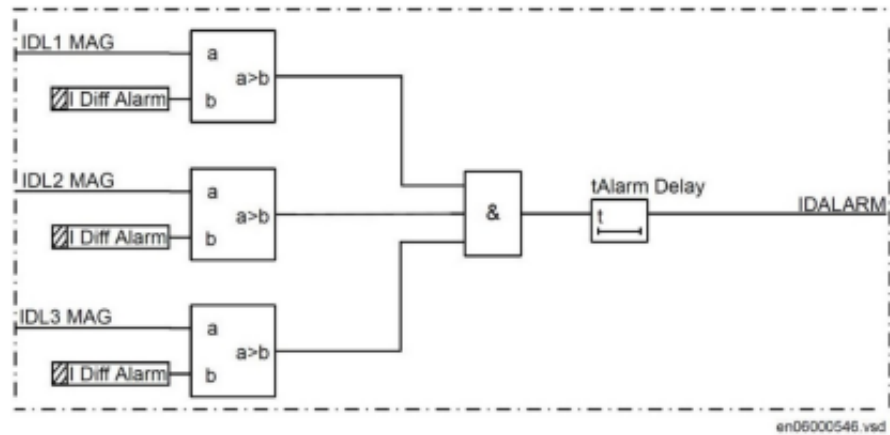


Рисунок В.6 – Логіка тривоги захисного відключення

ДОДАТОК Г

Безпека у надзвичайних ситуаціях

Г.1 Дослідження безпеки роботи релейного захисту блока генератор-трансформатор 200 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

Щорічно в нашій країні виникають надзвичайні ситуації природного та техногенного характеру, що призводить до загибелі багатьох людей і значних матеріальних збитків.

Масштаби, характер руйнувань і кількість постраждалих людей залежать від типу, масштабу і місця аварії, катастрофи або стихійного лиха, від швидкості розвитку надзвичайної ситуації.

На акціонерному товаристві використовуються елементи, до складу яких входять: метали, напівпровідники, діоди, резистори та ін. Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали, бо їм властива велика концентрація вільних носіїв.

Внаслідок проходження гамма-випромінювання через елементи електронної апаратури, в останніх утворюється потік вільних зарядів. Внаслідок переміщення яких може виникнути імпульс який може призвести до хибного спрацювання пристроїв. Також наслідком такого опромінення є підвищення провідності матеріалів, збільшення протікання струму і зменшення опору, в газорозрядних приладах зменшується напруга запалення. Таким чином блоки релейного захисту блока генератор-трансформатор можуть раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації.

ЕМІ може поширюватись на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях, здійснюючи вплив на об'єкти там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають свої значення як вражаючі фактори. Також може викликати в лініях зв'язку,

енергопостачання, систем обчислювальних машин, напруги, що можуть викликати пробій ізоляції елементів апаратури і пристроїв, підключених до повітряних і підземних ліній. Ступінь пошкоджень залежить від наведеного імпульсу напруги чи струму і електричної міцності обладнання.

Тому саме з цих причин необхідно оцінити безпеку роботи релейного захисту блока генератор-трансформатор 200 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

Г.2 Дослідження безпеки роботи релейного захисту блока генератор-трансформатор 200 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах релейного захисту блока генератор-трансформатор 200 МВт можуть виникнути зворотні зміни. Дані заносимо в таблицю Г.1.

Таблиця Г.1 – Граничні значення експозиційних доз елементів релейного захисту блока генератор-трансформатор 200 МВт

№	Елементи релейного захисту блока генератор-трансформатор 200 МВт		Д _{гр} , Р	Д _{гр} , Р
1	Трансформатори	ТДЦ-2000000/110	10 ⁶	10 ⁵
		ТДЦ-200000/220	10 ⁶	
		АТДЦТН- 200000/220/110	10 ⁶	
2	Розрядники	ОПН-1Ю-У1	10 ⁵	
		ОПН-220-У1	10 ⁵	
3	Струмопровід	ГРТЕ-10-8550-250	10 ⁹	

По мінімальному значенні Д_{гр}, визначаємо межу стійкості роботи релейного захисту блока генератор-трансформатор 200 МВт в цілому: Д_{гр}=10⁵ Р.

Визначаємо граничне значення рівня радіації, до якого можлива робота виробничого персоналу у звичайному режимі за час t_{max}:

$$P_{zp} = \frac{D_{zp} \cdot K_{noc}}{2 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})} [P / \text{год}], \quad (\text{Г.1})$$

де K_{noc} – коефіцієнт послаблення

t_n – час початку опромінення - $t_n = 1$ год

$t_{p.макс.}$ – максимальна тривалість роботи - $t_{p.макс.} = 87600$ год (10 років)

$$\begin{aligned} t_k &= t_{p.макс.} + t_n, \\ t_k &= 87600 + 1 = 87601 \text{ год.} \\ P_{zp} &= \frac{10^5 \cdot 1}{2 \cdot (\sqrt{87601} - \sqrt{1})} = 169,5 \text{ (P / год)}, \end{aligned} \quad (\text{Г.2})$$

Визначаємо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах.

$$\begin{aligned} t_{don} &= \left(\frac{D_{zp} \cdot K_{noc} + 2 \cdot P_{1max} \sqrt{1}}{2 \cdot P_1} \right)^2 [\text{год}], \quad (\text{Г.3}) \\ t_{don} &= \left(\frac{10^5 \cdot 1 + 2 \cdot 169,5}{2 \cdot 169,5} \right)^2 = 87582 \text{ (год)} \end{aligned}$$

Таким чином, релейний захист блока генератор-трансформатор 200 МВт буде безпечно працювати, якщо граничне значення рівня радіації не перевищуватиме значення 169,5 Р/год.

Г.3 Дослідження безпеки роботи релейного захисту блока генератор-трансформатор 200 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу

При оцінці впливу ЕМІ на струмопровідні елементи необхідно врахувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями

напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному $K_B=40$ дБ.

На кожній ділянці релейного захисту блока генератор-трансформатор 200 МВт визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $1_{в1}=3,5\text{м}$, $1_{в2}=2,3\text{м}$, $1_{в3}=2,35\text{м}$, $1_{г1}=2,4\text{м}$, $1_{г2}=2,1\text{м}$, $1_{г3}=3,2\text{м}$.

Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_B = 20 \lg \frac{U_{\partial on}}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 \text{ дБ} , \quad (\Gamma.4)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$20 \lg U_{\epsilon} = 20 \lg U_{\partial on} - K_{\epsilon} , \quad (\Gamma.5)$$

$$U_{\epsilon} = 10^{\frac{20 \lg U_{\partial on}}{20}} [B] , \quad (\Gamma.6)$$

$$U_{\epsilon} = \frac{U_{\partial on}}{10^{\frac{K_{\epsilon}}{20}}} [B] ,$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

$$U_{\Delta} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N [B] , \quad (\Gamma.7)$$

де $U_{\text{ж}}$ – напруга живлення, В;

N – допустиме відхилення напруги, %

При $U_{ж}=220$ (В), $U_{доп1}=242$ (В);

При $U_{ж}=110$ (В), $U_{доп2}=121$ (В);

При $U_{ж}=10$ (В), $U_{доп3}=11$ (В).

Визначаємо напругу наведену в вертикальних струмопровідних частинах.

Трансформатори:

$$U_{\epsilon 1} = \frac{242}{10^{\frac{40}{20}}} = 2,42 \text{ (В)} ,$$

Розрядники:

$$U_{\epsilon 2} = \frac{121}{10^{\frac{40}{20}}} = 1,21 \text{ (В)} ,$$

Струмопроводи:

$$U_{\epsilon 3} = \frac{11}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,11 \text{ (В)} .$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля для кожного блока:

$$E_{\Gamma i} = \frac{U_{Bi}}{L_{Bi}} \text{ [В / м]} , \quad (\Gamma.8)$$

$$E_{\Gamma 1} = \frac{2,42}{3,5} = 0,69 \text{ (В / м)} ,$$

$$E_{\Gamma 2} = \frac{1,21}{2,3} = 0,53 \text{ (В / м)} ,$$

$$E_{\Gamma 3} = \frac{0,11}{2,35} = 0,04 \text{ (В / м)} .$$

Визначаємо вертикальну складову напруженості електричного поля:

$$E_B = E_z \cdot 10^3 [B/m], \quad (Г.9)$$

$$E_{B1} = 0,69 \cdot 10^3 = 690 (B/m),$$

$$E_{B2} = 0,53 \cdot 10^3 = 530 (B/m),$$

$$E_{B3} = 0,04 \cdot 10^3 = 40 (B/m).$$

Отже елементи релейного захисту блока генератор-трансформатор 200 МВт будуть безпечно працювати, якщо вертикальна складова напруженості електричного поля не перевищуватиме значення:

- для трансформаторів – 690 (В/м);
- для розрядників 530 (В/м);
- для струмопроводів – 40 (В/м).

Г.5 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи релейного захисту блока генератор-трансформатор 200 МВт в умовах надзвичайних ситуацій

Головними заходами щодо радіаційної безпеки є: застосування в апаратурі радіаційно-стійких елементів і матеріалів, спеціальних масивних екранів або активного захисту від впливу потоків заряджених частинок. При імпульсному впливі іонізуючих випромінювань, крім перерахованих способів використовують: застосування схем, мало критичних до змін електричних параметрів; зниження напруги живлення на аноді і збільшення від'ємної напруги зсуву сіток газорозрядних приладів; застосування пристроїв, які містять радіотехнічні схеми на період впливу радіації; збільшення відстані між елементами, які знаходяться під навантаженням та інші.

Також, у підрозділі з безпеки НС проведено оцінку безпеки роботи релейного захисту блока генератор-трансформатор 200 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій та розроблено заходи по підвищенню його безпеки роботи.

В умовах дії іонізуючих випромінювань релейний захист буде безпечно працювати до рівня радіації 169,5 Р/год. При допустимому часі роботи апаратури протягом 87582 год.

Оцінюючи безпеку роботи релейного захисту блока генератор-трансформатор 200 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу, доведено, що обладнання буде злагоджено працювати, якщо вертикальна складова напруженості електричного поля не буде перевищувати: для трансформаторів – 690В/м, для розрядників 530 (В/м), для струмопроводів – 40 (В/м).

ДОДАТОК Д
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ БЛОКА
ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР 200 МВТ

Студент _____
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис) (ініціали та прізвище)



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

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ БЛОКА ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР 200 МВТ



Виконала: ст. гр ЕС-21 мз
Керівник: к.т.н., професор каф. ЕСС

Гуменюк Анна Анатоліївна
Рубаненко Олександр Євгенійович

2024 р.

Актуальність

2

Актуальність теми дослідження релейного захисту блока генератор-трансформатор (ГТ) потужністю 200 МВт визначається кількома ключовими факторами. Перш за все, це забезпечення безперебійного та надійного енергопостачання в електроенергетичній системі (ЕЕС), що є критично важливим для будь-якої ЕЕС.

В наш час умовах активних військових дій, зростаючого дефіциту генерованої електричної енергії та в умовах необхідності забезпечення якості електропостачання, системи релейного захисту та мікропроцесорної (МП) протиаварійної автоматики (ПАА) відіграють важливу роль у підтримці роботи блоків ГТ електричних станцій (ЕС). Пошкодження або вихід з ладу генераторів та трансформаторів електричних станцій можуть призвести до значних фінансових втрат та збоїв в енергопостачанні. Ефективний релейний захист дозволяє запобігти пошкодженню обладнання та знизити ризик аварійних відключень в ЕЕС.



Актуальність, мета

3

Розвиток нових технологій у сфері релейного захисту, таких як цифрові та мікропроцесорні реле, підвищує точність і швидкість реакції системи захисту, полегшує налаштування панелей захисту СГ, їх діагностування, виявлення пошкоджень як СК так і панелей захисту на ранній стадії розвитку цих пошкоджень. Актуальність теми магістерської роботи полягає у впровадженні сучасних технічних рішень, що забезпечують підвищення надійності та ефективності релейного захисту. Релейний захист допомагає мінімізувати ризики аварій, що можуть призвести до екологічних катастроф. Зменшення кількості аварійних відключень та оптимізація режимів роботи енергетичних блоків дозволяють знизити експлуатаційні витрати та підвищити економічну ефективність роботи енергосистеми в цілому

Метою роботи є вдосконалення системи релейного захисту блоків захисту синхронних генераторів та блочних силових трансформаторів блоків 200 МВТ електричних станцій.

Згідно поставленої **мети** в роботі вирішено наступні **задачі**:

- досліджено особливості релейного захисту блоку генератор-трансформатор;
- досліджено особливості експлуатації синхронних генераторів;
- розрахунок уставок захистів синхронних генераторів 200 МВТ;
- досліджено мікропроцесорні захисти RET650 та REG630.

Об'єкт, предмет

4

Об'єктом дослідження є процеси зміни технічного стану блоків генераторів на ЕС.

Предметом досліджень є методи та засоби захисту синхронних генераторів ТВВ 200 МВт та блочних трансформаторів електричних станцій, на яких експлуатуються ці генератори.

Методи дослідження. В роботі використані методи теорії релейного захисту.

Наукова новизна отриманих результатів. Отримав подальший розвиток метод визначення уставок спрацювання захистів блока генератор-трансформатор.

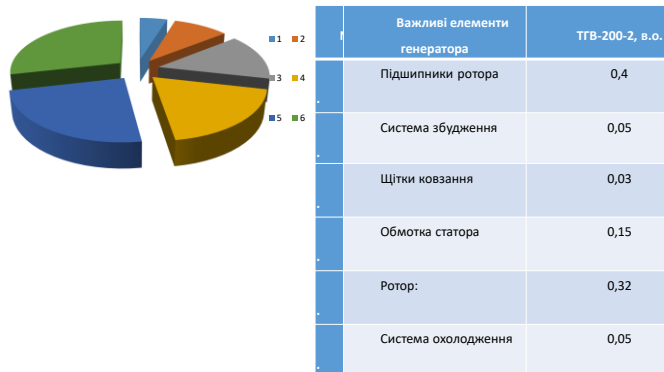
Практичне значення полягає у наведених прикладах розрахунку уставок спрацювання генератора та блочного трансформатора ЕС.

Апробація результатів роботи і публікації. Основні наукові результати були опубліковані у науковому журналі «Технічна інженерія»

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

Пошкоджуваність генераторів ТГВ 200

5



Вимоги до захисту генераторів ТГВ 200

6

Для блоків генератор-трансформатор з генераторами потужністю 200 МВт потрібно встановлювати пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА) від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи

Замикання на землю в обмотці статора та в колах генераторної напруги. Багатофазні замикання у обмотці статора генератора і на його виводах. Замикання між витками однієї фази у обмотці статора турбогенератора (для генераторів, що мають два або три паралельних витки обмотки статора).

Багатофазні замикання у обмотках і на виводах трансформаторів. Однофазні замикання на землю в обмотці трансформатора та на її виводах, приєднаних до мережі з великими струмами замикання на землю.

Замикання між витками в обмотках трансформаторів.

Зовнішні короткі замикання (КЗ).

Перевантаження генератора струмами зворотної послідовності (для блоків з генераторами потужністю більшою за 30 МВт).

Симетричне перевантаження обмотки статора генератора і обмоток трансформатора.

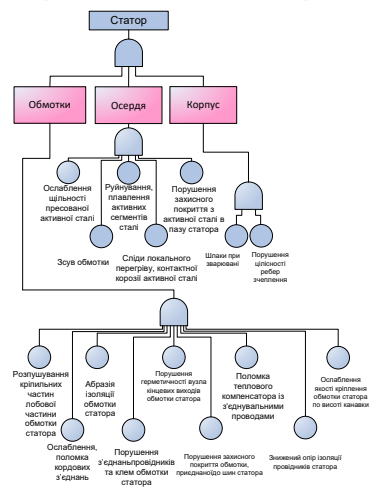
Вимоги до захисту (продовження)

7

Перевантаження обмотки ротора генератора струмом збудження (для турбогенераторів із безпосереднім охолодженням провідників обмоток і для гідрогенераторів).
 Підвищення напруги на обмотці ротора.
 Підвищення напруги на обмотці статора генератора і трансформатора блоку.
 Замикання на землю в одній точці кола збудження.
 Замикання на землю в другій точці кола збудження (для турбогенераторів потужністю меншою за 160 МВт).
 Асинхронний режим із втратою збудження.
 Зниження/підвищення частоти (перезбудження генератора і трансформатора).
 Зворотна потужність (для турбогенераторів потужністю більшою за 120 МВт).
 Відмова вимикачів (блокового, генераторного).
 Пошкодження усередині трансформаторів (виділення газів, зниження рівня масла, скидання або підвищення тиску в баках).
 Частковий пробій ізоляції виводів трансформатора.
 Випадкове ввімкнення генератора в мережу (для блоків з генераторами потужністю більшою за 160 МВт).

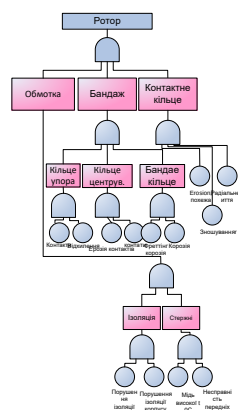
Дерево несправностей статора СГ

8



Дерево несправностей ротора СГ

9



Розрахунок уставок захисту обмотки статора від симетричних перевантажень

10

Використовуємо максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу. Струм спрацювання захисту $I_{сз}$ визначається за виразом:

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_{\Pi}} \cdot I_{Г.НОМ};$$

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,99} \cdot 8625 = 9147,727 \text{ (A)}.$$

k_H – коефіцієнт надійності $k_H = 1,05$ в.о., k_{Π} – коефіцієнт повернення $k_{\Pi} = 0,99$ в.о., $I_{Г.НОМ}$ – номінальний струм генератора $I_{Г.НОМ} = 8625 \text{ A}$.

Мікропроцесорний захист генератора REG 630 фірми ABB

11

REG630 відноситься до лінії Relion® компанії ABB, до серії 630. Прилади серії 630 характеризуються можливістю функціонального розширення і гнучкої конфігурації. Пристрій REG630 призначений для використання в якості основного захисту синхронних генераторів, забезпечує повний захист генератора і електричного двигуна під час запуску і під час нормальної роботи. REG630 зазвичай використовується на дизельних, гідроелектричних, парових і теплових електростанціях.



Зовнішній вигляд REG 630. Попередньо задана конфігурація призначена для прямого підключення пристрою до генераторної установки.

REG630 є комплексним інтелектуальним пристроєм керування генератором, призначеним для захисту, керування, вимірювання та контролю генераторів малої та середньої величини.

Висновки

11

Розглянуто питання вдосконалення системи релейного захисту блоків синхронних генераторів та блочних силових трансформаторів блоків 200 МВт.

1. Захисти блоків генератор-трансформатор містять захисти генератора, блокового трансформатора, трансформатора (трансформаторів) власних потреб, трансформатора в системі паралельного самозбудження та безщіткового збудження, а також ошинування від блокового трансформатора до системи шин ВРУ.

2. На основі аналізу літературних джерел визначено, що найбільш часто пошкоджуються вузли синхронних турбогенераторів є: статор, ротор, збудник, система збудження, корпус статора, підшипники валу ротора, система охолодження.

3. Розрахунок уставок релейного захисту для блоку турбогенератор-трансформатора є складним процесом. Розраховані уставки захисту від перевантаження, захисту від короткого замикання, захисту від вибухів, захисту від втрати фази тощо.

4. Економічні розрахунки пов'язані із заміною застарілого релейного захисту новим захистом, свідчать про те, що така заміна потребує значних капіталовкладень та має термін окупності 0,3 роки.